

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

2-2016

ISSN 2412-6497





**XIV международный форум
ГАЗ РОССИИ 2016**

**XIV international forum
GAS OF RUSSIA 2016**

Российское Газовое Общество

При поддержке:



Пленарная сессия

Круглые столы

**Панельная дискуссия по
наиболее актуальным
для отрасли темам**

**Газ России - откровенная дискуссия
профессионалов газовой отрасли о ее
настоящем и будущем.**

6 декабря 2016

Москва, Radisson Royal (Гостиница Украина)



**Российское
Газовое
Общество**

Содержание

УГЛЕВОДОРОДЫ

- 3 А.С. Ефимов, М.Ю. Смирнов, Д.В. Миляев, Ю.С. Юргина.** Нефтегазовый потенциал Восточной Сибири

ИННОВАЦИИ

- 10 С.В. Милованов, Н.Н. Кисленко, А.Д. Тройников.** Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа
- 18 С.А. Герасименко.** Проведение газоконденсатных исследований с использованием передвижного комплекса для исследования газоконденсатных скважин без выпуска газа в атмосферу

ТРУБОПРОВОДЫ

- 22 Н.В. Реутских, М.А. Бережной, И.А. Дуденко.** Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород

ТРАНСПОРТ ГАЗА

- 27 М.А. Тюрин, Е.А. Клейменов, В.А. Рябов, Д.М. Яковлев, М.Е. Бочаров.** Математическое моделирование легких фундаментов ГПА с учетом грунтовых условий Ямала и Восточной Сибири

ЭКОНОМИКА ОТРАСЛИ

- 33 В.М. Поляков, З.С. Агаларов.** Оптимальное стратегическое планирование работы группы предприятий нефтегазовой отрасли с учетом факторов неопределенности

НОВОСТИ

- 38** «Глобальная энергия-2016» останется в России
- 40** Исследования на шельфе Сахалина
- 40** ТИУ: выбор эффективных технологий
- 41** Лучшие из лучших
- 41** Новая кафедра

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

- 42 А.Б. Мачулин, А.С. Качелин.** Научно-практический анализ организации и результатов эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования в многоквартирных и жилых домах

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 48 А.Н. Резников, Э.С. Сианисян, В.В. Антонцова.** Использование хронобаротермического и термобарогеохимического методов изучения осадочно-породных бассейнов

ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ ТЭК

- 55 М.В. Кротова.** Некоторые методологические задачи формирования сценариев научно-технического и технологического развития нефтегазового комплекса РФ

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

- 64 Л.И. Шевченко, А.И. Грищенко.** О подготовке юридических кадров по специальности «Энергетическое право»

ИСТОРИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- 69 Е.И. Демидова, А.В. Захаров, Е.А. Ефимова.** К истории строительства экспортного газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород»



29 апреля прошла научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой». Сайт ООО «Газпром добыча Уренгой»



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 2
апрель-июнь
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 «Издательство «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: 30.05.2016
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

СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

Завальный Павел Николаевич — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «СITOGIC», 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»

Лажно 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., Совет Федерации ФС РФ, Комитет по социальной политике

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

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

Пашковская Ирина Грантовна — д.полит.н., ведущий научный сотрудник Центра 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»

Плакилкин 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 Российской Федерации

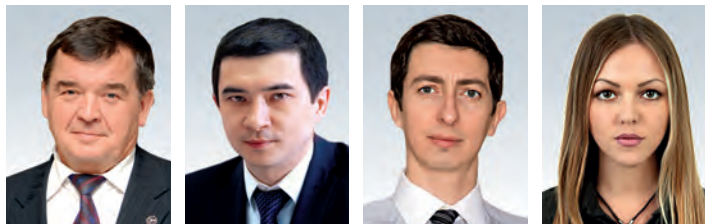
Сианисян Эдуард Саркисович — д.г.-м.н., профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой «Геологии, нефти и газа» Южного федерального университета

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

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

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

Язев Валерий Афонасьевич — д.э.н., профессор, первый заместитель председателя комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии



Нефтегазовый потенциал Восточной Сибири

СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ (АО «СНИИГГИМС», г. НОВОСИБИРСК)

А.С. Ефимов, генеральный директор

М.Ю. Смирнов, первый заместитель генерального директора

Д.В. Мильяев, заведующий отделом, кандидат экономических наук

Ю.С. Юргина, инженер 1 категории

Аннотация. Дается комплексный обзор современного состояния и перспектив освоения нефтегазоносных недр Сибирской платформы в пределах Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Томской области. Анализируется статистика изменения ресурсной базы углеводородов, проведения геологоразведочных работ, открытия месторождений, добычи и транспортировки сырья. Рассматриваются нефтегазоносные зоны первоочередного геологического изучения, приводится их ранжирование по результатам выполненной специалистами АО «СНИИГГИМС» геолого-экономической оценки.

Ключевые слова: нефть, газ, запасы, ресурсы, углеводородное сырье, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, геологоразведочные работы, прирост, добыча, лицензии, недропользование, участок недр, нефтегазоносная зона, экономическая оценка, эффективность.

Oil and Gas Potential of Eastern Siberia (Russian Federation)

SIBERIAN RESEARCH INSTITUTE OF GEOLOGY, GEOPHYSICS AND MINERAL RESOURCES (JSC «SNIIGGIMS», NOVOSIBIRSK)

A.S. Efimov, General Director

M.Yu. Smirnov, first Deputy General Director

D.V. Milyaev, Head of Department, Ph.D.

Yu.S. Yurgina, Engineer 1 category

Abstract. In present paper we give a holistic overview of the current state and prospects of Siberian oil and gas Platform development within the Krasnoyarsk region, the Irkutsk region, the Republic of Sakha (Yakutia) and the Tomsk region. We analyze the dynamic statistics of the resource base of hydrocarbons, geological prospecting, field discovery, extraction and transportation of raw materials. Oil and gas priority areas of geological study are considered. Also we present their ranking on the results of the geological and economic evaluation made by specialists of JSC «SNIIGGIMS».

Keywords: oil, gas, reserves, resources, hydrocarbons, Eastern Siberia, the Siberian platform, exploration, growth, production, licenses, subsoil use, subsurface block, subsoil block, oil and gas area, economic assessment, efficiency.

С 2005 года территория Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) из сырьевого резерва России превратилась в новый быстро развивающийся регион нефтегазодобычи: количество действующих лицензий увеличилось почти вчетверо, ежегодно выполняется около 20 тыс. км сейсмических маршрутов, бурится

более 100 тыс. пог. м глубоких поисковых скважин, открыто 41 месторождение углеводородов. Введена в эксплуатацию нефтепроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан», что позволило нарастить годовую добычу нефти до 45,9 млн т (в том числе более 23 млн т из древних венд-кембрийских пород Сибир-

ской платформы) с перспективой роста до 80 млн т. В связи с началом строительства газопровода «Сила Сибири» создается газовая отрасль с потенциалом добычи не менее 60 млрд м³ в год.

Проведение региональных геологоразведочных работ, лицензирование и мониторинг недропользова-

ния курирует Сибирский научно-исследовательский институт геологии геофизики и минерального сырья, что позволяет коллективу авторов представить в данной статье комплексный обзор современного состояния и перспектив освоения восточносибирских недр.

Состояние освоения

По состоянию на 1 января 2015 года общий объем извлекаемых запасов и ресурсов нефти на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) составляет 16,0 млрд т (рис. 1а), в том числе в Красноярском крае — 10,1 млрд т (63,2%), Иркутской области — 2,7 (19,3%), Республике Саха (Якутия) — 3,1 (19,3%), Томской области — 0,1 (0,7%). Общий объем извлекаемых запасов нефти категорий С₁ и С₂ составляет 3,5 млрд т, извлекаемых ресурсов категорий С₃ и Д₁ — 5,2 млрд т.

Общий объем запасов и ресурсов свободного газа оценивается в 53,8 трлн м³ (рис. 1б), из них на территории Красноярского края находится 28,6 трлн м³ (или 53,1%), в Иркутской области — 12,1 (22,4%), в Республике Саха (Якутия) — 13,2 (24,5%), в Томской области — 0,05 (0,1%). Запасы природного газа категорий С₁ и С₂ составляют 10,0 трлн м³, ресурсов категорий С₃ и Д₁ — 22,1 трлн м³.



Юрубченское месторождение

На территории Сибирской платформы на Государственный баланс поставлено 106 месторождений нефти, газа и конденсата. Из них в Красноярском крае находится 35 месторождений, в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) — 35 и 33, соответственно, 3 месторождения — на стыке Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

На территории Красноярского края преобладают нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения (исключение пред-

ставляют Енисей-Хатангская НГО и Нижнеангарский самостоятельный НГР, в пределах которых выявлены в основном газовые и газо-конденсатные месторождения). В Республике Саха (Якутия) также преобладают нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения (исключение представляет Вилюйская НГО, в которой открыты в основном газовые и газоконденсатные месторождения). Иркутская область богата газовыми и газоконденсатными месторождениями.

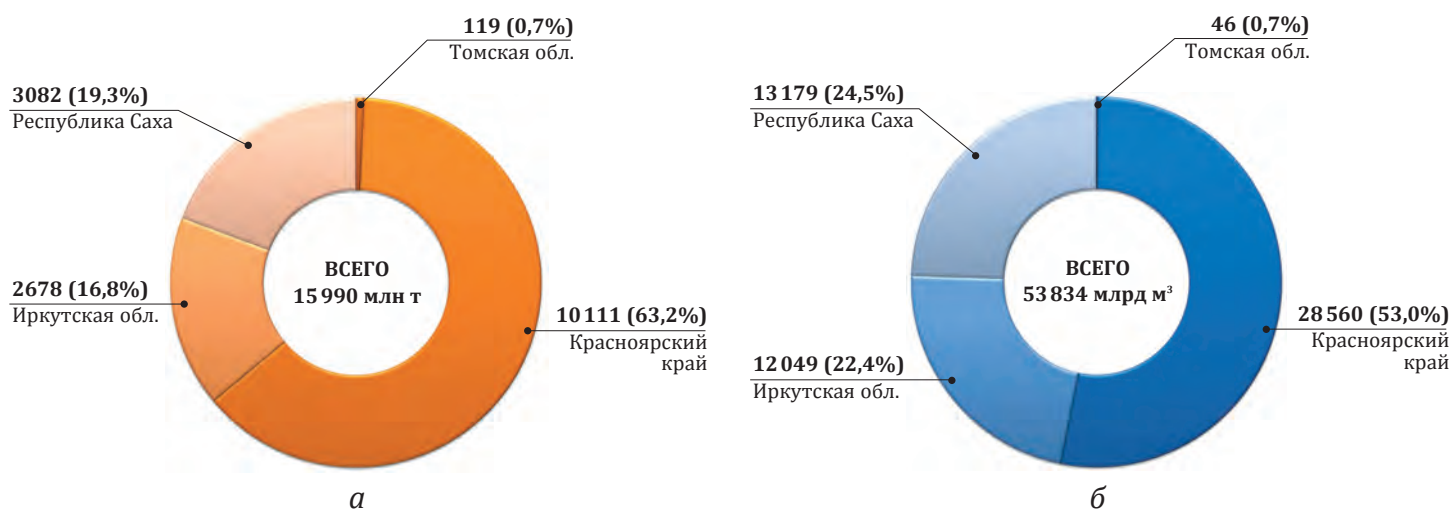


Рис. 1. Региональная структура извлекаемых запасов и ресурсов нефти (а) и свободного газа (б) (по состоянию на 1 января 2015 года)

Таблица 1

Запасы углеводородов базовых месторождений
 (по состоянию на 1 января 2015 года)

Месторождения	Нефть (извл.), млн т		Газ, млрд м ³		Конд. (извл.), млн т	
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂
Среднеботуобинское	98,4	107,9	168,0	72,9	3,0	0,6
Чаяндинское	52,5	15,1	708,2	738,5	11,1	11,0
Ковыктинское	0,0	0,0	1562,7	988,0	69,1	16,9
Талаканское, Верхнечонское, Северо-Талаканское, Алинское, Восточно-Алинское, Южно-Талаканское	304,3	100,8	80,0	129,5	0,9	3,6
Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Оморинское	289,3	587,6	170,5	400,6	14,4	36,5
Собинское, Пайгинское	11,6	5,3	148,6	14,7	8,1	0,8
Ванкорское	372,5	5,7	102,1	4,3	6,1	0,0
ВСЕГО	1128,6	822,4	2940,1	2348,5	112,7	69,4

Основными месторождениями из числа разрабатываемых в настоящее время являются Ванкорское, Талаканское и Верхнечонское. Разведаны и будут вводиться в освоение Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Ковыктинское, Чаяндинское, а также множество прилегающих к ним месторождений-спутников (табл. 1).

Региональные геологоразведочные работы и последующее лицензирование недр осуществляются согласно Программе геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (далее — Программа). Координируют ее выполнение Минприроды России и Роснедра, осуществляет мониторинг и корректировку АО «СНИИГ-ГиМС» [1, 2].

К началу реализации Программы в 2005 году в распределенном фонде недр Восточной Сибири и Республики Саха находилось 58 лицензионных участков. Остальные нефтеперспективные территории были разделены более чем на 200 участков. Первые четыре года активность компаний была очень высокой — в пользование было предоставлено 104 участка. Финансовый кризис 2009 года серьезно снизил темпы лицензирования, тем не менее за минувшие 7 лет (2009–2015 годы) оформлено еще 103 новых лицензий.

На 1 марта 2016 года в ведении 79 недропользователей находилось 224 лицензионных участка (рис. 2).

Для воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа необходимо проведение значительного объема ГРП. Региональная стадия геологического изучения включает научные исследования, бурение параметрических скважин, геофизические работы регионального масштаба, в том числе сейсмические, и финансируется государством [3]. Поиск и разведочные стадии выполняются недропользователями.

С 2005 года на геологоразведочные работы в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) потрачено

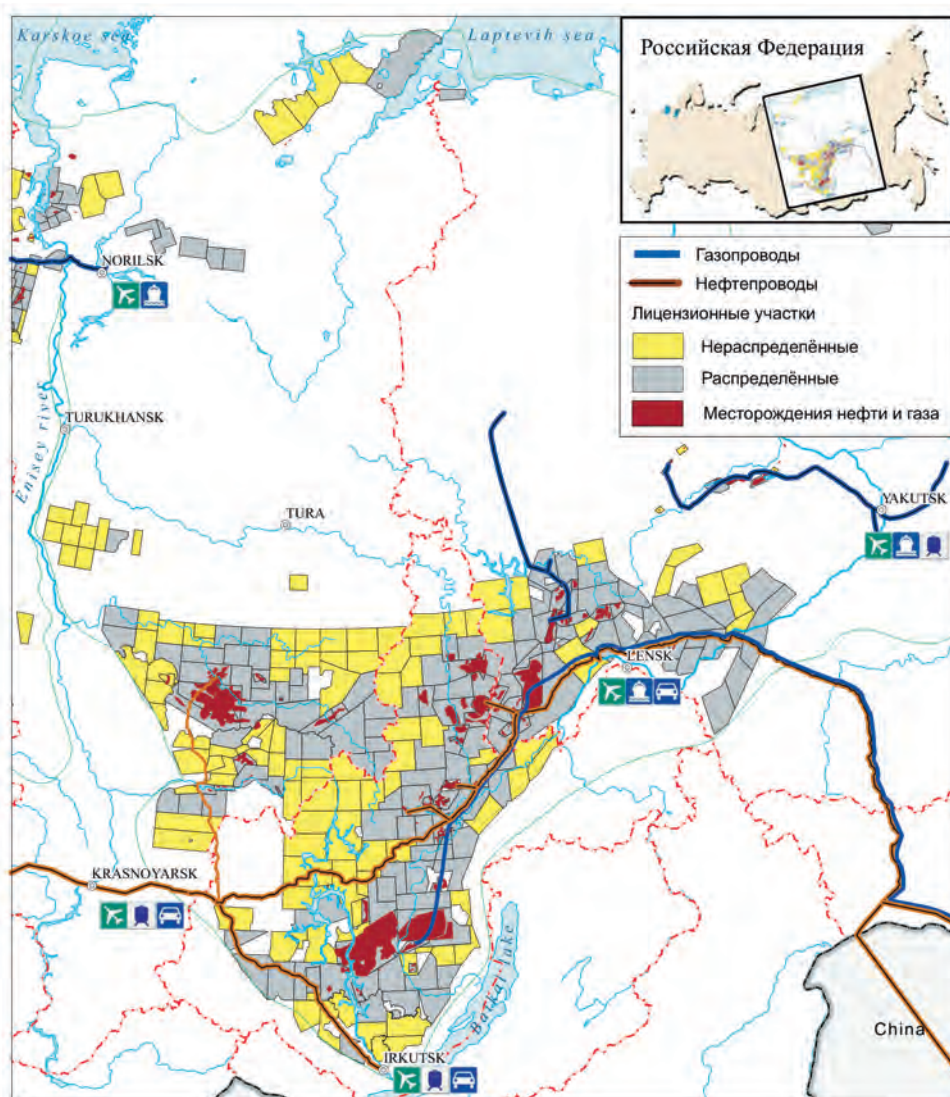


Рис. 2. Схема распределения лицензионных участков (по состоянию на 1 марта 2016 года)

Таблица 2
Среднегодовые показатели ГРП и их результаты

Показатель	Среднегодовое значение
Сейсморазведочные работы 2D, <i>пог. км</i>	
госбюджет	9 164
недропользователи	11 210
Сейсморазведочные работы 3D, <i>км²</i>	
недропользователи	3 223
Параметрическое бурение, <i>м</i>	
госбюджет	5 300
Глубокое бурение, <i>тыс. пог. м</i>	
недропользователи	112
Объем финансирования, <i>млн руб.</i>	
госбюджет	4 481
недропользователи	21 720
Локализация прогнозных ресурсов:	
нефть, <i>млн т</i>	581
природный газ, <i>млрд м³</i>	1 896
Прирост запасов:	
нефть, <i>млн т</i>	98,6
природный газ, <i>млрд м³</i>	90,4

270,7 млрд руб., в том числе 44,7 млрд руб. (16,5%) средств федерального бюджета и 226 млрд руб. (83,5%) средств частных инвесторов. Среднегодовые показатели по видам работ представлены в табл. 2.

Результатом выполненных мероприятий стал прирост запасов нефти категории С₁ в количестве 1060,8 млн т, (С₂) — 958,9 млн т; газа (С₁) — 1313,9 млрд м³, (С₂) — 2318,3 млрд м³.

Открыто 41 новое месторождение УВ с запасами категорий С₁ и С₂: нефти (С₁) — 94,4 млн т, (С₂) — 691,1 млн т; газа (С₁) — 204,0 млрд м³, (С₂) — 1776,5 млрд м³. Самым большим по разведанным запасам нефти из открытых в 2005–2015 годах месторождений стало Северо-Талаканское (29,1 млн т), по газу — Чиканское (39,3 млрд м³). Самым большим по суммарным запасам нефти стало месторождение им. Савостьянова (205,2 млн т), по газу — Ангаро-Ленское (1221,6 млрд м³).

Активная разработка нефтяных месторождений стала возможна благодаря вводу в эксплуатацию магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» пропускной способностью

80 млн т в год. Конечная точка нефтепровода — нефтеналивной порт «Козьмино» в Тихом океане — в 2009 году введен в эксплуатацию. В рамках межправительственного соглашения в 2010 было завершено строительство трубопровода «Сковородино (Россия) — Мохэ — Дацин (Китай)» с пропускной способностью 15 млн т в год. С появлением перечисленной инфраструктуры объем добычи нефти вырос с 0,5 млн т в 2005 году до 45,9 млн т в 2015

году. Накопленная за этот период добыча составила 219,9 млн т (рис. 3).

Сибирская нефть (ESPO) с содержанием серы 0,62% при плотности 34,8 API имеет более привлекательные характеристики, чем у основного конкурента (ранг Оман), у которого содержание серы 1,14% при плотности 32,9 API. ESPO имеет очень хорошие перспективы на тихоокеан-

ском рынке, что связано с высоким качеством и коротким транспортным плечом. В 2009–2016 годах отгрузки нефти ESPO осуществлялись в Китай, Японию, Республику Корея, Таиланд, Филиппины, Сингапур, Индонезию, Тайвань и Малайзию.

Долгосрочное поддержание годовых поставок нефти на необходимом для функционирования трубопровода ВСТО уровне возможно за счет вовлечения в изучение и последующее освоение перспективных и прогнозных ресурсов нефти этого региона. Согласно прогнозам СНИ-ИГГИМС, выйти на уровень годовых поставок нефти в 80 млн т планируется к 2025 году.

К концу 2016 года предполагается ввести в действие магистральный нефтепровод «Куямба — Тайшет», соединяющий Куямбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения с трубопроводной системой ВСТО. Общая протяженность нефтепровода (без учета километража резервных ниток подводных переходов) составит 695,2 км, пропускная способность — 15 млн т нефти в год [4].

1 сентября 2014 года сварен первый стык уникальной газотранспортной системы «Сила Сибири». Газопровод пройдет по территории 5 субъектов РФ: Иркутской области, Республики Саха (Якутия), Амурской области, Еврейской АО и Хабаровского

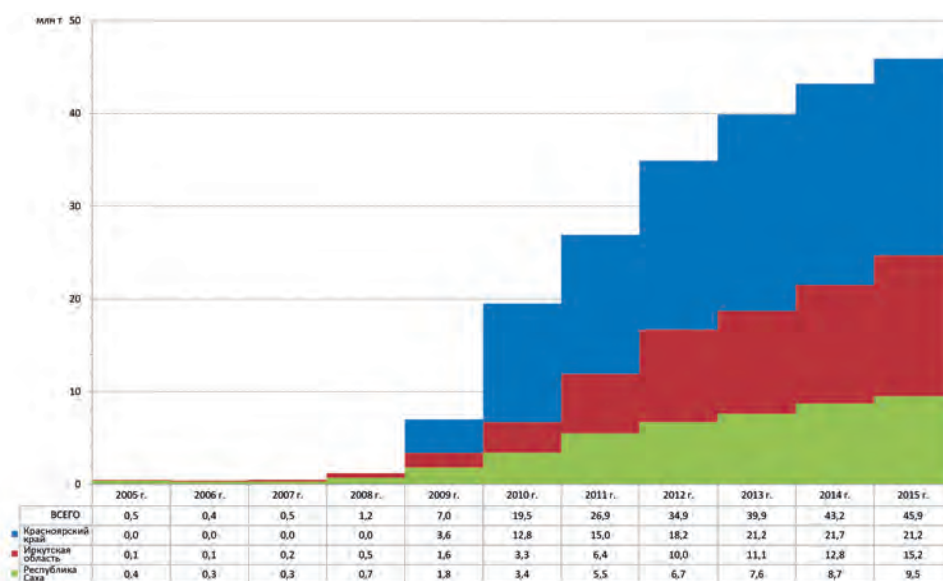


Рис. 3. Региональная структура и динамика добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) за 2005–2015 годы

края. Общая протяженность составит порядка 4000 км, проектная производительность — 38 млрд м³ газа в год. К концу 2018 года будет построен участок от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска протяженностью более 2200 км. В дальнейшем запланировано строительство участка от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского (около 800 км), а в перспективе — от Свободного в Амурской области до Хабаровска (около 1000 км). Таким образом, «Сила Сибири» соединится с ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» [5].

Строительство газопровода кардинально меняет ситуацию в газовой отрасли Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и делает востребованными новые лицензионные участки. Подтверждением этому является развернувшаяся борьба за право пользования недрами на аукционах, прошедших 24 июня 2014 года в Республике Саха (Якутия) по 4 участкам — Нижнеджербинскому, Среднебирюкскому, Кэдэргинскому и Мурбайскому. Сумма предложенных бонусов составила 1085,75 млн руб. при первоначальной цене 54,27 млн руб., т.е. выросла в 20 раз. На аукционах в Иркутской области по участкам Верхнетирскому и Верхне-непскому разница между заявленной ценой и фактически выплаченной увеличилась более чем на порядок (с 17,68 до 454,9 млн руб.)

Перспективы и направления развития МСБ

Восточносибирское направление является важнейшим для развития нефтегазового комплекса страны. Несмотря на достигнутый достаточно значительный прирост запасов, их интенсивное освоение и добычу нефти и газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), существуют большой потенциал новых открытий и соответствующий резерв площадей для постановки региональных и поисковых работ.

Сопоставление диаграмм с распределением числа пробуренных

скважин и открытых месторождений по годам (рис. 4) наглядно демонстрирует связь объемов бурения и открытий. Причем в последние годы развитие технологий ГРП позволяет проводить бурение с более высокой эффективностью. Большое число месторождений, в том числе крупных, открытых с возобновлением бурения на Сибирской платформе, говорит о том, что поисковый потенциал даже в пределах относительно изученных нефтегазоносных областей далеко не исчерпан.

Для реализации этого потенциала в «СНИИГГиМС» на постоянной основе ведется обширный комплекс работ, ориентированных как на задачи государственного заказчика, так и геологоразведочных и добывающих компаний:

- сбор, обработка и систематизация данных по геологии и недропользованию, ведение электронных баз данных;
- планирование региональных геологоразведочных работ;
- разработка и применение геофизических технологий;

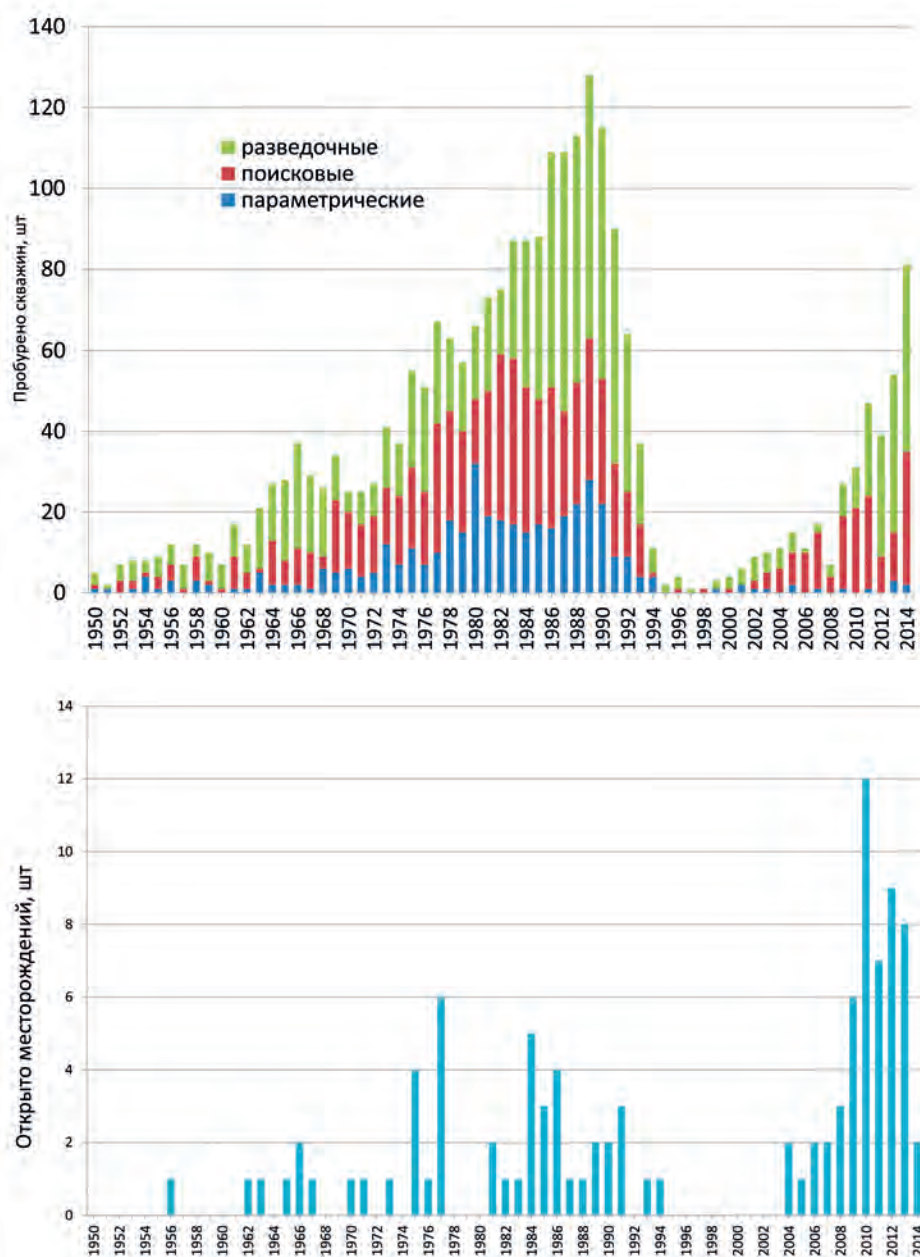


Рис. 4. Динамика открытий новых месторождений нефти и газа на территории Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) за 1950–2012 годы

- технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ;
- количественная и геолого-экономическая оценка запасов и ресурсов;
- технико-экономическое обоснование проектов;
- лабораторные исследования в собственной аккредитованной лаборатории;
- геоэкологическое сопровождение геологоразведочных работ.

В частности, проведены количественная и геолого-экономическая оценки нефтегазоперспективных зон в пределах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (рис. 5).

Зоны сосредоточены главным образом в пределах Лено-Тунгусской НГП, осадочный чехол которой составлен отложениями рифея, венда, палеозоя и мезозоя, и Западно-

Сибирской НГП. Литологический состав пород чехла весьма разнообразен -терригенные, карбонатные, эвапоритовые и вулканогенные толщи, большинство из которых имеет региональное распространение. Одни из них содержат заполненные флюидами резервуары, в других резервуары редки и их относят к флюидоупорам. Резервуары находятся в основном в нижних и средних частях нефтегазоносных комплексов (НГК), верхние части представлены региональными покровышками. Только у рифейского НГК нет региональной покровышки, так как во время предвендского перерыва размыта различная, часто значительная часть рифейских образований [6].

По результатам расчетов наиболее инвестиционно привлекательными стали Аргишско-Чунская, Гы-

дано-Хатангская и Предпатомская зоны. Суммарная годовая добыча в этих зонах может достигать 30 млн т по нефти и 50 млрд м³ по газу. Далее следуют Предъенисейская и Южно-Тунгусская. Ниже среднего прогнозируются перспективы добычи в Кочечумско-Мархинской, Желдонской, Томской, Западно-Анабарской, Хантайско-Северореченской, Анабаро-Хатангской и Предверхожно-Майской зонах.

По каждой зоне специалистами «СНИИГГиМС» определены такие показатели, как необходимые объемы ГРП, прогноз открытий залежей и затрат на их освоение. Так, например, в наиболее перспективной Аргишско-Чунской зоне потенциальный прирост рентабельных запасов может составить 590 млн т нефти и 847 млрд м³ газа, вероятно открытие 4 крупных месторождений.

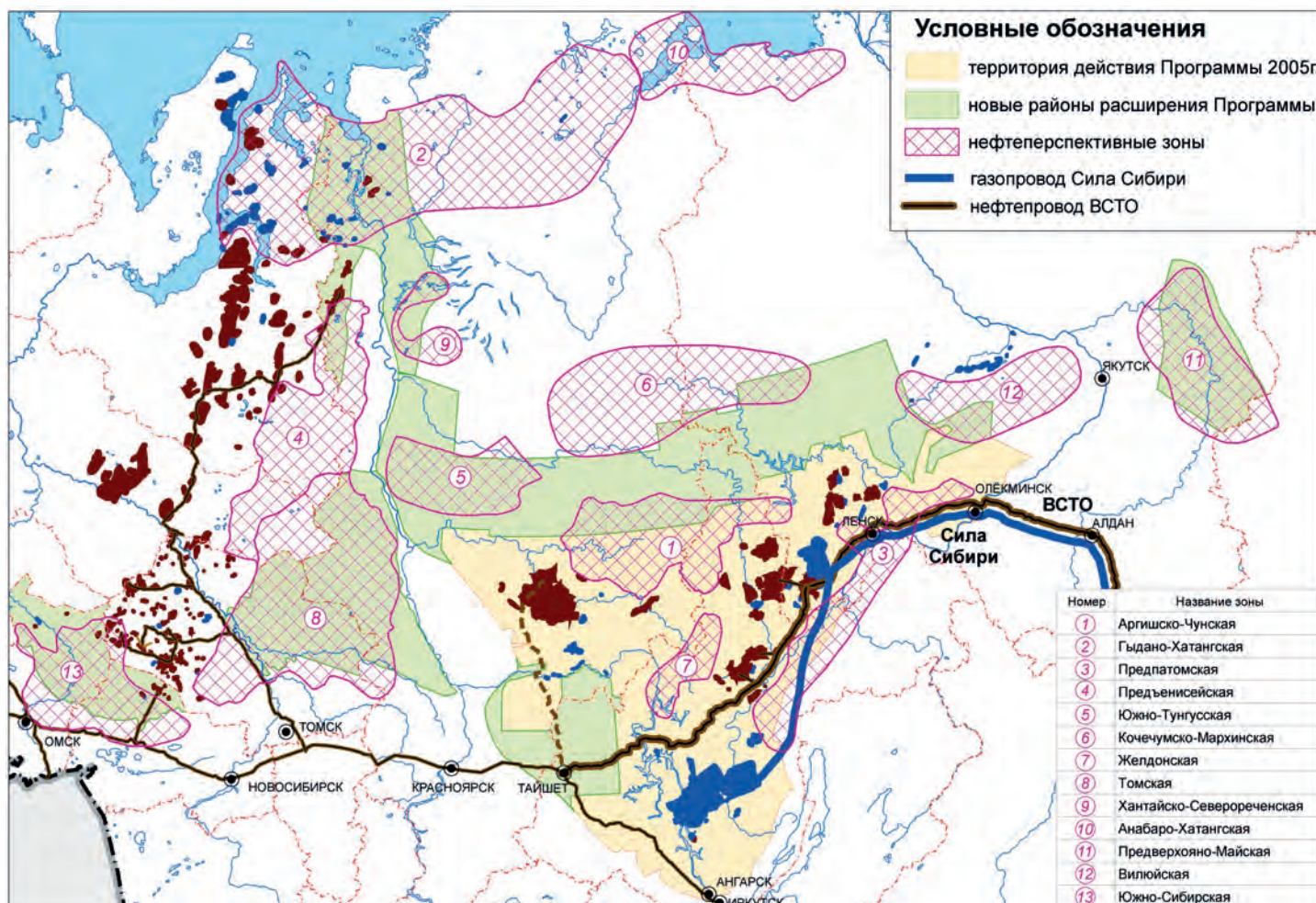


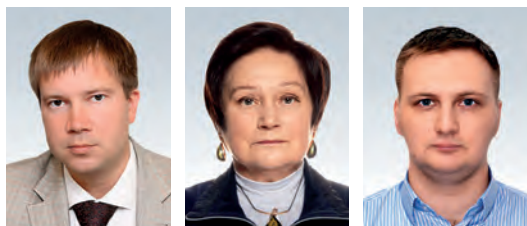
Рис. 5. Обзорная карта нефтегазоперспективных зон первоочередного освоения в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)

Список литературы:

1. Приказ МПР РФ от 29 июля 2005 года № 219 «Об утверждении Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». — URL: <http://www.base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=383302>
2. *Ефимов А.С., Смирнов М.Ю., Смирнов Е.В., Бражникова М.В., Герт А.А.* Ресурсное обеспечение трубопроводной системы ВСТО: состояние и перспективы // Минеральные ресурсы России. — М.: Геоинформмарк, 2015. № 1. — С. 9–23.
3. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 № 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года». — URL: <http://www.base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=101875>
4. Завершена сварка половины линейной части нефтепровода «Куюмба — Тайшет». — URL: <http://www.dalmn.transneft.ru/press/news/?id=15361> (дата обращения — 2.12.2014).
5. Дан старт строительству «Силы Сибири». — URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/september/article199948/?from=banner> (дата обращения — 2.12.2014).
6. *Мельников Н.В.* Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. — С. 196–205.

References:

1. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation from 29.07.2005 number 219 «On Approval of the Program of geological study and use in hydrocarbon fields in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)». — URL: <http://www.base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=383302>
2. *Efimov A.S., Smirnov M.Y., Smirnov E.V., Brazhnikova M.V., Gert A.A.* Resourcing ESPO Pipeline System: Status and Prospects // Mineral resources of Russia. — М.: Geoinformmark, 2015. № 1. — P. 9–23.
3. The order of the Russian Federation from 21.06.2010 number 1039-r «On approval of the Strategy of the Russian Federation of the geological sector up to 2030». — URL: <http://www.base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=101875>
4. Completed welding half of the linear part of the pipeline Kuyumba — Taishet. — URL: <http://www.dalmn.transneft.ru/press/news/?id=15361> (reference date — 02/12/2014).
5. Launched construction of «Power of Siberia». — URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/september/article199948/?from=banner> (reference date — 02/12/2014).
6. *Melnikov N.V.* Oil and gas plays of the Lena-Tunguska province // Geology and Geophysics. 1996. T. 37. № 8. — P. 196–205.



Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа

ПАО «ВНИПИГАЗДОБЫЧА» (г. САРАТОВ)

С.В. Милованов, заместитель главного инженера по перспективному развитию – начальник Управления предпроектных разработок, кандидат физико-математических наук

Н.Н. Кисленко, заместитель начальника Управления предпроектных разработок, кандидат технических наук

А.Д. Тройников, инженер 1 категории отдела перспективного развития

Аннотация. В статье рассматриваются перспективы применения мембранной технологии для выделения гелия из месторождений природного газа на основе проведенной сравнительной оценки использования традиционной криогенной и мембранной технологий. Выявлена наиболее эффективная и устойчивая схема мембранного выделения гелия в условиях промысла, которая прошла успешную апробацию на опытно-промышленной мембранной установке на Ковыктинском ГКМ.

Ключевые слова: гелий, мембранная технология, выделение гелия, Восточная Сибирь и Дальний Восток, схемные решения.

Development and Implementation of Innovation Technology Helium Extraction from Natural Gas

PJSC VNIPIGAZDOBYCHA (SARATOV)

S.V. Milovanov, Deputy Chief Engineer for Prospective Development, Head of Pre-FEED Engineering Department, PhD in physical and mathematical sciences

N.N. Kislenco, Deputy Dead of Pre-FEED Engineering Department, PhD in technical sciences

A.D. Troinikov, Engineer of category 1, Prospective Development Division

Abstract. The present article reviews the perspectives of membrane technology application for helium extraction at natural gas fields on the basis of comparative assessment of the use of conventional cryogenic and membrane technologies. The most efficient and sustainable scheme of helium membrane extraction under gas field conditions has been identified and successfully tested on the pilot membrane unit at the Kovykta gas condensate field.

Keywords: helium, membrane technology, helium extraction, Eastern Siberia and Far East, schematics.

Благодаря таким уникальным свойствам, как химическая инертность, даже при высоких температурах, нетоксичность, самая высокая в сравнении с другими инертными газами теплопроводность и самая низкая температура кипения, гелий или, как его часто называют «солнечный» газ, является стратегически важным ресурсом, определяющим развитие ряда системообразующих отраслей, таких как ракетно-космическая, электронная, атомная промышленность, медицина и др. [1].

Основными источниками для производства гелия в промышленном масштабе являются природный и попутный нефтяной газ, в которых содержание гелия может достигать более 1% об. Для сравнения в приземном слое атмосферы Земли содержится порядка 0,000527% об. гелия, что обусловлено его низкой массой и слабым удерживанием гравитационным полем.

На территории России товарный гелий производится только на мощностях ООО «Газпром добыча Орен-

бург» в объеме до 4 млн м³/год. Сырьем является газ Оренбургского НГКМ, с низким содержанием гелия, составляющим порядка 0,05% об. Содержание гелия в месторождениях Восточной Сибири значительно выше (см. табл. 1).

В качестве сырьевой базы для выполнения контрактных обязательств по поставке газа в КНР, ПАО «Газпром» приняты наиболее крупные месторождения — Чаяндинское и Ковыктинское. При выводе этих месторождений на максимальные

Таблица 1
Основные гелиеносные месторождения Восточной Сибири [2]

Месторождения	Запасы гелия по категориям ABC ₁ + C ₂ , млн м ³	Состав газа, об. %			
		Метан	C ₂₊	Азот	Гелий
Собинское НГКМ	907	67,5	6,4	25,3	0,57
Дулисьминское НГКМ	205	84,1	9,0	6,8	0,16
Ковыктинское ГКМ	5062	92,3	5,7	1,5	0,26–0,28
Верхневилучанское НГМ	280	84,5	7,5	7,5	0,13–0,17
Тас-Юряхское НГКМ	459	84,4	7,0	8,1	0,38
Среднеботуобинское НГКМ	664	83,8	6,9	8,0	0,2–0,67
Чаяндинское НГКМ ¹	1400	85,6	6,9	8,2	0,43
Чаяндинское НГКМ ²	5790	н/д	н/д	н/д	0,65

1 — газовая шапка, 2 — основная залежь.

уровни добычи природного газа потенциальные объемы производства гелия превысят 200 млн м³/год, что выше мирового уровня потребления данного продукта в настоящее время, составляющего порядка 180 млн м³/год с прогнозом увеличения до 250–300 млн м³/год к 2030 году. С целью выделения избыточных объемов гелия, которые не будут реализованы на мировом рынке, и их направления на долгосрочное хранение была поставлена задача по разработке эффективной технологии, обеспечивающей минимизацию капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Обоснование выбора технологии извлечения гелия

В мировой практике для целей выделения гелия из состава природного газа в основном применяют криогенный метод, используемый также при выделении из природного газа других индивидуальных компонентов, а также при производстве СПГ. Использование адсорбционного метода для выделения гелия из природного газа крайне затруднительно в связи с тем, что при его реализации потребуется обеспечить адсорбцию всего объема метана и других компонентов природного газа, что в свою очередь приведет к значительным габаритам используемого оборудования и, как следствие, крайне высоким капитальным вложениям в создание установки. Мембранная

технология хорошо зарекомендовала себя при выделении из природного газа CO₂ с целью повышения калорийности газа, также имеется информация по возможности ее использования для целей извлечения гелия. В связи с этим ниже приведены результаты сопоставительного анализа использования криогенного и мембранного методов для реализации поставленной задачи [3].

Криогенный метод

В настоящее время для производства товарного гелия в промышленных масштабах используют только криогенный метод, реализованный также в России на Оренбургском гелиевом заводе ООО «Газпром добыча Оренбург» [4]. Метод основан на

охлаждении газа до температуры конденсации метана и последующей ректификации. Охлаждение газа осуществляется за счет использования холодильных циклов (пропановый, метановый, азотный), дросселирования газового потока, рекуперации тепла промежуточных потоков установки и т.д. Применение криогенного метода выделения гелия требует обязательной предварительной очистки от диоксида углерода, во избежание его десублимации и нарушения режимов работы оборудования. В результате охлаждения в газовой фазе остается так называемый «гелиевый концентрат», содержащий в основном гелий, азот, а также следы водорода, метана и благородных газов. Далее полученный гелиевый концентрат подвергают тонкой очистке от азота и примесных компонентов с получением товарного гелия. На *рис. 1* приведена принципиальная схема криогенной установки [5].

При отсутствии спроса на товарный гелий хранение произведенных избыточных объемов осуществляется в составе гелиевого концентрата, состоящего преимущественно из гелия (порядка 70–80%) и азота в специальных хранилищах, обустроенных в соляных кавернах, обеспечивающих его хранение без значительных потерь.

Мембранный метод

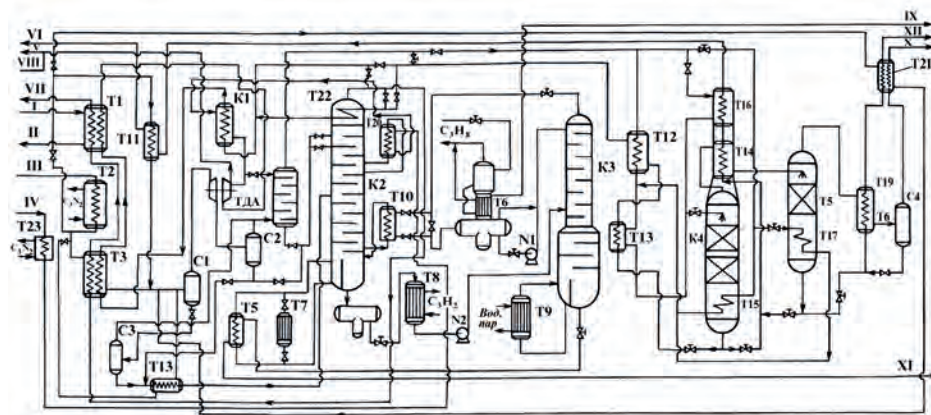


Рис. 1. Технологическая схема выделения гелия, этана и фракции C₃₊ из природного газа, реализованная на Оренбургском ГКМ: I — сырьевой газ; II — газ на очистку и осушку; III — осушенный газ; IV — осушенный и очищенный от CO₂ газ; V — товарный газ; VI — метановая фракция высокого давления; VII — газ на регенерацию адсорберов; VIII — газ регенерации; IX — этановая фракция; X — гелиевый концентрат; XI — фракция C₃₊; XII — метановая фракция низкого давления

Альтернативой криогенному методу может служить инновационный для России мембранный метод. Мембранное разделение основано на различной скорости проникания молекул разделяемых газов сквозь мембрану (рис. 2) под действием движущей силы. В случае газоразделения движущей силой процесса является разница парциальных давлений компонентов природного газа, по обеим сторонам мембраны. Принципиальная схема мембранного разделения приведена на рис. 3.

Сырьевой газ под давлением подается на мембрану (в мембранный модуль), где происходит разделение на два потока: пермеат — проникший через мембрану поток с низким давлением и ретентат — не проник-

ший поток с давлением близким к давлению сырьевого газа. В случае мембранного выделения гелия из природного газа гелий концентрируется в пермеате.

Полимерные мембраны, используемые в промышленности, состоят из нано-структурированного селективного слоя (полимерных пленок), закрепленного на подложке, обеспечивающей механическую прочность. Газоразделительная мембрана выполняется, как правило, в виде плоского полотна или полого волокна (в виде тонкой трубки) и с применением дренажей и специальных компаундных композиций собирается в мембранный элемент рулонного и полволоконного типа соответственно (рис. 4). Рулонные мембранные элементы более просты в

изготовлении, однако для полволоконных элементов значительно выше плотность упаковки мембранного материала, что приводит к их меньшему потребному количеству и, как правило, меньшим размерам газоразделительной установки.

Наибольшая доля использования газоразделительных мембран приходится на процессы воздухоразделения и выделения диоксида углерода из природного газа. Газоразделительные мембраны также используются для выделения водорода из газов нефтехимических производств, отбензинивания и осушки природного и попутного нефтяного газов, подготовки газов на ПГХ и других целей. Возможность эффективного использования мембранной технологии для целей выделения гелия связана с различной степенью проницаемости метана и гелия и, по информации компании UOP, подтверждена результатами эксплуатации промышленной установки на заводе Sorfert в Алжире

В отличие от криогенной технологии с использованием полимерных мембран сложно обеспечить полное разделение гелия и метана, с получением товарного гелия высокой чистоты. Кроме того, пермеатный поток (газ, обогащенный гелием), получаемый на мембранной установке, будет содержать в основном гелий (не более 50% об.), метан и азот, что делает более целесообразным его долгосрочное хранение не в соляных хранилищах, а в геологических формациях разрабатывае-

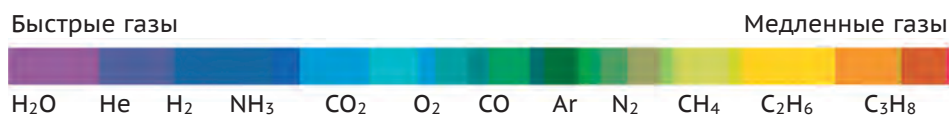


Рис. 2. Шкала скорости проникания компонентов природного газа через полимерную мембрану

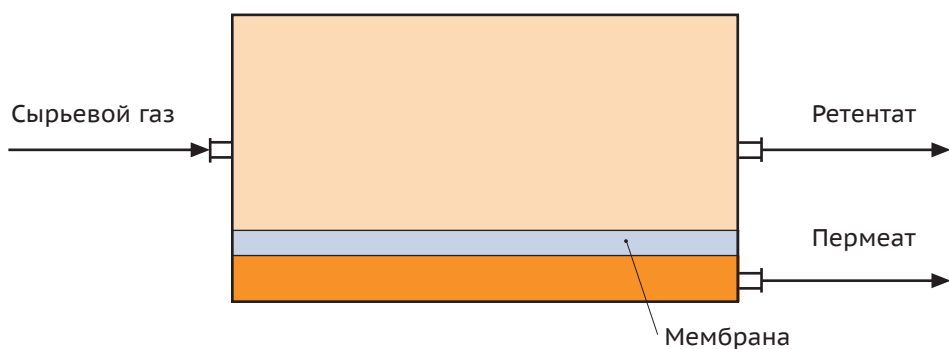


Рис. 3. Принципиальная схема мембранного газоразделения



Рис. 4. Конструкция полволоконного (слева) и рулонного (справа) мембранного элемента.

мого или истощенного месторождения гелийсодержащего природного газа.

Сопоставительный анализ применения криогенной и мембранной технологий

Для осуществления выбора технологии применительно к задаче выделения избыточных объемов гелия из газа месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока для последующего направления на долгосрочное хранение было выполнено технико-экономическое сопоставление традиционной криогенной и мембранной технологий на примере газа Чаяндинского НГКМ (табл. 2).

Исходя из результатов проведенной технико-экономической оценки, использование мембранной технологии по сравнению с криогенной позволит значительно сократить объем капитальных вложений и эксплуатационных затрат при решении рассматриваемой задачи. За счет простоты и модульности мембранного оборудования установка может быть интегрирована в объекты промышленной подготовки газа. Применение же криогенной установки на промыслах месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока представляется крайне затруднительным ввиду необходимости сжижения всего объема газа и его последующий регазификацией для осуществления трубопроводного транс-



порта. Кроме того, хранение гелиевого концентрата в столь значительных объемах (более 6 млрд м³ за 35-летний период) в соляных хранилищах, используемых для относительно небольших объемов гелиевого концентрата (связанных с сезонными рыночными колебаниями), является неоправданным, как с технической, так и экономической точки зрения [6]. Таким образом, применение

мембранной технологии для извлечения избыточных объемов гелия для обеспечения его сохранения для будущих поколений представляется более целесообразным в сравнении с использованием традиционной криогенной технологии.

Обоснование выбора технологической схемы

Более детальная проработка возможности применения мембранной технологии для извлечения гелия из природного газа потребовала проведения сравнения наиболее распространенных схемных решений при использовании мембранного газоразделения. С целью определения схемы получения газа, обогащенного гелием, характеризующейся наименьшими энергозатратами и стабильностью работы, рассмотрены: одноступенчатая схема, два типа двухступенчатой схемы мембранного разделения — с рециклом и без рецикла, а также трехступенчатая

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели по вариантам «мембранного» и «криогенного» выделения гелия на примере газа Чаяндинского НГКМ

Годовые показатели	Вариант 1 «мембранный»	Вариант 2 «криогенный»
Сырье — пластовый газ, млн м ³ /год	25000	25 000
Товарный газ, направляемый в магистральный газопровод, в % от сырьевого	98,8	99,5
Закачка газа, обогащенного гелием в пласт, в % от сырьевого	1,1	0,5
Относительные капитальные вложения в установки извлечения гелия	51	100
Относительные расходы энергии на извлечение гелиевого концентрата	54,2	100

схема, применительно к составу газа Чаяндинского НГКМ (рис. 5).

Оценочные расчеты для схем выполнены исходя из единых ограничений:

- содержание гелия в подготовленном газе не более 0,05% об., в соответствии с ГОСТ Р 53521-2009 определяющим данный показатель, как минимальный уровень для отношения газа к «не гелийсодержащему»;
- давление сырьевого газа на входе в установку на уровне 10,27 МПа (абс.), определяемое давлением трубопроводного транспорта подготовленного газа;
- давление газа, обогащенного гелием, направляемого на закачку в пласт 16 МПа (абс.), определенное параметрами залежи в которую будет производиться закачка;
- давление пермеата первой ступени 0,2 МПа (абс.), определяемое технической возможностью выбранного типа компрессорного оборудования (центробежные компрес-

сора с газотурбинным двигателем);

- давление пермеата второй и последующих ступеней 0,3 МПа (абс.), являющееся оптимальным для обеспечения эффективного извлечения гелия на второй и других ступенях газоразделения и минимизацией требуемых ступеней сжатия при компримировании с использованием поршневых компрессоров с электроприводом.

Основным преимуществом использования одноступенчатой схемы (рис. 5а) мембранного выделения гелия является отсутствие дополнительного компрессорного оборудования, которое существенным образом влияет на объем требуемых капитальных вложений и эксплуатационных затрат при работе установки. В то же время данный вариант характеризуется низкими показателями эффективности газоразделения. Так выход подготовленного газа для одноступенчатой установки не превысит 95,5%, а содержание гелия в пермеате не превысит 11% об.

Существенная доля газа, обогащенного гелием, направляемого на закачку (4,5%) в пласт для долгосрочного хранения, при реализации данной схемы, потребует значительных затрат энергии на дожимные компрессора и отрицательно отразится на экономических показателях работы установки.

Двухступенчатая мембранная установка без рецикла (рис. 5б) предполагает сжатие пермеата первой ступени с использованием межступенчатого центробежного компрессорного агрегата, снабженного «сухими» газодинамическими уплотнениями (СГУ). Вторая ступень используется для улучшения характеристик установки, а именно: увеличения выхода подготовленного газа и содержания гелия в газе, направляемом на закачку. Использование безмасляного центробежного компрессора с СГУ позволяет исключить загрязнение мембранных элементов второй ступени компрессорным маслом и их быстрый выход из строя. Другим возможным вариантом защиты мембран второй ступени от компрессорного масла может служить использование последовательно установленных угольного фильтра для адсорбции масла и фильтра механических примесей. Однако данный вариант потребует дополнительных работ по обслуживанию масляного адсорбера и фильтра механических примесей в условиях промысла. Двухступенчатая схема без рецикла позволяет увеличить выход подготовленного газа до 98,8%, а содержание гелия в пермеате второй ступени, направляемом на закачку, до 42% об.

В двухступенчатой схеме с рециклом используется возврат ретената второй ступени на вход первой (рис. 5в).

Использование рецикла позволяет увеличить выход подготовленного газа до 99,0% и содержание гелия в пермеате второй ступени, направляемом на закачку в геологические формации, до 53,5% об. Однако использование рецикла приводит к увеличению количества пермеата

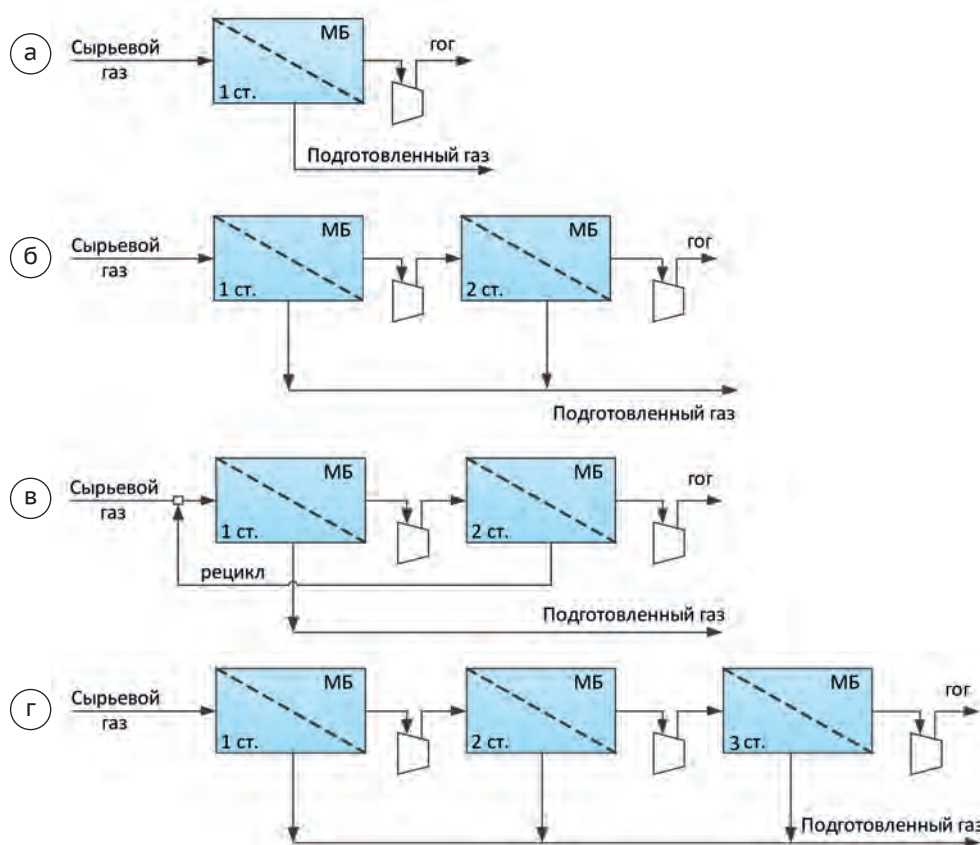


Рис. 5. Рассматриваемые схемы мембранной установки: а — одноступенчатая; б — двухступенчатая; в — двухступенчатая с рециклом; г — трехступенчатая

первой ступени и, как следствие, увеличению мощности межступенчатого компрессора. Использование схемы с рециклом потребует более сложной системы регулирования газовыми потоками и приведет к снижению стабильности работы установки при колебаниях параметров и состава сырьевого газа. Также возможно накопление азота, углекислого газа и других компонентов в рециркулируемом потоке, что отрицательным образом отразится на работе установки.

При использовании трехступенчатой мембранной установки (рис. 5а) на третью ступень будет подаваться газ, содержащий порядка 42 об.% гелия, 7 об.% водорода, 10 об.% углекислого газа и порядка 29 об.% метана. Значительное содержание легкопроницаемых компонентов по сравнению с метаном приведет к тому, что доля отбора в пермеат на третьей ступени составит порядка 70%, а концентрация гелия в газе, направляемом на закачку, при этом не превысит 67–70%. Увеличение содержания гелия в газе, направляемом на закачку, свыше 50% об. требует применения специальных

Таблица 3
Основные технико-экономические показатели установок выделения гелия на примере газа Чаюдинского НГКМ, в %

Показатель	Двух-ступенчатая без рецикла (базовый вариант)	Одно-ступенчатая	Двух-ступенчатая с рециклом
Выход подготовленного газа	98,8	95,5	99,0
Капитальные вложения	100,0	125,0	101,0
Мощность МКС	100,0	—	105,6
Мощность ДКС	100,0	437,0	80,7
Эксплуатационные затраты на компрессорное оборудование	100,0	321,0	98,0
Общие приведенные затраты ¹	100,0	320,0	94,0

¹ — рассчитаны с учетом выхода подготовленного газа исходя из ставки дисконтирования 10% и периода дисконтирования 25 лет.

компрессоров и запорно-регулирующей арматуры. Кроме того возрастают риски увеличения потерь гелия с такой концентрацией при компримировании, закачке в пласт и хранении в геологических формациях. В соответствии с этим использование трехступенчатой схемы в дальнейшем не рассматривалось.

С целью выбора наиболее эффективного схемного решения проведено технико-экономическое сравнение использования предлагаемых

схем на примере газа Чаюдинского НГКМ (табл. 3). За базовый вариант принята двухступенчатая схема без рецикла.

По результатам выполненной технико-экономической оценки одноступенчатая схема представляется наименее эффективной за счет низкого выхода подготовленного газа и более чем в 4 раза больших затрат на закачку газа, обогащенного гелием, в пласт на долгосрочное хранение. Двухступенчатые схемы характеризуются в целом сходными технико-экономическими показателями. Выигрыш двухступенчатой схемы с рециклом в затратах на ДКС компенсируется увеличенными затратами на межступенчатое компримирование. Кроме того, при использовании двухступенчатой схемы с рециклом концентрация гелия в газе, направляемом на закачку, составляет 53,5% об., что может потребовать применения специальных компрессоров. В этой связи, из двухступенчатых схем, по мнению авторов, предпочтительной является схема без рецикла, защищенная патентом РФ № 114423 [7], характеризующаяся простотой эксплуатации, обладающая большей устойчивостью, что особенно важно при работе в условиях промысла при возможных отклонениях параметров и состава добываемого газа.

Апробация



мембранной технологии на Ковыктинском ГКМ

Для апробации двухступенчатой схемы мембранного выделения гелия с конца 2013 года на Ковыктинском ГКМ при участии ООО «Газпром добыча Иркутск», ПАО «ВНИПИгаздобыча», АО «ЦКБН» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводятся испытания опытно-промышленной мембранной установки (ОПМУ), поставленной АО «Грасис» (рис. 6). В установке используются промышленные полволоконные мембранные элементы японской компании UBE Industries Ltd. К настоящему времени объем газа, переработанного ОПМУ, превысил 43 млн м³. За это время проведен комплекс испытаний при давлении исходного газа от 3,5 до 9,6 МПа, позволивший оценить влияние давления, температуры и расхода сырьевого газа на работу установки и обеспечить выбор рабочих параметров процесса. Также подтверждена стабильность работы мембранных элементов за указанный период практически без снижения эффективности. Экспериментально отмечено, что попутно с выделением гелия происходит выделение из подготавливаемого газа метанола, углекислоты и водяных паров, что позитивно в дальнейшем должно отразиться при глубокой переработке подготовленного газа. С использованием полученных данных ПАО «ВНИПИгаздобыча» разработан Технологический регламент на проектирование, и находится в стадии разработки проект установки мембранного выделения гелия для Чаюндинского НГКМ.

В настоящее время газоразделительные мембранные элементы закупаются у зарубежных поставщиков. С учетом осложненной внешнеполитической обстановки и возмож-



Рис. 6. Внешний вид мембранных модулей ОПМУ

ности распространения санкций на поставку оборудования для нужд ПАО «Газпром» проводится работа по импортзамещению мембранных элементов. Так с конца 2015 года на ОПМУ Ковыктинского ГКМ проводятся испытания опытно-промышленных мембранных элементов, поставленных российскими производителями и потенциально возможных к производству в РФ путем локализации или создания отечественных производств. По результатам проведенных испытаний, с учетом экономической обоснованности и анализа рисков, будут рекомендованы наиболее эффективные мембранные элементы для использования на промышленной установке мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) на Чаюндинском НГКМ и других объектах ПАО «Газпром».

Основные выводы

Применение мембранной технологии, успешно апробированной на ОПМУ Ковыктинского ГКМ, для выделения объемов гелия из газа месторождений Восточной Сибири и Дальнего

Востока, которые не будут реализованы на мировом рынке, является более обоснованным за счет меньших капитальных вложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционной криогенной технологией.

На основании экспериментальных данных, полученных при эксплуатации с конца 2013 года двухступенчатой ОПМУ на Ковыктинском ГКМ, использование мембранной технологии может быть рекомендовано для выделения CO₂ и осушки природного газа на месторождениях ПАО «Газпром» и других недропользователей. При этом, в связи со сложившейся внешнеполитической и экономической обстановкой, для успешного использования преимуществ мембранного газоразделения перед традиционными процессами критически важным является создание производства на территории России мембранных элементов, закупаемых в настоящее время по импорту, и проведение экономически целесообразной политики импортзамещения.

Список литературы

1. Мкртычян Я.С., Люгай Д.В., Рубан Г.Н. и др. Гелий России. Гелий и его роль в решении ключевых проблем научно-технического прогресса. Кн. 1. — М.: Нефтегаз, 2012. — С. 125.
2. Yakutseni V.P. World helium resources and the perspectives of helium industry development // «Нефтегазовая геология. Теория и практика». Т. 9. № 1. 2014. — URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2014.pdf (дата обращения — 29.03.2016).

3. Кисленко Н.Н., Семиколенов Т.Г., Ведин В.А. Основные направления использования мембранных технологий при подготовке природного газа на объектах ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2013, № 8. — С. 12–14.
4. Молчанов С.А., Самакаева Т.О. Комплексная подготовка и переработка многокомпонентных природных газов на газохимических комплексах. — М.: Недра, 2013. — С. 514.
5. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник в 2-х частях / Под ред. В.И. Мурина и др. — М.: Недра, 2002. Ч. 1. — С. 517.
6. Черепанов В.В., Гафаров Н.А., Минликаев В.З. и др. Новые подходы к освоению гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока // Газовая промышленность. 2012, № 6. — С. 22–26.
7. Установка очистки природного газа высокого давления от гелия. Патент РФ на полезную модель № 114423. Заявл. 11.11.2011. Оpubл. 27.03.2012. Бюл. № 9.

Reference

1. Mkrtychyan Ya.S., Lugaj D.V., Ruban G.N. et al. Helium in Russia. Helium and its role in addressing key issues of scientific and technological progress. [Gelij Rossii. Gelij i ego rol' v reshenii kljuchevyh problem nauchno-tehnicheskogo progressa] Book 1. — М.: Neftegaz, 2012. — P. 215.
2. Yakutseni V.P. World helium resources and the perspectives of helium industry development // «Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika». 2014. V. 9. № 1. — URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2014.pdf (reference date 29.03.2016).
3. Kislenco N.N., Semikolenov T.G., Vedin V.A. Key trends of membrane technologies application in natural gas treatment at Gazprom's facilities [Osnovnye napravlenija ispolzovanija membrannyh tehnologij pri podgotovke prirodnogo gaza na obektah PAO «Gazprom»] // Gazovaya Promyshlennost'. 2013, V. 8. — P. 12–14.
4. Molchanov S.A., Samakaeva T.O. Complex treatment and processing of multi-component natural gases in gas chemical complexes [Kompleksnaja podgotovka i pererabotka mnogokomponentnyh prirodnyh gazov na gazohimicheskikh kompleksah]. М.: Nedra, 2013. — P. 514.
5. Murin V.I. et al. Technology of natural gas and condensate processing: Hand-Book: 2 vols. [Tehnologija pererabotki prirodnogo gaza i kondensata: Spravochnik v 2 ch]. — М.: Nedra, 2002. Vol. 1. — P. 517.
6. Cherepanov V.V., Gafarov N.A., Minlikayev V.Z. et al. New approaches to helium field development in East Siberia and the Russian Far East. [Novye podhody k osvoeniju gelijsoderzhashhih mestorozhdenij Vostochnoj Sibiri i Dal'nego Vostoka] // Gazovaya promyshlennost'. 2012, June/675. — P. 22–26.
7. Unit for HP natural gas separation from helium [Ustanovka ochistki prirodnogo gaza vysokogo davlenija ot gelija]. Patent RU 114423.



Проведение газоконденсатных исследований с использованием передвижного комплекса для исследования газоконденсатных скважин без выпуска газа в атмосферу

С.А. Герасименко, генеральный директор ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», Тюмень, кандидат технических наук

Аннотация. Обозначена проблема сжигания продукции нефтегазовых скважин при исследованиях. Описаны существующие методы исследований. Описана разработка и внедрение уникального оборудования для проведения газоконденсатных исследований без сжигания продукции скважины.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, утилизация газа в промысловый коллектор, исследования без сжигания продукции скважины, газоконденсатные скважины, передвижной комплекс, природный газ, конденсат, сепарация.

Gas Condensate Studies using the Mobile Unit without Gas Popping

S.A. Gerasimenko, Director General LLC «Multibranch scientific enterprise «GEODATA», Tyumen, PhD in Technical Sciences

Abstract. Problem of well production combustion is specified at researches. Current methods of testing are described. Development and unique equipment implementation for gas condensate studies without well production burning are reported.

Keywords: gas condensate studies, gas recovery in field gathering pipeline, studies without well production burning, gas condensate wells, mobile unit, natural gas, condensate, separation.

Введение

Ни для кого не секрет, что на территории Западной Сибири горит огромное количество факелов и на этих факелах сжигается ценнейшее углеводородное сырье — природ-

ный газ. И это не только потери ценнейшего углеводородного сырья, средств от его реализации, но и выброс в атмосферу парниковых газов, которые наносят значительный ущерб и без того хрупкой экосистеме северных регионов нашей страны.

Вопрос утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и низконапорного природного газа (НПГ) резко встал перед недропользователями в начале 2000-х годов, а его актуальность растет с каждым годом. Примером тому является выступление





Президента России В.В. Путина на Генеральной ассамблее ООН 28 сентября 2015 года, в котором он обратился к мировому сообществу с предложениями по совместной работе по минимизации выбросов парниковых газов, с целью минимизации вредного воздействия на окружающую среду. Уже сегодня государством принят ряд законов, обязывающих недропользователей сокращать объемы выбросов и инвестировать в переработку ПНГ и НПГ, параллельно с этим введен ряд пошлин и штрафов за сверхнормативные выбросы, связанные со сжиганием газа на факелах. Компании недропользователи начали активно заниматься вопросами утилизации ПНГ и НПГ, а также предъявлять требования по минимизации сжигания и выбросов газа в атмосферу к сервисным компаниям, ведущим геологоразведочные работы и исследования эксплуатационных, газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. В связи с этим сервисные компании активно начали вести работы по разработке оборудования позволяющего минимизировать выбросы газа в атмосферу при проведении газогидродинамических и газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин.

Существующие методы исследований и оборудование

Существует несколько методов проведения газоконденсатных исследований (ГКИ) скважин:

- а) стандартные ГКИ, с использованием полнопоточных сепараторов типа ГС-1. Замер дебита газа при этом производится при помощи ДИКТа, газ сжигается на факеле, а замер конденсата производится объемным методом в емкости, подключенной к ГС. Преимуществом данного метода является то, что производится исследование всего промышлен-

ного потока. Недостатком данного метода является, то, что весь газ сжигается на факеле, а иногда и конденсат, при отсутствии возможности вывоза;

- б) ГКИ с использованием малогабаритных сепарационных установок, методом отбора части потока. Сущность метода заключается в создании изокINETического течения смеси в стволе скважины или на участке трубопровода за счет применения смешивающих устройств, а отбор проб производится через сопло (набор сопел) в количествах значительно ниже общего объема смеси. Преимуществом данного метода является то, что объем и количество исследуемой пробы настолько малы, что выпуск отсепарированного газа в атмосферу не требует его сжигания и не наносит никакого экологического ущерба, вторым преимуществом является то, что оборудование имеет малогабаритные размеры и массу и позволяет доставлять его в труднодоступные места при проведении геолого — разведочных работ. К недостаткам данного метода относится то, что проба имеет условно представительный характер, так как уловить конденсат в полном объеме не представляется возможным, поэтому для получения результатов по КГФ и КСС требуется дополнительное математическое моделирование;



в) ГКИ с применением Передвижного Комплекса Для исследований газоконденсатных Скважин (ПКДС). Это новый метод позволяющий проводить ГКИ полного промышленного потока продукции скважины без выпуска газа в атмосферу. При исследовании скважин с применением данного оборудования стоит задача получения точного значения количества газа и конденсата при установившемся эксплуатационном режиме работы скважины с последующей подачей газа и газового конденсата в газосборный шлейф и транспортировкой его на УКПГ.

Разработки ООО «МНП «ГЕОДАТА» для минимизации выбросов

Задача по проведению ГКИ скважин с возможностью утилизации газоконденсатной смеси в шлейф в ООО «МНП «ГЕОДАТА» решалась в течение трех прошедших лет. Совместно с ООО «Инновация-С» (Самара) был разработан совершенно новый передвижной комплекс для исследований газоконденсатных скважин (ПКДС). Инновационность разработанного сепаратора заключается в том, что с его применением возмож-

но проводить качественную сепарацию газоконденсатной смеси поступающей со скважины с давлением от 11 до 16 МПа и дебитами: 1800 тыс. м³/сут. по газу и 500 м³/сут. по жидкости. Эффективность сепарации достигается за счет того, что сепаратор имеет два узла сепарирования, объединенных в одном блоке, который состоит из сепарационной емкости, оборудованной несколькими ступенями фильтров грубой и тонкой очистки и газового колпака с вихревым мультициклоном. Данная конструкция позволила при относительно малых габаритах и массе (11 т) добиться высокой эффективности сепарации и сохранить значительную мобильность установки. Вся установка располагается на трехосном прицепе, позволяющем транспортировать ее как по дорогам с твердым покрытием, так и по грунтовым внутрипромысловым дорогам. Измерительные линии газа сепарации и нестабильного конденсата оборудованы приборами учета расхода, давления, температуры и плотности. После измерения расхода и термобарических показателей фаз, обе фазы смешиваются с помощью эжектора и направляются в газосборный коллектор кустовой площадки с последующей транспортировкой на

УКПГ для дальнейшей переработки. Весь процесс выполнения ГКИ автоматизирован, контролируется и управляется из мобильной операторной, что в свою очередь исключает необходимость нахождения оператора у сепаратора и минимизирует физический труд. Для предотвращения гидратообразований в сепарационной емкости и линиях используется стационарный автоматизированный узел подачи ингибитора гидратообразований. Таким образом, сочетание всех технических решений позволило ООО «МНП «ГЕОДАТА» получить эффективное инновационное оборудование для решения основных задач, которые недропользователи ставят перед сервисными компаниями:

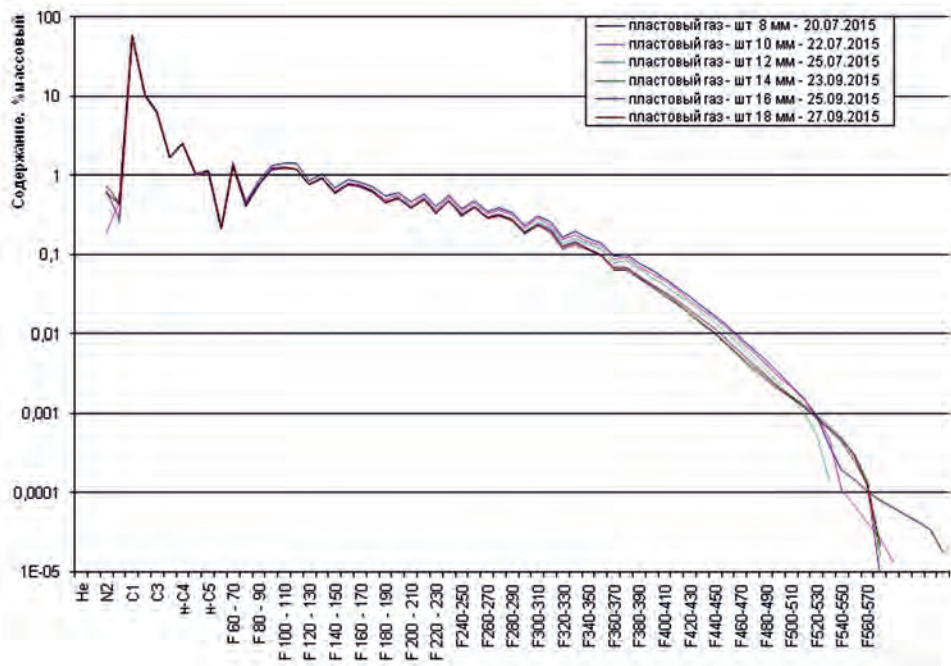
- 1) проведение ГКИ скважин без выпуска газа в атмосферу, с высокой эффективностью сепарации;
- 2) выполнять ГКИ всего промышленного потока продукции скважины при установившихся режимах работы эксплуатационных скважин;
- 3) добиться максимальной автоматизации технологических процессов при проведении ГКИ.
- 4) обеспечить высокую мобильность исследовательского комплекса.



Все это позволяет сделать вывод об инновационности данного проекта и выйти на совершенно новый уровень оказания услуг. Хочется так же отметить, что комплектующие для данного оборудования на 90% изготовлены российскими компаниями, что позволило решить вопросы импортозамещения и вовлечения в высокотехнологичное производство российских специалистов.

Опытно-промышленные испытания ПКДС

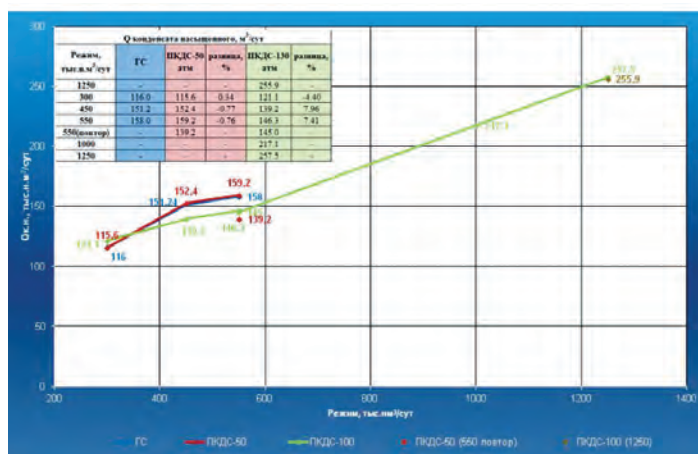
В начале 2016 года ООО «МНП «ГЕОДАТА» завершило опытно-промышленные испытания ПКДС 16/14 1800/500 ПС на скважинах ОАО «АРКТИКГАЗ». Результаты испытаний подтвердили, что оборудование устойчиво работает при высокодебитных режимах эксплуатации скважин, позволяет проводить качественную сепарацию газоконденсатной смеси при давлениях от 11 до 16 МПа, при этом газ и газовый конденсат после замера направляется в газосборный коллектор, операции по ГКИ производится полностью в автоматическом режиме. В процессе промышленных испытаний отобраны пробы газа и газового конденсата, которые исследованы в Лабораторно-аналитическом центре ООО «МНП «ГЕОДАТА», результаты лабораторных исследований подтвердили качественную работу оборудования и показали хорошую сходимость



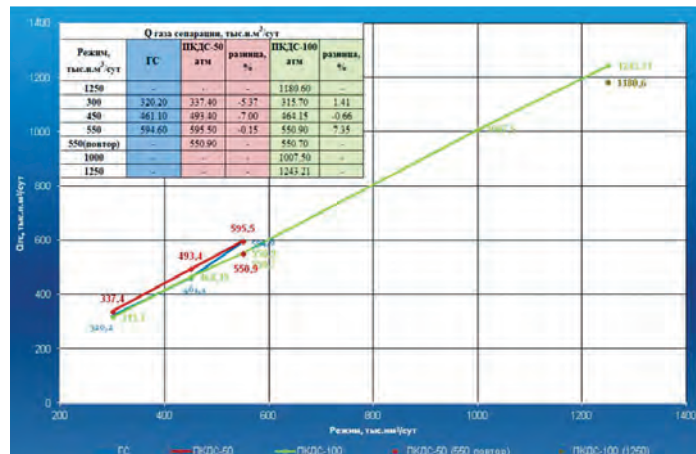
Промышленные испытания ПКДС 1_195

результатов определения конденсато-газового фактора, коэффициента извлечения конденсата, компонентно-фракционного состава газовой и жидкой фаз и состава пластовой смеси. По результатам лабораторных и промысловых исследований подготовлен отчет об опытно-промышленных испытаниях, сделаны выводы о качестве работы данного оборудования. Результаты ОПИ защищены на совместном научно-техническом совете представителей ООО «МНП «ГЕОДАТА», компании недропользователя ОАО «АРКТИКГАЗ» и компании куратора ООО «НОВАТЭК-НТЦ».

Следующим шагом данной работы ООО «МНП «ГЕОДАТА» видит активное внедрение данной технологии проведения ГКИ эксплуатационных скважин в промышленном масштабе, совершенствование технологических параметров работы оборудования, расширение парка и линейки оборудования данного типа, внедрение инновационных технологий при проведении исследований скважин.



Дебит насыщенного конденсата



Дебит газа сепарации

Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород

ПАО «ВНИПИГАЗДОБЫЧА» САРАТОВСКОГО ФИЛИАЛА
ООО «ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ»

Н.В. Реутских, инженер

М.А. Бережной, начальник отдела геотехнического мониторинга и термостабилизации грунтов

И.А. Дуденко, ведущий инженер

Аннотация. Приведены критерии и методики оценки, используемые при оценке геокриологических условий в целях обустройства сети геотехнического мониторинга. На примере проектирования системы геотехнического мониторинга магистрального нефтепровода «Чаянда – ВСТО» рассмотрены и обобщены опасные природные, природно-техногенные факторы возникновения возможных аварийных ситуаций и деформаций.

Ключевые слова: многолетнемерзлый грунт, геотехнический риск, магистральный трубопровод, геотехнический мониторинг, теплотехнический прогноз.

Geotechnical Monitoring for Main Pipelines in Various Types of Permafrost Soils

PJSC VNIPIGAZDOBYCHA, SARATOV BRANCH OF LLC «GAZPROM PROJEKTIROVANIYE»

N.V. Reutskih, Engineer

M.A. Berezhnoy, Head of Department

I.A. Dudenko, Leading Engineer of the Geotechnical Monitoring and Soil Thermostabilization Department

Abstract. The present study covers evaluation criteria and methods used for permafrost conditions evaluation for geotechnical monitoring network arrangement. Hazardous natural and natural-technogenic factors causing potential emergency situations and deformations have been studied and generalized through the example of geotechnical monitoring system engineering for «Chayanda – Eastern Siberia-Pacific Ocean oil pipeline».

Keywords: permafrost soils, geotechnical risks, pipelines, geotechnical monitoring, thermotechnical forecast.

Система магистральных трубопроводов на территории Сибири и Дальнего Востока России является важным этапом для экономического развития этих регионов и обеспечивает успешное освоение нефтяных и газовых ресурсов страны. Строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов в условиях

криолитозоны сопровождается ее трансформацией в зоне непосредственного расположения трубопровода и на прилегающей к нему территории. Безопасная и надежная эксплуатация трубопроводов, независимо от способа прокладки, определяется не только материалом и толщиной труб, качеством их изго-

товления и изоляции, а также инженерно-геологическими условиями трассы, состоянием и свойствами грунтов. В пределах территории развития многолетнемерзлых пород (ММП) возникает сложное механическое и тепловое взаимодействие объектов транспорта углеводородов с геокриологической средой. Нару-

шения динамического равновесия, сопровождаются активацией опасных природных процессов с негативным влиянием на трубопровод, что влияет на экономику транспорта углеводородов и может привести к аварии.

Возникает задача контроля и регулирования взаимосвязей систем трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа с природной средой с целью обеспечения стабильности формирующихся условий, минимизации техногенного воздействия, повышения надежности и безопасности в период строительства и эксплуатации возводимых сооружений, сокращения финансовых средств, направляемых на устранение последствий аварийных ситуаций. Одно из решений этой задачи состоит в эффективном устройстве сетей геотехнического мониторинга, что позволяет производить анализ и оценку геокриологических рисков, возможных ущербов, вызванных негативным влиянием экзогенных и криогенных процессов при строительстве и в период эксплуатации нефте- и газопроводов.

Необходимость выполнения анализа и оценки риска в составе проектных работ обусловлена требованиями ряда законодательных и нормативных документов:

- СП 11-105-97 «Свод правил по инженерно-геологическим изысканиям для строительства»;
- Федеральный закон от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
- Федеральный закон от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- СТО Газпром 2-3.1-524-2010 «Организация объектного мониторинга состояния недр при геологическом изучении, создании, эксплуатации, консервации и ликвидации объектов недропользования в ОАО «Газпром»;
- РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»;

- СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территории от опасных геологических процессов».

Для выполнения требований нормативных документов, регламентирующих необходимость оценки геотехнических рисков в процессе проектирования, в условиях отсутствия соответствующих методических разработок с 2006 года ПАО «ВНИПИГаздобыча» (Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование») создает методическую базу, что позволяет проводить идентификацию рисков развития опасных криогенных процессов для реализации проектной и рабочей документации разделов термостабилизации грунтов и геотехнического мониторинга.

Методологической основой выделения участков с различной степенью инженерно-геологических рисков являются:

- «Методика оценки опасности рельефа для проявления склоновых процессов на ландшафтной основе с использованием морфометрического анализа» (2007–2013);
- «Методика типизации на ландшафтной основе верхних граничных условий для прогноза теплового взаимодействия основания сооружений с окружающей средой с учетом техногенного снегонакопления, высоты и сроков отсыпки насыпи, а так же мероприятий по ТСГ» (2008);
- «Методика типизации инженерно-геологической опасности разреза основания линейного объекта на примере конденсатопровода «Заполярье — Уренгой», (2008);
- «Методика типизации инженерно-геологических условий для проектирования сетей ГТМ в зоне МГ «Заполярье — Уренгой»;
- «Методика типизации инженерно-геологической опасности разреза и комплекса инженерно-геокриологических условий с анализом современных и потенциальных природных и природно-техногенных процессов в зоне Ямальского участка МГ «Бова-

ненково — Ухта» и результатов прогнозного моделирования» (2010), и т.д.

Геотехнические риски подразделяются на инженерно-геологические, инженерно-геокриологические, мерзлотно-климатические, поскольку для их анализа и оценки необходим и используется определенный комплекс критериев и методов. Актуальные геотехнические риски определяются современными (на момент и период изысканий) инженерно-геологическими и инженерно-геокриологическими условиями и характеристиками, включающими особенности разреза основания, проявления и динамики опасных экзогенных и криогенных процессов в его пределах и на прилегающей территории. Потенциальные геотехнические риски идентифицируются исходя из оценки опасности динамики инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий и характеристик под воздействием техногенной, технологической нагрузки или при колебаниях климата [1].

Для идентификации актуальных (современных) и потенциальных геотехнических рисков используются материалы инженерных изысканий с применением методик анализа по:

- 1) типизации опасности разреза;
- 2) идентификации и анализа активности современных экзогенных процессов и интенсивности физико-геологических криогенных процессов;
- 3) анализа опасности рельефа;
- 4) ретроспективному и прогнозному моделированию темпов промерзания и протаивания грунтов основания и анализа динамики кровли многолетнемерзлых грунтов в естественных и природно-техногенных условиях, теплового воздействия сооружений на грунты основания с учетом изменений климата или изменчивости значимых его характеристик [1].

Так зафиксировано, что 2015 год оказался самым теплым в глобаль-

ном масштабе за все время наблюдений. На огромной территории в Западной и Средней Сибири среднегодовая температура была выше климатической нормы более чем на 3°C. За 10 лет наблюдений скорость роста средней по региону Восточная Сибирь температуры составила: осенью +0,73°C, весной — +0,71°C. Это максимальные региональные величины потепления.

Значительно превысила норму максимальная высота снежного покрова на большей части Западной Сибири, в центральных районах Красноярского края, на востоке Чукотского АО и юге Дальнего Востока.

Максимальные положительные аномалии запаса воды в снеге по обоим маршрутам отмечены в тех же районах, где наблюдались наибольшие аномалии максимальной высоты снежного покрова (районы V, VII). Почти везде за 1999–2015 годы выросла мощность сезонно-талого слоя многолетнемерзлых грунтов [2]. Вместе с тем, следует подчеркнуть, что, по мнению ряда специалистов-климатологов, в ближайшее десятилетие возможна смена тенденции изменения климата и начнется его похолодание.

Для решения задач прогноза температурного режима ММП в 2011 году сотрудниками ПАО «ВНИПИгаздобыча» была разработана программная среда «Freezer», реализующая численный алгоритм расчета нестационарного уравнения теплопроводности для среды, вмещающей подвижную границу раздела фаз. Программа предназначена для составления прогноза изменений температурного режима грунтов и соответствует требованиям: РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами» и СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». В программной среде «Freezer» ведутся работы по моделированию сопряженного теплообмена заглубленного газопровода с многолетнемерзлыми породами.

В настоящей статье основные результаты анализа факторов геокриологических рисков рассмотрены на примере магистрального нефтепровода подземной прокладки «Чаяна — ВСТО». Территория трассы в целом характеризуется средней сложностью геокриологических условий. Мерзлые породы занимают более 90% площади трассы при средней температуре грунтов от -0,5 до -4,5°C. Прерывистый тип распространения ММП с поверхности, при котором мерзлые породы занимают от 50 до 90% площади трассы, отличается тем, что кровля мерзлоты заглублена на 3–10 м при средней температуре грунтов от -0,1 до -2,5°C. В целом, в соответствии с принципами классификации В.А.Кудрявцева [3], северный участок трассы занят сплошным типом, центральный находится в переходной полосе, и лишь самый юг трассы можно отнести к прерывистому типу распространения мерзлоты.

Для территории нефтепровода под инженерно-геокриологическим риском понимается опасность деформаций сооружения как следствие изменения геокриологических условий в грунтах основания, а предметом оценки являются геокриологические риски развития деформаций опорной компоненты геотехнической системы, тесно связанных с проявлением оползневых процессов, морозобойного растрескивания, наледообразования, термоэрозии, солифлюкции, пучения. В оценке учтены карстовые процессы, встреченные в пределах участков прерывистой и островной зоны ММП, на которые мерзлотно-климатические условия оказывают опосредованное воздействие, ускоряя процесс формирования условий, необходимого для их активизации. Для идентификации каждого из указанных рисков выделяются ряд факторов, определенное сочетание которых составит необходимую для возникновения процесса среду или будут характеризовать участок по его предрасположенности к проявлению негативных факторов для

стабильной эксплуатации системы.

Принципиально важными составляющими учета и дифференциации неоднородности и специфики условий реализации негативных процессов при общей оценке опасности разреза основания нефтепровода на рассматриваемой территории являлись:

- *литологический состав грунтового разреза в целом.* Выполняется типизация инженерно-геологических условий разреза, с последующей группировкой по значимым характеристикам инженерно-геологических элементов. Осложняющими элементами при строительстве и эксплуатации в рассматриваемом регионе являются аргиллиты и алевролиты микрослоистые, с карбонатно-глинистым и железисто-глинистым поровым цементом, карбонатные (10–26%), слабо устойчивые к выветриванию. Растепление данного массива будет являться причиной роста интенсивности выветривания за счет опускания кровли криогенного водоупора и наличия размягчаемых в воде пород. При выветривании показатель уплотненности глинистых пород уменьшается более чем в 2,5–3 раза, коэффициент дегидратированности уменьшается в 2,5 раза, повышается набухаемость, снижается сцепление. Типы грунтовых толщ с прослоями и массивами алевролитов средне- и сильновыветрелых в пределах существующей и прогнозируемой после технического освоения зоны фильтрации являются маркерами среды, благоприятной для развития суффозионно-карстовых процессов;
- *тип и температура ММП.* Исходя из литологической неоднородности разреза и по специфике в геокриологическом отношении выделяются и затем объединяются в 4 группы участки со сливающимся, несливающимся, слоистым (по положению вечной мерзлоты относительно се-

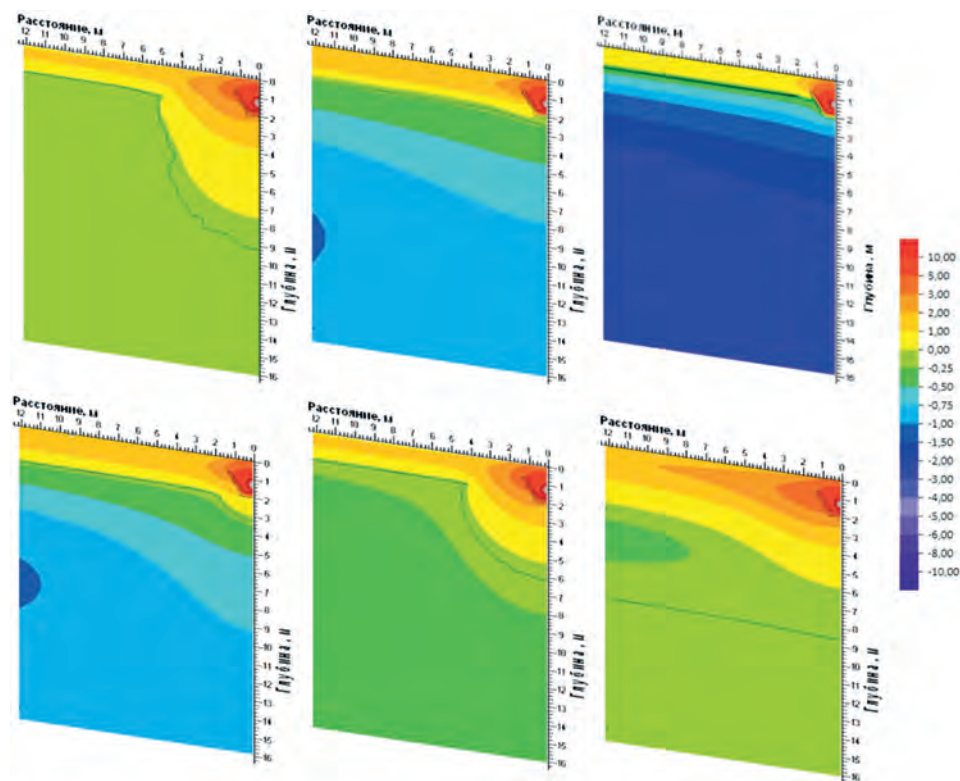
зонно-талого слоя и наличие новообразований мерзлоты), талым типом разреза с учетом параметрических характеристик;

- *типы сезонноталых и сезонно-мерзлых слоев.* Учитывается состав и влажность пород, глубина распространения зоны фазовых переходов. Влияние этих факторов связано с формированием температурной сдвижки, величина которой оказывает пропорциональное отношению коэффициентов теплопроводности мерзлого и талого грунтов, величине годовых теплооборотов;
- *льдистость мерзлых грунтов, водонасыщенность талых песчаных грунтов и консистенция талых глинистых грунтов.* Особенностью строения криогенной толщи рассматриваемого района является наличие промерзших гидрогеологических структур. Обводненные зоны тектонического дробления в карбонатных породах кембрия были проморожены с формированием линз и пластов льда. Недочет при проектировании свойств трещиноватых скальных массивов при оттаивании часто приводит к крупным деформациям сооружений;
- *уровень грунтовых вод, условия питания, транзита и разгрузки подземных вод зоны активного водообмена в предзимний период и в районах развития островной мерзлой толщи;*
- *уклон поверхности, глубина местного базиса эрозии.* Включает общую морфометрическую дифференциацию (типизацию) поверхности территории на участки (типы местности), отличающиеся по условиям и комплексу процессов современной денудации — водоразделы, склоны, понижения рельефа, а также частную дифференциацию склонов и типизацию их опасности (группы типов урочищ) в зависимости от уклона и местного базиса эрозии;
- *наличие активных или затухающих процессов непосредственно на территории освоения или на*

сопредельных участках. Выполняется с использованием материалов (планов и разрезов) изысканий, данных маршрутного обследования, режимных и стационарных наблюдений, а также одновременных аэро- и космических съемок.

Вышеуказанные параметры обобщаются в форме таблицы, включающей основные характеристики грунтовых оснований, и позволяющей делать выборки, необходимые для анализа имеющихся фактических данных, производить типизацию, производить оценку. Оценка с последующим анализом геотехнических рисков производится по методикам компонентной типизации различных инженерно-геокриологических и мерзлотно-климатических условий и факторов, их взаимовлияния и взаимодействия, изменения функциональной значимости при воздействии техногенных и технологических нагрузок, что позволяет выявить региональную и локальную специфику рисков с использованием методов и средств численного прогноза.

В рамках анализа факторов геотехнического риска в пределах трассы нефтепровода формируются типичные грунтовые профили для постановки прогнозных задач, рассчитываются ореолы оттаивания для различных типов грунтовых условий и температурных режимов. Температура транспортируемого нефтепродукта принята на основании гидравлических расчетов и изменяется от 29 до 50°C. Прогнозное моделирование позволяет установить величину относительного протаивания сезонно-талого слоя, оценить изменчивость ореолов зоны теплового воздействия нефтепровода в зависимости от даты, интенсивность влияния климатических и технологических факторов на фазовые переходы грунтовых толщ. По результатам анализа выделяются области наличия и потенциально возможной активизации геокриологических процессов при техногенных нарушениях. На рисунке показаны модели температурных полей для участков трассы нефтепровода «Чаянда — ВСТО» на тридцатый год эксплуатации по сформированным 6 типовым разрезам грунтового массива.



Модели температурных полей для участков трассы нефтепровода

На основании полученных количественных результатов о развитии опасных криогенных процессов вдоль трассы нефтепровода можно определить удельный риск деформаций, вызванных активизацией этих процессов. Для оценки удельного риска деформаций в настоящей работе использована формула [4]:

$$U = l / L;$$

где U — развитие соответствующего геокриологического процесса, уд. ед., l — протяженность участков, на которых развивается опасный геокриологический процесс, км; L — протяженность оцениваемой трассы, км.

В качестве основного принципа систематизации фактических данных в рамках настоящего обобщения, как важное звено при оценке опасности рельефа для развития криогенных процессов, принят учет ландшафтной дифференциации на уровне тип местности — плакорный, склоновый, долинный (и других депрессий рельефа), как основного каркаса неоднородности и перераспределения теплообмена на поверхности, т.е. идентификации геоморфологического риска термоденудации. Пример с суммированием протяженностей выделенных участков вдоль трассы нефтепровода представлен в *таблице*.

Список литературы

1. Бережной М.А., Реутских Н.В., Самсонова В.В. Геотехнические риски строительства и эксплуатации газопромысловых объектов и магистральных трубопроводов в криолитозоне Сибири. Сборник материалов. — Харбин, КНР, 2014. — С. 147–155.
2. Доклад об особенностях климата территории Российской Федерации за 2015 год / Росгидромет. — М., 2016. — 68 с.
3. Кудрявцев В.А. Методика мерзлотной съемки. — М.: МГУ. 1979. — 358 с.
4. Рузов Ю.В., Самсонова В.В. Криогенные процессы как фактор риска при эксплуатации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов. Сборник материалов. — Тюмень, 2011. — С. 361–364.

References

1. Berezhnoi M.A., Reutskikh N.V., Samsonova V.V. Geotechnical risks associated with construction and operation of gas production and transportation facilities in the Siberian permafrost region [Geotekhnicheskiye riski stroitelstva i ekspluatatsii gazopromyslovykh objektov i magistralnykh truboprovodov v kriolitzone Sibiri]: Proceedings of the 10-th international symposium on permafrost engineering, Harbin, PRC, August 22–24, 2014. — P. 147–155.
2. A report on climate features on the territory of the Russian Federation in 2015 [Doklad ob osobenostyah klimata territorii Rossiyskoi Federatsii za 2015 god] / Roshydromet. — M., 2016. — 68 p.
3. Kudryavtsev V.A. Method of geocryological survey [Metodika merzlotnoi sjemki]. — M.: Moscow state University. 1979. — 358 p.
4. Ruzov Yu.V., Samsonova V.V. Cryogenic processes as a risk factor in the course of pipeline operation in the areas of permafrost soils distribution [Kriogennye protsessii kak faktor riska pri ekspluatatsii truboprovodov v raiyonah rasprostraneniay mnogoletnemerzlykh grunтов]: Proceedings of the International scientific-practical Conference on Permafrost Engineering, devoted to the twentieth anniversary of the SPA «FundamentStroyArcos» — Tyumen: LLC «City-Press», 2011. — P. 361–364.

Основные технико-экономические показатели установок выделения гелия на примере газа Чайдинского НГКМ, в %

Потенциально опасные или активные процессы	Протяженность зоны активности процесса к удельному риску развития процесса, км/%			
	Тип местности			Для трассы «Чаянда — ВСТО» (135 км)
	Долинный	Склоновый	Плакорный	
Морозобойное растрескивание	0,216/0,2	—	—	0,216/0,2
Наледеобразование	6,948/5,1	—	—	6,948/5,1
Термоэрозия и термоабразия	9,816/7,1	1,684/1,2	0,658/0,5	12,057/8,8
Солифлюкция, оползни	—	2,541/1,8	—	2,541/1,8
Карбонатный карст	0,200/0,1	0,100/0,1	3,750/2,7	4,050/2,9
Пучение	6,832/4,9	—	0,147/0,1	6,978/5,1
Суммарная протяженность	10,232/7,4	6,125/4,5	4,556/3,3	20,911/1,5

На основании выводов относительно наличия или потенциальной возможности возникновения, характера проявления и интенсивности в пределах трассы опасных геокриологических процессов разрабатываются конкретные проектные решения относительно применения эффективного в данной конкретной ситуации оборудования и оптимальной расстановки элементов сети геотехнического мониторинга.

Представленный анализ инженерно-геологических, инженерно-геокриологических и мерзлотно-климатических рисков позволяет ПАО «ВНИПИгаздобыча» систематизировать имеющийся фонд фактических данных для дальнейшей обра-

ботки с использованием новейших технологий, разработки и реализации методик оценки. Структурированные материалы используются для осуществления оптимального прогнозного моделирования грунтовых массивов, отображающего ореолы протаивания, температуры грунтов и контуры ослабленных областей для наиболее типичных или имеющих повышенную значимость участков. Полученные модели грунтовых массивов определяют дальнейшие принципы компоновки сети геотехнического мониторинга. Рассмотренная методика может использоваться также и на этапе прединвестиционной оценки. Это оптимизирует затраты и снижает возможность техногенного риска.

Математическое моделирование легких фундаментов ГПА с учетом грунтовых условий Ямала и Восточной Сибири

ПАО «ВНИПИГАЗДОБЫЧА» САРАТОВСКОГО ФИЛИАЛА
ООО «ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ»

М.А. Тюрин, заведующий группой расчетов строительных конструкций строительного отдела

Е.А. Клейменов, начальник строительного отдела

В.А. Рябов, заместитель начальника строительного отдела

Д.М. Яковлев, инженер III категории строительного отдела

М.Е. Бочаров, главный специалист отдела перспективного развития, кандидат технических наук

Аннотация. Применение легких свайных фундаментов под ГПА позволит существенно снизить стоимость и сроки строительства компрессорных станций (КС). Это особенно актуально для удаленных объектов, возводимых в сложных климатических условиях полуострова Ямал и Восточной Сибири. Предложена математическая модель для расчета динамических нагрузок при работе ГПА на элементы конструкции фундамента, учитывающая сопротивление упругим колебаниям фундамента и грунтового основания. Представлено сравнение результатов моделирования с фактическими данными, полученными на КС «Воркутинская» (магистральный газопровод «Бованенково – Ухта»).

Ключевые слова: компрессорная станция, ГПА, легкий фундамент, ротор, динамическая нагрузка, центробежная сила, вечномёрзлые грунты.

Mathematical Modeling of light Foundations for Gas-compressor Units Considering Soil Conditions of the Yamal Peninsula and Eastern Siberia

PJSC VNIPIGAZDOBYCHA, SARATOV BRANCH OF LLC «GAZPROM PROJEC-

M.A. Tyurin, Head of civil structures calculation group of Construction Department

E.A. Kleimenov, Head of Construction Department

V.A. Ryabov, Deputy Head of Construction Department

D.M. Yakovlev, Engineer of category 3, Construction Department

M.E. Bocharov, Chief Specialist of Prospective Development Department, Candidate of Technical Sciences

Abstract. Use of light pile foundations for gas compressor units will significantly reduce the cost and time of compressor stations (CS) construction. This is especially vital for remote objects being installed in difficult climate conditions of the Yamal Peninsula, Eastern Siberia, etc. The present article provides mathematical model for calculation of dynamic loads on foundation structural elements during GCU operation, taking into account elastic vibration resistance of foundation and soil basement. The simulation results are compared with actual data obtained at the Compressor Station «Vorkutinskaya» (main gas pipeline «Bovanenkovo – Ukhta»).

Keywords: compressor station, Gas-Compressor Unit (GCU), light foundation, rotor, dynamic load, centrifugal force, permafrost soils.

Компрессорная станция (КС) — один из основных технологических объектов в системе добычи, хранения и транспорта газа. Сокращение затрат и сроков строительства КС является актуальным для газовой отрасли. Одним из основных направлений решения данной задачи является отказ от массивных фундаментов и размещение газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на легких опорных конструкциях [1, 2]. Такой подход особенно актуален, при строительстве в сложных климатических условиях, в зоне распространения вечномёрзлых грунтов и в удаленных районах без развитой инфраструктуры (полуострова Ямал, Восточная Сибирь и т.п.) [3–5].

Существует возможность оптимизации конструкции фундамента для КС с газотурбинными ГПА при использовании стальных фундаментных конструкций, способных гасить вибрации не собственной массой, а за счет массы грунтового основания, то есть рассеивать энергию вибраций в грунтовой массе. Для обеспечения высоких показателей надежности при использовании таких легких фундаментов, требуются проведение детальных расчетов при их проектировании, особенно динамических нагрузок при работе газотурбинных ГПА.

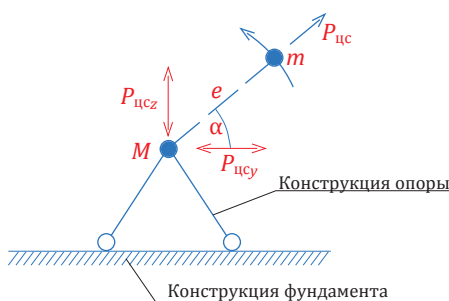


Рис. 1. Схема передачи центробежной силы на опоры ротора ГПА: $P_{цс}$ — центробежная сила действующая на опору под углом α в момент времени t , Н; $P_{цсz}$ — вертикальная составляющая нагрузки на опору от $P_{цс}$, Н; $P_{цсу}$ — горизонтальная составляющая нагрузки на опору от $P_{цс}$, Н

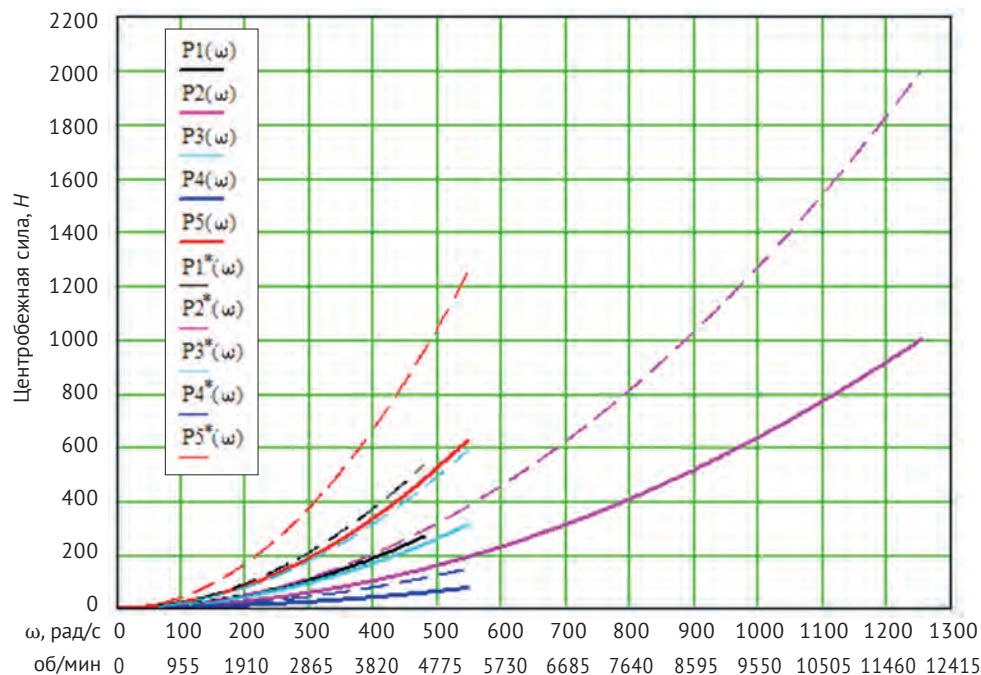


Рис. 2а. График зависимости центробежной силы от скорости вращения ротора и расчетного эксцентриситета, на примере роторов ГПА мощностью 25,0 МВт: $P1(\omega) = m_1 e \omega^2$ — ЦС от ротора турбины низкого давления и компрессора низкого давления (НД и КНД), $e = 0,0015$ мм; $P2(\omega) = m_2 e \omega^2$ — ЦС от ротора компрессора высокого давления (КВД), $e = 0,0015$ мм; $P3(\omega) = m_3 e \omega^2$ — ЦС от ротора силовой турбины (СТ), $e = 0,0015$ мм; $P4(\omega) = m_4 e \omega^2$ — ЦС от трансмиссии газотурбинной установки (ГТУ), $e = 0,0015$ мм; $P5(\omega) = m_5 e \omega^2$ — ЦС от ротора нагнетателя, $e = 0,0015$ мм; $P1^*(\omega), P2^*(\omega), P3^*(\omega), P4^*(\omega), P5^*(\omega)$ — то же, для $e' = 0,003$ мм

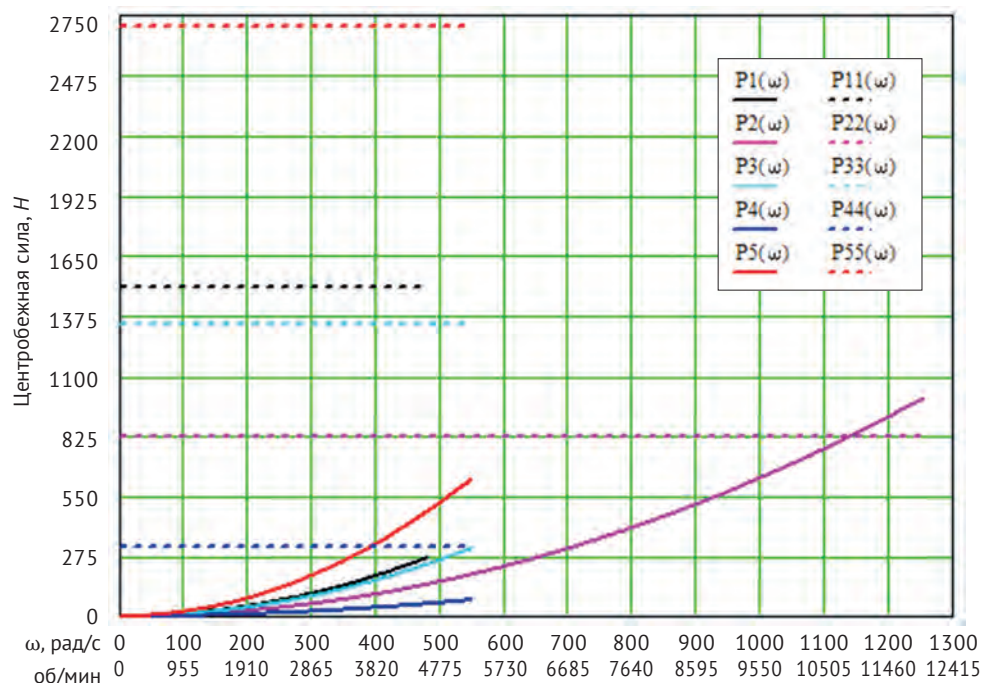


Рис. 2б. Сравнение графиков ЦС и динамических нагрузок для разных скоростей вращения роторов: $P1(\omega)$ — ЦС от ротора НД и КНД; $P2(\omega)$ — ЦС от ротора КВД; $P3(\omega)$ — ЦС от ротора СТ; $P4(\omega)$ — ЦС от трансмиссии ГТУ; $P5(\omega)$ — ЦС от ротора нагнетателя; $P11(\omega)$ — динамическая нагрузка от ротора НД и КНД по СНИП; $P22(\omega)$ — динамическая нагрузка от ротора КВД по СНИП; $P33(\omega)$ — динамическая нагрузка от ротора СТ по СНИП; $P44(\omega)$ — динамическая нагрузка от трансмиссии ГТУ по СНИП; $P55(\omega)$ — динамическая нагрузка от ротора нагнетателя по СНИП

К настоящему времени ПАО «ВНИИгаздобыча» (Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование») реализовал ряд проектов с использованием легких стальных фундаментов, например, на КС «Сынинская», КС «Интинская», КС «Воркутинская» (газопровод «Бованенково — Ухта»).

Газотурбинные ГПА относятся к машинам с номинально уравновешенными движущимися частями, и динамические нагрузки (ДН) в основном определяются центробежной силой (ЦС), которая определяется как произведение массы ротора (m , кг), его эксцентриситета (e , м) и частоты вращения ротора (ω , 1/с) [6]:

$$P_{ЦС} = m\omega^2.$$

Схема нагрузки от действия ЦС на опору ГПА представлена на рис. 1. В каждый момент времени ЦС действует под некоторым углом $\alpha = \omega t$, соответственно горизонтальная $P_{ЦСx}$ и вертикальная $P_{ЦСz}$, составляющие ЦС, изменяются во времени периодически:

$$P_{ЦСx} = m\omega^2 \cos(\omega t),$$

$$P_{ЦСz} = m\omega^2 \sin(\omega t).$$

Величина ЦС изменяется в процессе пуска ГПА с изменением скорости вращения ротора. На рис. 2 представлены графики зависимости центробежных сил от скорости вращения роторов и расчетного эксцентриситета, на примере ГПА мощностью 25,0 МВт, скорости вращения ω и массы m роторов приведены в табл. 1. На рис. 2а дано сравнение ЦС в зависимости от численного значения эксцентриситета $e = 0,0015$ мм и $e' = 0,003$ мм, на рис. 2б сравнение графиков ЦС и динамических нагрузок по [5] для разных скоростей вращения роторов.

В рассмотренном примере ЦС от ротора СТ изменяются от 0 до 314 Н. Нагрузка от ЦС от всех роторов распределяется между опорами ГПА обратно пропорционально расстоянию центра тяжести ротора до указанных опор (рис. 3).

Таблица 1

Данные для определения центробежных сил от вращения роторов ГПА-25 «Урал», значения центробежных сил

Наименование	Масса, кг	Скорость вращения ротора ГПА		ЦС, Н
		n , об/мин.	ω , рад/с	
Ротор силовой турбины, СТ, m_3	670	5250 (max)	550	314
		5000 (nominal)	523	284
		3500 (min)	366	139
Ротор турбины низкого давления и компрессора низкого давления, НД и КНД, m_1	753	4600 (max)	481	270
		4300 (nominal)	450	236
		3200 (min)	335	131
Ротор компрессора высокого давления, КВД, m_2	410	12000 (max)	1256	1003
		11670 (nominal)	1221	947
		10150 (min)	1062	717
Трансмиссия газотурбинной установки, ГТУ, m_4	160	5250 (max)	550	75
		5000 (nominal)	523	68
		3500 (min)	366	33
Ротор нагнетателя, m_5	1350	5250 (max)	550	633
		5000 (nominal)	523	572
		3500 (min)	366	280

На рис. 4 (см. стр. 30) приведен график изменения периодической нагрузки $Z_1(t)$, действующей на опору № 1 за промежуток времени 0,1 с, скорость вращения роторов — максимальная. Нагрузка $Z_1(t)$ является

суммой периодических нагрузок $Pz_1(t) \cdot k_{11}$, $Pz_2(t) \cdot k_{21}$, $Pz_3(t) \cdot k_{31}$, создаваемых роторами СТ, НД и КНД, КВД с массами m_1 , m_2 , m_3 . Коэффициенты k_{11} , k_{21} , k_{31} обратно пропорциональны расстоянию от центров

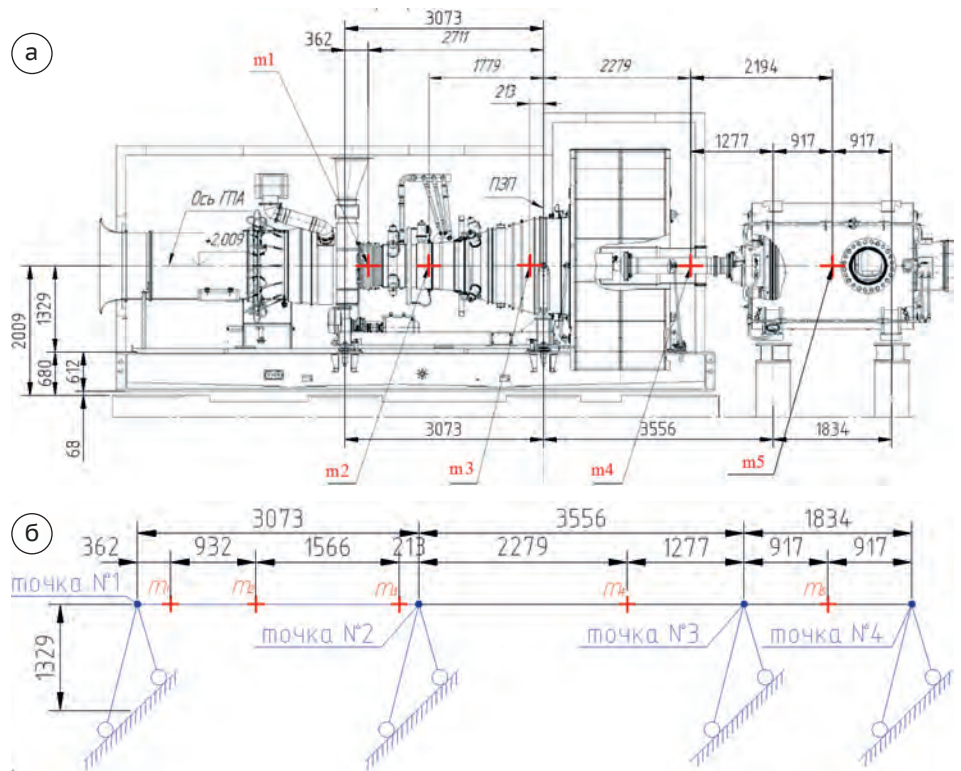


Рис. 3. Схема расположения центров масс роторов двигателя ПС-90ГП-25 и нагнетателя ГПА-25 «Урал»: а — общий вид двигателя ПС-90ГП-25 и нагнетателя ГПА-25 «Урал»; б — общий вид распределения центров масс роторов между опорами двигателя № 1, № 2 и нагнетателя № 3, № 4

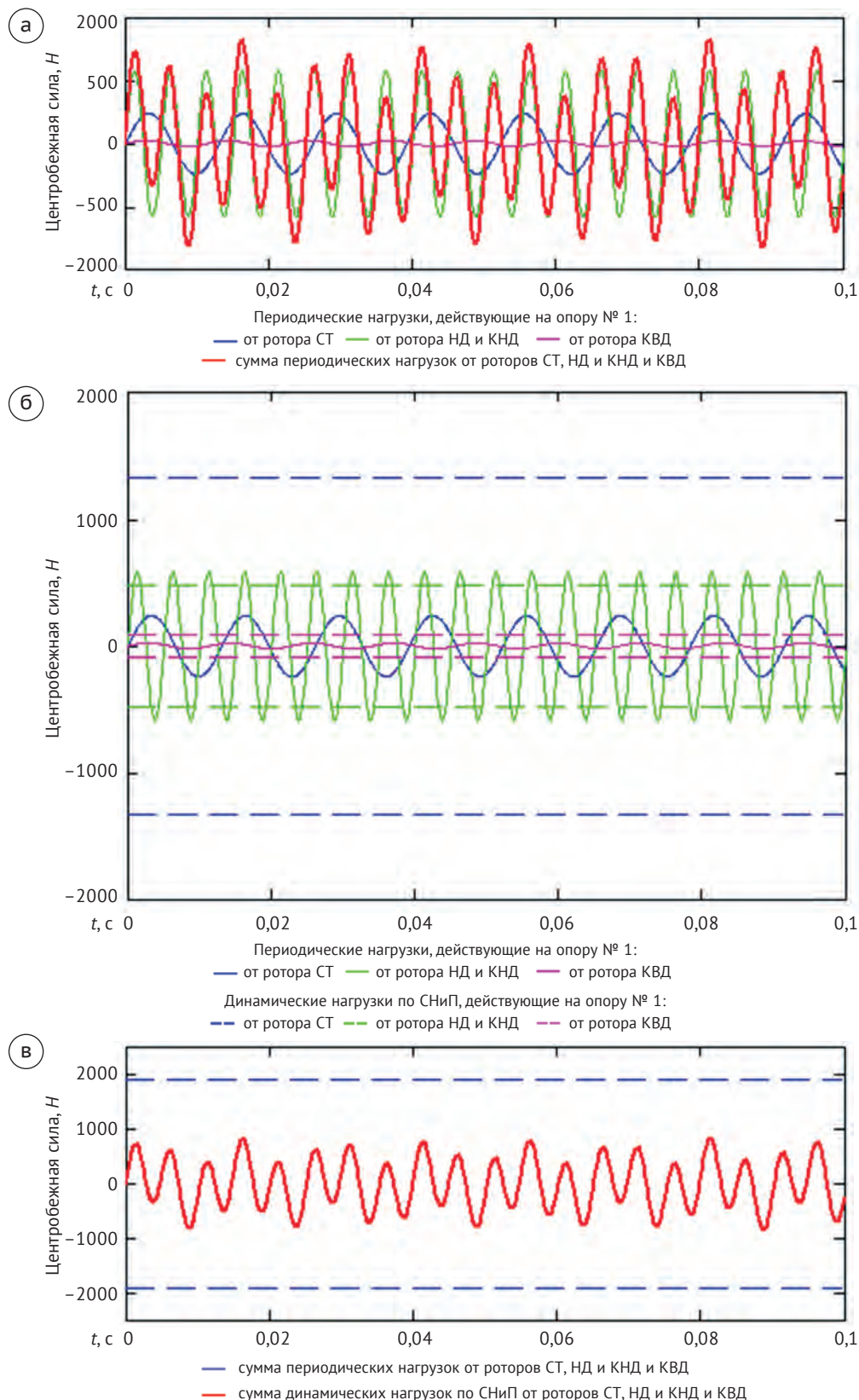


Рис. 4. Графики периодических нагрузок от ЦС и динамических нагрузок по СНИП: **а** — изменение вертикальных периодических нагрузок от ЦС создаваемых роторами с массами m_1, m_2, m_3 , действующих на опору № 1 за промежуток времени 0,1 с; **б** — сравнение периодических нагрузок от ЦС и динамических нагрузок по СНИП от роторов с массами m_1, m_2, m_3 , действующих на опору № 1; **в** — сравнение суммарной периодической нагрузки и суммарной динамической нагрузки по СНИП от роторов с массами m_1, m_2, m_3 , действующих на опору № 1.

масс роторов до опоры № 1, эти коэффициенты определяются как отношения длин и численно равны (см. рис. 3б):

$$k_{11} = \frac{2,711}{3,073}, k_{21} = \frac{1,779}{3,073}, k_{31} = \frac{0,213}{3,073}$$

Сумма периодических нагрузок $Z_1(t)$ будет иметь вид, представленный на графиках (рис. 4а и 4в).

Аналогично выглядят периодические нагрузки, действующие на опоры № 2, 3 и 4 в вертикальном направлении $Z_1(t), Z_2(t), Z_3(t), Z_4(t)$ и в горизонтальном направлении $Y_1(t), Y_2(t), Y_3(t), Y_4(t)$. Графики горизонтальных периодических нагрузок $Y_1(t), Y_2(t), Y_3(t), Y_4(t)$ отличаются от вертикальных смещением на угол $\alpha(t) = \omega t = \pi/2$.

В действующих СНИП [7] для расчета амплитуд колебаний расчетная ДН определяется как произведение значения нормативной динамической нагрузки F_n , соответствующей нормальному эксплуатационному режиму работы машины, и коэффициента надежности по нагрузке $\gamma f = 1$.

При расчете прочности элементов конструкций фундамента расчетная ДН определяется по формуле [7]:

$$F_d = \gamma f \cdot \eta \cdot F_n$$

где η — коэффициент динамичности.

В соответствии с [7] значение коэффициента η составляет 1...2 для горизонтальных нагрузок и 1...10 для вертикальных, в зависимости от значения частоты вращения и класса машин. Значения η регламентируются только для железобетонных фундаментов, и не указаны для стальных. При этом оговаривается особое условие, что для ГПА более 25 МВт коэффициент η следует уменьшать в два раза. Получается, что ДН при работе ГПА с мощностью, например, 25,1 МВт может быть вдвое меньше, чем от ГПА с мощностью 24,9 МВт.

Нормативные ДН (вертикальные $F_{n,v}$ и горизонтальные $F_{n,h}$, Н) по [7] определяют по формуле:

$$F_{nc} = F_{nh} = \mu \sum_{i=1}^s G_i$$

где: μ — коэффициент пропорциональности для ГТД; s — число роторов; G_i — вес каждого ротора машины, Н.

Коэффициент пропорциональности μ для ГТД имеет постоянное значение $\mu = 0,2$, соответственно F_n имеет постоянное значение и ее зависимость от скорости вращения роторов в [7] не учитывается.

Нагрузка F_n от роторов СТ и КВД, вычисленная как произведение коэффициента пропорциональности μ и массы ротора по [7], превышает значения нагрузок от действия ЦС, в табл. 2 приведены результаты сравнения ЦС и F_n . Вместе с тем есть случай, когда F_n от ротора НД и КНД при скорости 12 000 об./мин. меньше ЦС на 18,2%. Это видно на рис. 4б и в табл. 2.

Из полученных результатов расчетного исследования следует, что с одной стороны более точный учет ДН позволит снизить показатели металлоемкости конструкции фундамента, а с другой необходимо исключить возможность того, что ДН, по [7] окажется ниже фактической (см. рис. 2).

При выполнении динамического расчета фундамента ГПА по [5] учитывается только масса фундамента, а масса грунтового основания (ГО) не учитывается. Вместе с тем нужно отметить, что для легких фундаментов массы грунтов оказывает существенное влияние на их собственные частоты колебаний.

Рассмотрим расчетную модель (РМ) системы «ГПА — фундамент — грунтовое основание» (ГФО) на примере легкого стального ростверка под ГПА 25 МВт. Данная задача решалась при помощи программного комплекса SCAD11.7, использующего метод конечных элементов.

Для расчета системы ГФО методом КЭ необходимо назначить границы ГО по глубине H_g и в плане L_g . В РМ глубина H_g определяется условием $\sigma_{zp} = 0,2\sigma_{zg}$, это глубина на которой напряжения от внешней нагрузки σ_{zp} составляют 20% от собственного веса

грунтов σ_{zg} . Для назначения границ КЭ модели грунтового в плане выполнена серия расчетов по определению 1-й собственной частоты колебаний фундамента ГПА. В первом приближении расстояние от грани фундамента до границы ГО в плане принималось $0,5b$, где b — ширина фундамента, вычислялась 1-я частота собственных колебаний фундамента λ_{11} . Во втором приближении — границы системы ГФО расширяются в плане, вычисля-

лась 1-я частота собственных колебаний фундамента λ_{12} . Частоты колебаний фундамента в первом λ_{11} и втором приближении λ_{12} сравниваются. Размер КЭ модели, грунтового основания в плане L_g определяется условием: $\Delta\lambda \leq 0,1\lambda_n/100$ (рис. 5 и 6).

Экспериментальная проверка представленной математической модели выполнялась на примере легкого фундамента ГПА25 «Урал» на компрессорной станции КС-4

Таблица 2

Результаты сравнения ЦС и F_n , действующих на опору № 1

Источник динамической нагрузки	Скорость вращения роторов, об./мин.	Динамическая нагрузка		Сравнение ЦС и F_n , % $\frac{F_n - \text{ЦС}}{\text{ЦС}} \cdot 100\%$
		ЦС, Н	F_n по [7], Н	
Ротор СТ	5 250	21,8	92,9	326,0
Ротор НД и КНД	4 600	580,4	474,7	-18,2
Ротор КВД	12 000	238,2	1328,6	458,0
Суммарная	—	828,6	1896,2	129,0

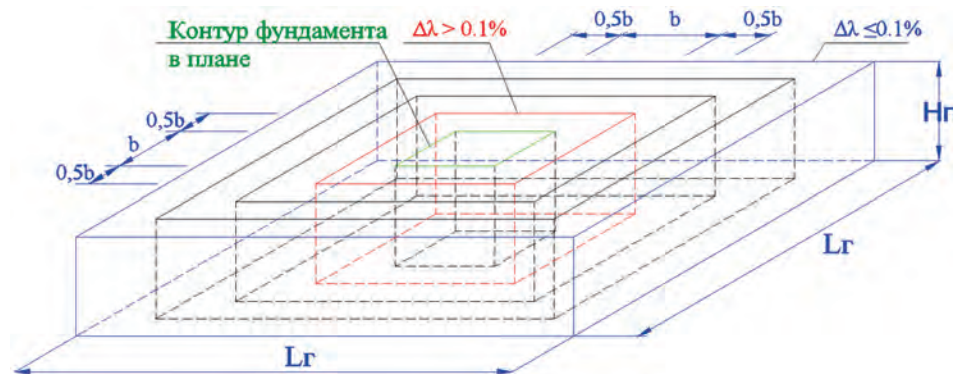


Рис. 5. Граница грунтового основания в плане и по глубине для системы ГФО

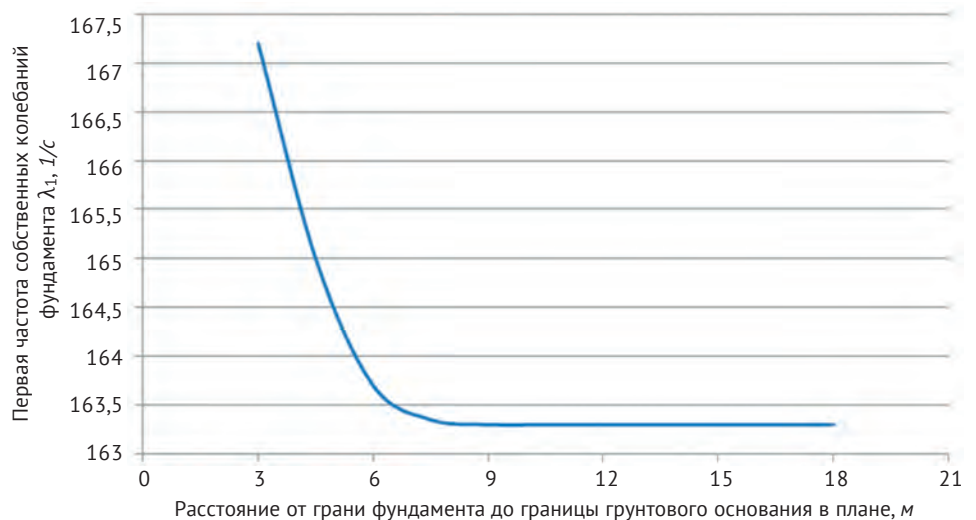


Рис. 6. Зависимость λ_1 колебаний от размеров системы ГФО в плане

Таблица 3

Сравнительная таблица

Способ получения результата	Собственная частота колебаний λ , рад/с	Амплитуда колебаний, мм	
		рама ГТУ	рама компрессора
Расчет по СП26.13330.2012	177,30	0,00354	—
Расчет в РМ системы ГФО	163,20	0,00240	0,0014
Результат замера (TV300)	160,85	0,00190	< 0,0010

«Воркутинская», входящей в состав «Система магистральных газопроводов «Бованенково — Ухта». Замер вибраций выполнялся при помощи виброметра TV300 (сер. № 2223000005, изготовлен в 2010 году). Измерения динамических характеристик фундамента ГПА производились под действием эксплуатационной нагрузки, соответствующей номинальной скорости вращения роторов ГПА. В табл. 3 приведены результа-

ты расчетов амплитуд и собственных частот колебаний фундамента [7] и в РМ, а так же результаты натурных замеров амплитуд и собственных частот колебаний рамы ГПА.

Как видно из сравнительной табл. 3, собственные частоты колебаний фундамента, вычисленные по СП26.13330.2012 и по РМ системы ГФО отличается от результатов замера на 10,2 и 1,5% соответственно. Отклонение расчетной амплитуды ко-

лебаний фундамента по [7] от замеренного значения составляет 0,00164 мм. Отклонение расчетной амплитуды колебаний вычисленной в РМ системы ГФО от замеренных значений составляет 0,0005 и 0,0004 мм соответственно под рамой ГТУ и рамой компрессора. Таким образом, РМ системы ГФО позволяет учитывать влияние массы грунтов на собственные частоты фундамента, неоднородность грунтов, зависимость ДН от скорости вращения роторов. УРМ позволяет снизить затраты на строительство легких фундамента под ГПА с обеспечением надежной службы технологического оборудования. Результаты исследований актуальны не только для полуострова Ямал, но и для объектов Восточной Сибири, используются при разработке фундамента под ГПА в рабочей документации газопровода «Сила Сибири».

Список литературы:

1. Козлов С.И., Тюрин М.А. Применение легких проветриваемых фундамента под ГПА на компрессорных станциях в сложных геологических условиях Ямальной группы месторождений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 10. — С. 62–70.
2. Тюрин М.А. Анализ методов расчета фундамента под ГПА на компрессорных станциях в сложных геологических условиях // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 4. — С. 66–73.
3. Кичатов В.В., Воронцов М.А. Оптимизация режимов работы ГПА в составе КС с учетом неопределенности исходных данных // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 6. — С. 102–107.
4. Воронцов М.А., Козлов С.И. О возможности применения осевых газовых компрессоров в газотранспортной системе ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2012. № 4. — С. 40–43.
5. Кубанов А.Н., Воронцов М.А., Федулов Д.М. и др. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ // Науч.-техн. сб. «Вестник газовой науки». 2013. № 4. — С. 82–87.
6. Корнев Б.Г. Динамический расчет сооружений на специальные воздействия. — М.: Стройиздат, 1984. — 304 с.
7. СП26.13330.2012 «Фундаменты машин с динамическими нагрузками» / Актуализированная редакция СНиП 2.02.05-87. — М., 2012.

References:

1. Kozlov S.I., Tyurin M.A. Application of light ventilated foundations for GCUs at compressor stations in difficult geological conditions of the Yamal fields cluster // Territory NAFTOGAZ. 2013. № 10. — P. 62–70.
2. Tyurin M.A. Analysis of calculation methods for foundations of gas compressor units at compressor stations in complex geological conditions // Territory NAFTOGAZ. 2014. № 4. — P. 66–73.
3. Kichatov V.V., Vorontsov M.A. Optimization of operation modes of GCU within CS, taking into account the input data uncertainty // Territory NAFTOGAZ. 2012. № 6. — P. 102–107.
4. Vorontsov M.A., Kozlov S.I. Possibility of axial gas compressors application in the Gazprom's gas transportation system // Gas industry. 2012. № 4. — P. 40–43.
5. Kubanov A.N., Vorontsov M.A., Fedulov D.M. and others. Technological analysis of turborefrigerating machinery operation at the initial stage of operation of Complex Gas Treatment Unit-2 of Bovanenkovovo oil and gas condensate field // Scientific and technical digest «Natural gas science newsletter». 2013, №4. — P. 82–87.
6. Korenev B.G. Dynamic analysis of structures for special impacts. — M.: Stroyizdat, 1984. — 304 p.
7. СП26.13330.2012 «Foundations of machines having dynamic loads» / Revised edition of SNiP 2.02.05-87. — M., 2012.



УДК 622.276

ББК 65

П-54

zurab-lezgi_gada@mail.ru

Оптимальное стратегическое планирование работы группы предприятий нефтегазовой отрасли с учетом факторов неопределенности

В.М. Поляков, доктор технических наук, профессор кафедры математики МГРИ-РГГРУ

З.С. Агаларов, начальник информационно-аналитического отдела АО НПП «Темп»

Аннотация. Рассматриваются вопросы оптимального стратегического планирования работы группы предприятий нефтегазового сектора экономики. Разработана математическая модель совместной работы группы предприятий в условиях современной экономической обстановки РФ. В модели учтены факторы неопределенности экономической обстановки. Расчеты на модели позволили определить оптимальный план работы этих предприятий на период до 2019 года.

Ключевые слова: оптимальное стратегическое планирование, факторы неопределенности экономической обстановки, показатели и критерии оптимальности, минимакс.

Optimal strategic planning of enterprises' groups work in oil and gas industry with taking into account uncertainty

V.M. Polyakov, a doctor of technical sciences, Professor of mathematics department of MSGPU-RSGPU

Z.S. Agalarov, Head of information-analytical department of Joint Stock Company «NPP «Temp»

Abstract. In this paper issued questions of optimal strategic planning of enterprises' groups work in oil and gas sector of economy. A mathematical model of the joint work group of companies was created in today's economic situation in Russian Federation. The uncertainties of economic conditions were taken into account in this model. Calculations on the model enabled to determine optimal plan of work of this companies till 2019.

Key words: mathematical models, optimal strategic planning, uncertainty factors of the economic RF operations research.

Чрезмерное увлечение рыночными механизмами экономики привело к утрате, в значительной мере, научных подходов к обоснованию важных решений в экономике, осуществление которых занимает длительные промежутки времени. В связи с этим разработка современных методов оптимального планирования развития частного бизнеса представляет собой актуальную задачу. В рамках социалистической экономики был накоплен значительный опыт оптимального отраслевого планирования. В то же время большие изменения, произошедшие за последние десятилетия в нашей стране, не позволяют перенять этот опыт в неизменном виде, при созда-

нии методики оптимального стратегического планирования работы группы предприятий, входящих в единый комплекс. Препятствие состоит не только в том, что в прошлом задачи оптимального планирования решались в условиях социалистической экономики и при этом использовались несколько другие показатели и критерии экономической эффективности деятельности предприятий. Понятно, что современные математические модели должны учитывать рыночные отношения. В первую очередь это касается необходимости учета неопределенности и динамики факторов, характеризующих обстановку в которой приходится принимать реше-

ния, а также более полного учета фактора времени. Об этом говорить в действующих в настоящее время нормативных и методических документах [4]. Однако на практике учет этих факторов сводится, как правило, к разработке и анализу всего нескольких вариантов развития бизнеса. Более адекватную реальной ситуации картину может дать математическое моделирование процесса развития бизнеса. Но созданные в свое время математические модели отраслевого планирования, в основном базирующиеся на методах линейного программирования, не могут быть использованы в неизменном виде и нуждаются в существенной переработке и дополне-

нии. Более сложные модели требуют и соответствующего развития математического аппарата их анализа.

Задача, рассматриваемая в данной работе, имеет сходство с задачей оптимального отраслевого планирования, опыт решения которых был накоплен в СССР в 60–80 годы прошлого столетия. Тогда принято было рассматривать задачи *текущего оптимального планирования и перспективного оптимального отраслевого планирования*. Наиболее близкой по постановке и методам решения к рассматриваемой нами задаче оптимального стратегического планирования, является задача перспективного отраслевого планирования [1, 7, 8].

Суть задач оптимального отраслевого планирования, решавшихся в плановой экономике, состояла в распределении ограниченных ресурсов между отдельными предприятиями, с целью достижения директивно установленного результата их совместной деятельности при наименьших затратах. При построении перспективного отраслевого плана фиксировались номенклатура товара или услуг, а также их объем. Оптимальным принималось решение, приводящее к минимуму приведенных затрат для получения фиксированной номенклатуры и объема товаров или услуг:

$$c_i + Ek_i,$$

где: i — номер исследуемого варианта капитальных вложений; c_i — текущие затраты (себестоимость); k_i — капитальные вложения; E — коэффициент эффективности капитальных вложений.

Наряду с приведенными затратами использовался и контрольный показатель, показатель общей (абсолютной) экономической эффективности. По хозрасчетным предприятиям общая (абсолютная) экономическая эффективность представляет собой отношение прироста прибыли полученной в результате капитальных вложений к их величине — рентабельность.

$$\mathcal{E}_n = \frac{\Delta\Pi}{K},$$

где: $\Delta\Pi$ — прирост прибыли, вызванный капитальными вложениями K .

При проведении расчетов, в то время было допустимо использовать модели линейного программирования, наиболее простые в области задач математического программирования. Дело в том, что при плановой экономике, в течении достаточно длительных периодов времени нормативы использования сырья, эффективность производства товаров или оказания услуг, а так же цены на материалы изменялись не значительно. Поэтому производственные функции могли быть приняты линейными, в зависимости от факторов производства. То же относилось и к ограничениям по использованию ресурсов. Такие допущения, становятся слишком грубыми при решении задач перспективного стратегического планирования развития группы предприятий в современных условиях. Кроме того, в Типовой методике [9] определения экономической эффективности капитальных вложений — документе регламентировавшим в то время выбор оптимальных решений по развитию производства — не предполагался учет случайных и неопределенных факторов, характеризующих экономическую обстановку. Рассматривались жесткие ограничения на привлекаемые ресурсы и использовались фиксированные нормативы их трат на выпуск единицы продукции. Тогда этого было достаточно учитывать при математическом моделировании деятельности предприятий.

Сегодня владельцы бизнеса, в некоторых случаях могут пойти не только на изменения номенклатуры и количества выпускаемых товаров и оказываемых услуг, но и перефилировать, ликвидировать или продать некоторые свои предприятия. Поэтому экономико-математическая модель — основа методики стратегического планирования, должна иметь более сложную структуру,

адекватно описывающую современные особенности управленческих решений в бизнесе, а так же особенности современной экономической обстановки.

Для экономики современной России характерны [2–4]:

- относительно высокая и переменная во времени инфляция;
- неоднородность инфляции, т.е. различие по видам продукции и ресурсов темпов роста цен на них;
- специфическая роль государства, заключающаяся:
 - а) в регулировании цен на некоторые важные для реализации многих инвестиционных проектов виды товаров и услуг;
 - б) в практике оказания поддержки некоторым инвестиционным проектам при общей ограниченности бюджетных средств;
- относительно высокая, переменная во времени и неодинаковая для различных российских и зарубежных участников проекта цена денег, что приводит к большому разбросу и динамичности индивидуальных норм дисконта, кредитных и депозитных процентных ставок;
- отсутствие эффективных рынков, в особенности рынка ценных бумаг и недвижимости, и как следствие — существенное различие между «справедливой» и рыночной стоимостью ценных бумаг, а также между оценочной и рыночной стоимостью имущества;
- значительная неопределенность исходной информации для оценки инвестиционных проектов и высокий риск, связанный с их реализацией;
- сложность и нестабильность налоговой системы;
- различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения:
 - а) разрывы во времени (лаги) между производством про-

- дукции или поступлением ресурсов и их оплатой;
- б) неравноценность разновременных затрат и/или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат);
- наличие разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта
 - влияние инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;
 - влияние (в количественной форме) неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

В основу разработанной нами математической модели положены результаты финансово-экономической деятельности группы предприятий входящих в крупный холдинг, оказывающих услуги в нефтегазовой отрасли. Модель учитывает как работу отдельных предприятий, так и холдинга в целом. Данная модель имеет следующий вид:

$$\max_x \min_y \sum_{i=4} \sum_{j=6} P_{ji}(x_{ji}, y_{ji})$$

$$\frac{B_{ji} - C_{ji}}{B_{ji}} < 0,4$$

$$\frac{\text{Долг}_{ji}}{\text{ЕБИТДА}_{ji}} < 3$$

$$\text{DSCR}_{ji} \square 1$$

$$\sum_{i=4} \sum_{j=6} \left[\frac{B_{ji} - C_{ji}}{B_{ji}} \right] < 0,4$$

$$\sum_{i=4} \sum_{j=6} \left[\frac{\text{Долг}_{ji}}{B_{ji} - C_{ji}} \right] < 3$$

$$\text{DSCR}_{(\text{по холдингу})i} \square 1$$

$$j = 1, \dots, 6; i = 1, \dots, 4;$$

где: j — индекс номера предприятия; i — индекс, характеризующий

год; P_{ji} — чистая прибыль; C_{ji} — себестоимость; B_{ji} — выручка; Долг_{ji} — долг; ЕБИТДА_{ji} — ЕБИТДА; DSCR_{ji} — коэффициент покрытия долга; x_{ji} — вектор, характеризующий выпуск продукции и оказания услуг (производственная программа); y_{ji} — вектор, характеризующий экономическую обстановку.

Разработанная нами математическая финансово-экономической деятельности холдинга относится к классу задач на поиск максимина при ограничениях накладываемых как на вектор переменных x (производственные программы), так и y (экономическая обстановка в которой принимается решение). Необходимость определения решения в виде *максимина* возникла в связи с учетом факторов, характеризующих «неопределенность» экономической обстановки [5]. Решение подобных задач является сложной математической проблемой. Стандартных методов поиска *максимина* не существует. Как показал анализ, попытка решить данную задачу методом полного перебора, с помощью доступных вычислительных мощностей, не представляется возможным. В нашем случае для этого потребовалось бы 37 суток непрерывной работы вычислительной машины, что нереально. Как показал анализ методов решения подобных задач, в данном случае наиболее эффективным для достижения успеха в поиске решения нашей задачи оказался метод ветвей и границ [6]. Суть его состоит в сужении множества допустимых решений и выделении подмножеств, содержащих оптимальное решение. Несмотря на кажущуюся простоту этой процедуры, основная проблема применения данного метода со-

стоит в нахождении правила, по которому сужается множество допустимых значений.

Мы проанализировали особенности деятельности Холдинга и сформулировали такое правило. В его основу положен финансово-экономический анализ, который позволил исключить из дальнейшего рассмотрения заведомо не оптимальные решения. Мы оформили это правило в виде алгоритма и написали программный код, реализующий процедуру поиска максимина. Использование нашего алгоритма и программного обеспечения позволяет решить задачу поиска оптимального плана развития Холдинга в течении часа.

В результате расчетов на разработанной нами модели мы получили параметры оптимального стратегического плана развития Холдинга. Укрупненно результаты расчетов финансово-экономических показателей оптимального плана развития Холдинга представлены в *таблице* в относительных единицах. За базу приняты показатели 2016 года.

Кроме того, по каждому предприятию получены детальные показатели их деятельности в динамике в денежном и физическом выражении в 2016–2019 годы.

Таким образом, нами разработана методика оптимального стратегического планирования работы группы предприятий нефтегазовой отрасли. Эта методика учитывает современные особенности экономической модели бизнеса и дает возможность учета особенностей современной экономической обстановки.

Для достижения этой цели решены следующие задачи:

Финансово-экономические показатели*

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Выручка	1,00	1,23	1,32	1,41
Себестоимость	0,74	0,87	0,93	0,98
ЕБИТДА	0,26	0,36	0,39	0,42
Чистая прибыль	0,09	0,15	0,18	0,28
Рентабельность	0,26	0,29	0,30	0,30
Рентабельность по чистой прибыли	0,09	0,13	0,14	0,20



Фото с сайта ОАО «РУ-Энерджи Групп»

- обобщен опыт оптимального отраслевого планирования СССР и зарубежных стран, а также современный опыт решения аналогичных задач;
- проведен сравнительный анализ показателей эффективности решений по развитию производства в условиях социалистической экономики и в современных условиях;
- исследована структура и особенности взаимосвязей предприятий входящих в ОАО «РУ-Энерджи Групп»;
- разработана математическая модель финансово-инвестиционной деятельности Холдинга;
- проанализированы методы ис-

следования задач на экстремум большой размерности, с частично дискретными переменными. Обоснован метод поиска максимина, в рассматриваемой в диссертации математической модели, разработаны алгоритм и программное обеспечение, реализующие этот метод;

- проведены оптимизационные расчеты, в результате которых определен оптимальный план развития предприятий входящих в холдинг на период до 2019 года;
- оценена эффективность ряда вариантов, развития холдинга, определен оптимальный момент его продажи другим владельцам, а также провидения IPO.

Поскольку Холдинг, для которого проводилось моделирование, является типичным представителем современного крупного российского бизнеса, полученные в частности результаты, могут быть применены в практике долгосрочного планирования и других групп предприятий. Кроме того, учитывая возросший интерес ведущих экономистов Российской Федерации, руководителей экономического блока правительства нашей страны к решению задач стратегического планирования в экономике, результаты нашего исследования могут быть учтены и при решении задач стратегического планирования на уровне государства в целом.

Список литературы:

1. *Аганбегян А.Г.* Институт экономики и организации промышленного производства (Академия наук СССР). Перспективное отраслевое планирование: экономико-математические методы и модели. — М.: Изд-во «Наука», Сибирское отд-ние, 1986.
2. *Агаларов З.С., Поляков В.М.* Методика оптимального планирования работы группы предприятий различного профиля, образующих единый комплекс. VII Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые — наукам о Земле». Москва, Российский государственный геологоразведочный университет, 15–17 апреля 2014 г. / Материалы конференции. — М.: РГГРУ, 2014. — С. 189–190.
3. *Агаларов З.С., Поляков В.М.* Современные требования к математическим моделям оценки экономической эффективности инвестиций. XII Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле». Москва, Российский государственный геологоразведочный университет, 8–10 апреля 2015 г., в 2 т. : доклады / Ред. коллегия: В.И. Лисов, В.А. Косьянов, О.С. Брюховецкий. — Т. 2. — М. : МГРИ-РГГРУ, 2015. — С. 342–343.
4. *Алешинская Н.Г., Виленский П.Л., Волков В.И.* и др. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 3-я ред., испр. и дополн. Ин-т системного анализа РАН, Центральный экономико-математический ин-т РАН. — М., 2004.
5. *Гермеер Ю.Б.* Введение в теорию исследования операций. — Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», 1971.
6. *Сигал И.Х., Иванова А.П.* Введение в прикладное дискретное программирование: модели и вычислительные алгоритмы. Учеб. пособие. Изд. 2-е, испр. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003.
7. Об основных положениях оптимального плана развития и размещения производства // Экономика и математические методы. 1968. Т. 4, вып. 4.
8. Основные положения оптимального планирования развития и размещения производства. — М. — Новосибирск: Наука, 1969.
9. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. Утверждена Постановлением Госплана СССР, Госстроя СССР и Президиума АН СССР от 8 сентября 1969 года № 40/100/33. — М.: Изд-во «Экономика», 1969.

References:

1. *Aganbegyan A.G.* Institute of economics and organisation of industrial production (the USSR Academy of sciences). Perspective sectoral planning: economic-mathematical methods and models. — M.: Publishing house «Science» of the Siberian branch, 1986.
2. *Agalarov Z.S., Polyakov V.M.* Technique of optimal planning work of various enterprises group, that form unified complex. VII International scientific conference of students, PhDs (Philosophic Doctors), scholars «Youngs — for Earth Sciences», that took place in Russian State Geological -Prospecting University, from 15 to 17th April 2014. — M.: RSGPU, 2014. — P. 189–190.
3. *Agalarov Z.S., Polyakov V.M.* Modern requirements to mathematical models estimation of economical effectiveness of investments. XII International scientific-practical conference «New ideas in Earth sciences». Moscow: Russian State Geological -Prospecting University, 8–10th April 2015. — M.: MGPI-RGSPU, 2015. — P. 342–343.
4. *Aleshinskaya N.G., Vilenskiy P.L., Volkov V.I., Granberg A.G.* and others. Methodical recommendations for efficiency of investment projects. 3-rd ed., revised and supplemented. Institute of system analysis, central economic mathematical institute. — M., 2004.
5. *Germeyer Y.B.* Introduction to the theory of operations research. Main edition of physical-mathematical literature of publishing house «Nauka», 1971.
6. *Sigal I.X., Ivanova A.P.* Introduction to Applied Discrete Programming: models and computational algorithms. A textbook. 2nd publication, rev. — M.: FIZMATLIT, 2003.
7. Concerning the main provisions of the optimal development plan and the location of production // Economics and Mathematical Methods, 1968. Vol. 4, release 4.
8. Main provisions of optimal planning development and location of production. — M. — Novosibirsk: «Nauka», 1969.
9. Typical method of determining the economic efficiency of capital investments. Approved by Decree of the USSR State Planning Committee, the State Construction Committee of the USSR and the Presidium of the USSR Academy of Sciences on September 8, 1969, № 40/100/33. — M.: Publishing house «Economy», 1969.



«Глобальная энергия-2016» останется в России

РУССКИЙ УЧЕНЫЙ УДОСТОЕН ПРЕСТИЖНОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРЕМИИ
ЗА РЕВОЛЮЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ

Состоялось одно из важнейших событий года в сфере энергетики — в Москве на официальной пресс-конференции было озвучено имя лауреата Международной премии «Глобальная энергия». В 2016 году высокой награды удостоен академик РАН Валентин Пармон за «прорывную разработку новых катализаторов в области нефтепереработки и возобновляемых источников энергии, внесших принципиальный вклад в развитие энергетики будущего». Сибирский ученый получит золотую медаль премии из рук президента России и крупную сумму в 39 млн рублей.

В пресс-конференции впервые принял участие президент РСПП Александр Шохин — он возглавил Наблюдательный совет Некоммерческого партнерства «Глобальная энергия» в 2016 году. По его словам, «важность премии «Глобальная энергия» для инновационного развития отрасли трудно переоценить. В настоящий момент аналогов премии в мире не существует. Поэтому очень надеюсь, что в недалеком будущем россияне будут гордиться «Глобальной энергией» также, как шведы — Нобелевкой».



Лауреат 2016 года был определен 26 апреля на заседании Международного комитета по присуждению премии «Глобальная энергия». До последней минуты информация держалась в секрете. Комитет возглавляет известный иностранный ученый — лауреат Нобелевской премии Родней Джон Аллам из Великобритании. На пресс-конференции он огласил шорт-лист номинантов премии, в который в 2016 году вошли 10 человек

из 5 стран: Сергей Алексеенко (Россия), Павлос Аливицатос (США), Эйке Вебер (Германия), Антонио Луке (Испания), Иван Нестеров (Россия), Валентин Пармон (Россия), Гилберт Фроман (США), Кемаль Ханьялич (Нидерланды), Джордж Чилингар (США), Иван Щербаков (Россия).

«Всего было рассмотрено 140 номинаций из 27 стран. Наиболее активно выдвигают номинантов страны Европы: отсюда поступило 62% выдвижений, на втором месте Северная Америка с 18%» — отметил Аллам.

Напомним, каждый год Международный комитет по присуждению премии может выбрать не более трех лауреатов. В этом году впервые лауреат всего один — сибирский ученый Валентин Пармон, превративший Новосибирск, по его словам, в «один из опорных пунктов нетрадиционной энергетики в России». Действительно, научный руководитель Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН — автор множества революционных разработок, принесших колоссальный экономический эффект. Под его руководством были разработаны и внедрены катализаторы нового поколения для производства моторных топлив, в частности, дизельных, соответствующих стандартам Евро-4 и Евро-5. За 3 года ученый получил от государства 500 млн рублей на исследования по проекту. Внедрение новых катализаторов на предприятиях дало дополнительной продукции — высокооктановых бензинов — на 10 млрд рублей. То есть вложения окупились в 17 раз! Сейчас около 10% всего высокооктанового бензина России производится по технологиям института, возглавляемого Пармоном.

Также под руководством ученого ведутся работы по получению топлив из растительного сырья: древесины и рисовой шелухи (ее только в Краснодарском крае ежегодно образуется свыше 15 тыс. тонн, а в странах Юго-Восточной Азии — 7–8 млн тонн). А солнечную энергию Пармон научился перерабатывать в химическую. Эффективность такого преобразования в каталитических реакторах, созданных Институте им. Борескова достигает 43% при полезной мощности 2 кВт (этот показатель до сих пор никто не превзошел). Одна из первых подобных каталитических установок была создана в Крыму.

О награде лауреат узнал прямо на пресс-конференции во время видео-звонка, который транслировался на всю аудиторию. Радостную новость сообщил председатель Наблюдательного совета Некоммерческого партнерства «Глобальная энергия», Александр Шохин.

«Спасибо за огромную честь. Это очень неожиданно для меня стоять в одном ряду с мировыми знаменитостями — лауреатами премии «Глобальная энергия». Считаю премию «Глобальная энергия» высшей наградой за научные достижения и не могу поверить в то, что она присуждена мне. Очень горд за традиции и достижения сибирской науки. Я буду рад приехать в Санкт-Петербург для получения награды», — прокомментировал получение Международной энергетической премии «Глобальная энергия» Валентин Пармон.

Начальник отдела перспективного развития ОАО «Сургутнефтегаз» Юрий Вершинников объявил собравшимся размер денежной части премии, который составит в 2016 году 39 млн рублей.

Заместитель председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС» П.Ю. Корсунов отметил: «Важно тесно взаимодействовать с российскими и международными научно-исследовательскими организациями и экспертными сообществами. Это позволяет формировать стратегическое видение развития отрасли и своевременно внедрять оптимальные решения. Благодаря подобному сотрудничеству нашей компании удалось увеличить долю российского оборудования до 75%». Также представитель ПАО «ФСК ЕЭС» предложил увеличить количество ученых, входящих в номинационный пул премии, за счет наиболее авторитетных представителей Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ) — крупнейшей некоммерческой негосударственной организации в области электроэнергетики.

Напомним, что торжественное вручение премии «Глобальная энергия» традиционно состоится 17 июня в рамках Петербургского Международного Экономического форума. Награду Валентину Пармону вручит президент РФ Владимир Путин.

Пресс-служба Премии «Глобальная энергия»



О МЕЖДУНАРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРЕМИИ «ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ»

Премия «Глобальная Энергия» — это независимая международная награда за выдающиеся исследования и научно-технические разработки в области энергетики, которые способствуют эффективному использованию энергетических ресурсов и экологической безопасности на Земле в интересах всего человечества.

Премия была учреждена в 2002 году. Ежегодный премиальный фонд составляет 39 миллионов рублей. По традиции, премия вручается президентом Российской Федерации в Санкт-Петербурге в рамках Петербургского Международного Экономического Форума. С 2003 года лауреатами премии стали 34 выдающихся ученых из Великобритании, Германии, Исландии, Канады, России, США, Франции, Украины, Швеции и Японии.



Исследования на шельфе Сахалина

С 2015 года ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполняет по заказу ПАО «Газпром» научно-исследовательскую работу на тему «Комплексные системные исследования параметров природной среды (гидрометеорологические, океанологические, ледовые и др.) на акватории Южно-Киринского месторождения». Исследования ведут ученые Корпоративно-научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в частности, приняло на себя обязательства по организации и проведению специализированных морских экспедиционных исследований на шельфе острова Сахалин в районе расположения Южно-Киринского месторождения, в том числе в зимнее время — в целях изучения особенностей ледового режима акватории, где в недалеком будущем будут проводиться работы по обустройству месторождения. Генеральным партнером на этом этапе работ выступает Государственный океанографический институт им. Н.Н. Зубова (ФГБУ «ГОИН»), который организовал проведение морской экспедиции с участием ледокольного судна.

На первом этапе экспедиции — береговом — с 28 марта по 3 апреля 2016 года отрядом ФГБУ «ГОИН» были проведены комплексные ледоисследовательские работы на прибрежном полигоне. Второй этап исследований начался 8 апреля 2016 года, когда из порта Корсаков вышло многофункциональное аварийно-спасательное судно ледового класса «Спасатель Кавдейкин» с морским экспедиционным отрядом на борту.

На морском полигоне экспедиция осуществляет работы по определению морфометрических и морфологических характеристик ровного льда и торосистых образований, физико-химических свойств льда, параметров дрейфа ледяного покрова (с помощью автоматических буев); ведутся непрерывные метеонаблюдения. Для обеспечения экспедиции оперативными данными о состоянии ледяного покрова на акватории активно применяются вертолетная съемка, аэрофотосъемка с беспилотных летательных аппаратов и космическая съемка.

Служба по связям с общественностью и СМИ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



ТИУ: выбор эффективных технологий

В Тюменском индустриальном университете (ТИУ) при поддержке Тюменского отделения Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО) и ООО «НоваТЭК НТЦ» завершилась конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики», на которой было представлено 32 доклада.

В течение двух дней в работе конференции принимали участие студенты, аспиранты и преподаватели ТИУ, сотрудники таких предприятий и компаний, как ООО «НТЦ «НоваТЭК», ООО «ИТЦ «Газпром геологоразведка», ООО «Лукойл-Инжиниринг», «КогалымНИПИнефть» (Тюмень), ООО «Пургеофизика», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», ООО «ТюменьНИИгипрогаз, ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», ОАО «Когалымнефтегеофизика», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ЗАО «ГеотЭК Холдинг Сейсморазведка», Haliburton Landmark, ТО «СургутНИПИнефть», НАЦ РН ХМАО, Тюменская сервисная геофизическая компания, ОАО «ТАНДЕМ», трест «Сургутнефтегазгеофизика» ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «СибНАЦ», ООО «Ингеосервис», ООО «СибГеоПроект», ООО НПЦ «Тюменьгеофизика».

В результате выступлений и обмена мнениями на конференции была отмечена целесообразность одобрения и развития имеющейся практики обмена информацией в сфере разработки и использования новых геофизических технологий на регулярных семинарах и конференциях на базе ТИУ.

Множество технологий имеет близкий функционал. Выбор наиболее эффективных требует их сравнительного анализа и исследования. Такие исследования целесообразно организовывать на базе аспирантуры и магистратуры ТИУ. Вузу совместно с заинтересованными компаниями рекомендуется разработать механизм и предложения по проведению анализа и исследований новых геофизических технологий на базе университета.

Служба по связям с общественностью и СМИ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



Лучшие из лучших

4 апреля 2016 года состоялась V Международная Межвузовская студенческая научно-практическая конференция «Vulnerabilities, Legacies, Risks and Policy Challenges in Global Context» («Уязвимости, последствия, риски и политические вызовы в глобальном контексте»). Губкинский университет на конференции представляла магистрантка факультета экономики и управления Невзорова Татьяна. Ее доклад вошел в пятерку лучших и был выбран для открытия конференции в пленарном заседании.

Экономический факультет Московского университета уже пятый год проводит научно-практическую конференцию, которая собирает лучших студентов столичных и региональных вузов, а также молодых исследователей зарубежных учебных заведений.

Во вступительной речи профессор Александр Аузан, декан экономического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, подчеркнул важность конференции, на которой будущие специалисты делятся идеями, способными в будущем повлиять на развитие экономики: «Потенциал нашей страны не в богатстве природных ресурсов или военной мощи, а в умных, мыслящих людях, которых я вижу в этом зале. Радует, что наша конференция стала международной и каждый год привлекает талантливых иностранных студентов, например, из Миланского университета Биккока, которые, я уверен, в будущем будут направлять экономику в правильное русло».

В конференции приняли участие более 80 студентов как российских, так и зарубежных университетов. Молодые исследователи обсудили современные экономические проблемы в мировом контексте и предложили собственный прогноз развития экономических отношений на ближайшие десятилетия.

www.gubkin.ru



Новая кафедра

1 апреля в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина состоялась торжественная церемония открытия новой учебной аудитории базовой кафедры «Технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями».

Создание базовой кафедры ПАО «Газпром нефть» предусмотрено соглашением о партнерстве и технологическом сотрудничестве в области нетрадиционных запасов углеводородов, заключенном между «Газпром нефтью» и университетом в 2014 году.

Данная кафедра является одним из основных структурных подразделений в составе факультета химической технологии и экологии. Кафедра готовит профессионалов для нефтегазовой промышленности по направлению подготовки «Химическая технология» — магистров по программе «18.04.01.14 Разработка и применение реагентов и технологий для добычи, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов».

Набор студентов на базовую кафедру осуществляется на конкурсной основе из числа студентов и выпускников (бакалавров и дипломированных специалистов) Губкинского университета, а также других российских вузов. Первый год обучения предусматривает теоретическую подготовку, второй — практическую работу с выездом на производственные объекты дочерних обществ ПАО «Газпром нефть» и написание дипломной работы.

«На новой базовой кафедре технологий повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями «Газпром нефтью» ведется подготовка кадров по практико-ориентированным магистерским программам, которые сфокусированы на проблемах разработки трудных активов, например, баженовских коллекторов. На кафедру принимаются лучшие выпускники из вузов России, стран ближнего и дальнего зарубежья», — рассказал ректор Губкинского университета Виктор Мартынов.

www.gubkin.ru



УДК 696.2-027.4
pges1@yandex.ru

Научно-практический анализ организации и результатов эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования в многоквартирных и жилых домах

А.Б. Мачулин, генеральный директор ООО «ПГЭС»

А.С. Качелин, руководитель Аналитического центра ООО «ПГЭС», кандидат экономических наук

Аннотация. В статье рассматривается актуальная проблема обеспечения безаварийной эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования в многоквартирных и жилых домах, проведен анализ происшествий при пользовании газом в быту. На основании научно-практического анализа авторами предлагаются пути решения проблемы обеспечения демонополизации и ответственности всех участников рынка.

Ключевые слова: газоснабжение, внутридомовое и внутриквартирное газовое оборудование, конкуренция, газопроводы, обслуживание.

Scientific-practical analysis of the organization and operation and the results of in-house gas equipment inside apartment to apartment buildings and homes

A.B. Machulin, General Director of The Limited liability company «Promgazenergосervis»

A.S. Kachelin, Head of the Analytical center of The Limited liability company «Promgazenergосervis», PhD in economics

Abstract. The article deals with an urgent problem to ensure trouble-free operation and in-house gas equipment inside apartment to apartment buildings and homes, conducted an analysis of accidents with gas use in the home. On the basis of scientific and practical analysis of the authors of the ways of solving the problem of providing de-monopolization and responsibilities of all market participants.

Keywords: gas, inside apartment-house and gas equipment, competition, gas and maintenance.

Важнейшую роль в безопасной эксплуатации газового комплекса в многоквартирных и жилых домах в целом играет своевременное и качественное обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (далее — ВДГО, ВКГО).

При эксплуатации сетей газопотребления собственники или наниматели жилых помещений организуют постоянный контроль и поддерживают сеть в исправном состоя-

нии. Правоустанавливающие требования к эксплуатации зданий прописаны в Жилищном и Гражданском кодексах Российской Федерации и являются основой для формирования иных нормативно-правовых актов, регулирующих отношения хозяйствующих субъектов, а также устанавливают требования к системам, процессам, исполнителям и потребителям при обеспечении безопасного и постоянного газоснабжения.

С переходом от государственного регулирования к рыночным отношениям многие институты власти и хозяйствующие субъекты оказались не готовы в новых условиях определить порядок и организовать безопасную эксплуатацию систем газопотребления в многоквартирных и жилых домах.

Наглядным примером являются вступившие с 1 июня 2013 года в действие «Правила пользования газом в части обеспечения безопасно-

сти при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при пользовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования» от 14 мая 2013 года, которое регламентирует отношения между владельцами квартир и теми, кто обслуживает газовое оборудование (далее — Правила № 410).

В нем прописаны требования, направленные на обязательное обеспечение безопасности при использовании и содержании ВДГО и ВКГО, как со стороны заказчика, так и со стороны газораспределительной организации (далее — ГРО) и специализированной организации (далее — СО). На сегодня мы имеем документ, который прописывает:

- требования к организации безопасного использования и содержания внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, в том числе обязательный минимальный перечень выполняемых работ (оказываемых услуг) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования;
- требования к лицам, имеющим право на выполнение работ (оказание услуг) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования;
- порядок заключения и исполнения договора о техническом обслуживании и ремонте внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования (далее — договор);
- права, обязанности и ответственность сторон договора — заказчика и исполнителя соответствующих работ (услуг) по договору;

- порядок расчетов по договору;
- порядок и условия приостановления подачи газа, в том числе случаи, когда исполнитель обязан приостановить подачу газа, а когда вправе осуществить указанные действия по собственному усмотрению, как с предварительным уведомлением заказчика, так и без этой процедуры.

Вместе с тем действующие Правила № 410 наделили исключительным правом осуществлять деятельность по техническому обслуживанию, ремонту и замене ВДГО и (или) ВКГО только ГРО, осуществляющую транспортировку газа по договору с поставщиком газа, монополизировав рынок в интересах одного хозяйствующего субъекта, так как нет четкого определения, что подразумевается под термином «специализированная организация».

Решением Верховного Суда Российской Федерации, дело от 10 декабря 2013 года № АКПИ 13-826, признаны не действующими пункты 2, 6, 7, 10, 24–30, 32, 34–36, 80 Правил № 410, монополизирующие техническое обслуживание, ремонт, замену ВДГО и ВКГО газораспределительными организациями.

Вступившие в законную силу судебное решение в соответствии со ст. 13 Гражданского процессуального

кодекса Российской Федерации (далее — ГПК РФ), является обязательным для всех без исключения органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений, должностных лиц, граждан, организаций и подлежит неукоснительному исполнению на всей территории Российской Федерации, а неисполнение судебного постановления, а равно иное проявление неуважения к суду влечет за собой ответственность, предусмотренную федеральным законом.

В то время как федеральные органы исполнительной власти как второй год из-за бюрократических проволочек или лоббирования интересов крупного хозяйствующего субъекта не могут привести Правила № 410 в соответствие с действующим законодательством Российской Федерации, в нашей стране растет количество несчастных случаев, связанных с использованием газа в быту, причины которых — в ненадлежащем техническом состоянии ВДГО и ВКГО (рис. 1).

Невыполнение требований нормативно правовых актов при организации предоставления коммунальной услуги при газоснабжении лежат в основе аварийности.

Одним из условий предоставления коммунальной услуги по газо-

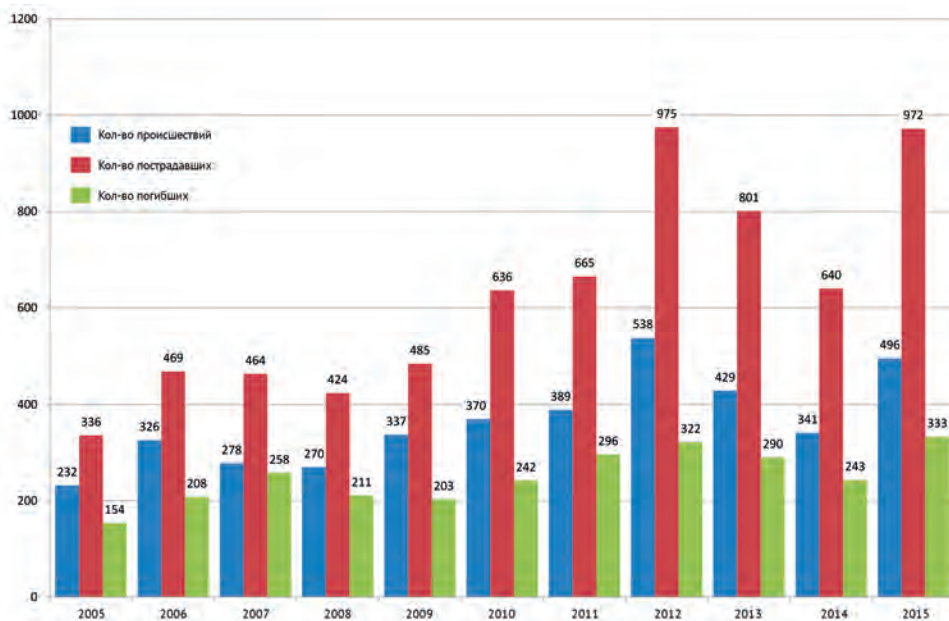


Рис. 1. Статистика происшествий с летальным исходом

Источник: ООО «Газпром Межрегионгаз»

снабжению является требование о заключении обязательного договора на техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО. В заключенном договоре на техническое обслуживание ВДГО и ВКГО устанавливаются обязанности сторон, в том числе и порядок доступа в квартиры к ВДГО и ВКГО, перечень действий при проведении технического обслуживания и ремонта.

Исполнение договоров сторонами позволяет поддерживать газовое оборудование в исправном состоянии и значительно снижает аварийность.

Требования к заключению договоров на техническое обслуживание

и ремонт ВДГО и ВКГО подробно изложены в Правилах № 410, на практике возникают некоторые нестыковки. При заключении договора на техническое обслуживание ВДГО определение границ имущественной ответственности следует принимать от крана на вводе, включая изолирующий фланец которые относятся к сети газораспределения, а кран на опуске включительно к ВДГО (общедомовому имуществу) (рис. 2).

Остается проблематичным обеспечение доступа к ВДГО и ВКГО собственниками, нанимателями специалистов ГРО и СО. Значительные препятствия возникают при за-

ключении договоров на техническое обслуживание и ремонт ВКГО с собственниками, которые являются заказчиками услуги.

Заказчики самостоятельно договор на техническое обслуживание и ремонт ВКГО не заключают, а полномочия для заключения договора управляющим организациям (УО), товариществам собственников жилья (ТСЖ) и кооперативу не делегируют. Отсутствие договора на техническое обслуживание ВКГО не дает специалистам ГРО или СО реализовывать право доступа к ВКГО для технического обслуживания и ремонта ВКГО.

Для побуждения заказчика заключить договор на техническое обслуживание ВКГО или делегировать полномочия УО, ТСЖ, кооперативу необходимо осуществлять настойчивую, активную агитацию, применять действия административного характера, в том числе и к УО, ТСЖ, кооперативам, сотрудники которых сами порой создают барьеры для работы.

Правилами № 410 в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации предусмотрен порядок заключения договора путем направления оферты. В настоящей редакции пункт 30 Правил № 410 требует уточнения, так как ограничивает права СО предоставленные Гражданским кодексом Российской Федерации о чем отмечено в решении Верховного Суда Российской Федерации, дело от 10 декабря 2013 года № АКПИ 13-826. Специализированные организации и ГРО имеют право самостоятельно или с помощью трех лиц направить оферту (публичную оферту) с применением платежного документа (ЕПД).

Практика применения данной нормы значительно упрощает документооборот, затраты и определяются собственники, которые не заключили договор на техническое обслуживание ВКГО. Заключение договоров и проведение надлежащего технического обслуживания ВДГО и ВКГО является главным из самостоятельных видов деятельно-

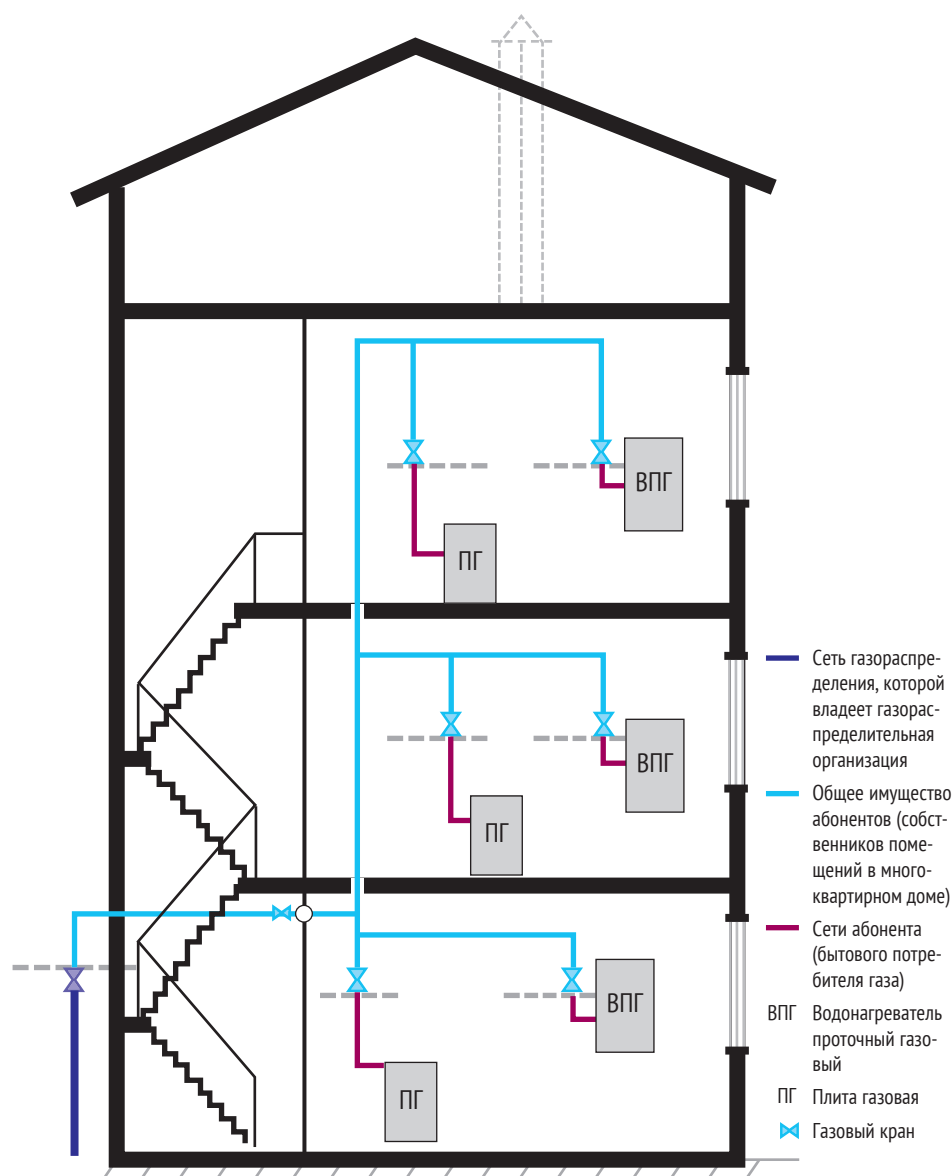


Рис. 2. Система газораспределения в жилом доме

Источник: ООО «Газпром Межрегионгаз»

сти при эксплуатации системы газопотребления многоквартирных и жилых домов, к которым относятся:

1. Техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО.
2. Текущий и капитальный ремонт, замену газоиспользующего оборудования.
3. Аварийно-диспетчерское обслуживание аварийно-диспетчерской службой ГРО.
4. Диагностика ВДГО и ВКГО.
5. Техническое обслуживание и ремонт вентканалов и дымоходов.

Почему самым важным при обеспечении безопасности проживания граждан является техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО? В период технического обслуживания и ремонта определяются множество технических и социальных рисков, степень влияния человека в конкретной квартире на безопасность всего дома. Большая часть выявлен-

ных несоответствий (рисков) устраняются в ходе технического обслуживания и ремонта ВДГО и ВКГО, а это в первую очередь устранение утечки газа, отключается неисправное ВДГО или ВКГО (рис. 3 и 4).

К общепринятым рискам, как технические, человеческий фактор, социальные, экономические и экологические, в настоящее время за последние три года прибавились риски нормативно-правового характера и управленческие.

В период формирования рынка услуг ГРО являлись фактически монополистами. Это давало возможность сокрытия реального неудовлетворительного состояния сетей газопотребления жилых зданий. Не уделялось должного внимания капитальному ремонту и замене оборудования. Значительный упор делался на наличие АДС в ГРО. Работа АДС ГРО строится по уже случив-

шимся событиям, как правило, утечки газа. Техническое обслуживание организуется на упреждении инцидентов и аварий методом визуального и технического контроля состояния ВДГО и ВКГО.

Правила № 410 имеют целый ряд необоснованных требований, подлежащих корректировке.

Решением Верховного Суда Российской Федерации, вступившим в законную силу 10 января 2014 года, предписывалось внести изменения в определенные статьи Правил № 410. Прошло более двух лет, а изменений нет до сих пор, теперь Минстроем России продолжают попытки провести скрытую монополизацию рынка услуг по техническому обслуживанию ВДГО и ВКГО. Трижды пытались внести изменения в Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (далее — Федеральный закон), который регулирует монопольную деятельность при газоснабжении, о чем неоднократно отмечалось законодателями и Минюстом России, и эти изменения были отклонены.

Для подтверждения доводов, необходимо отметить, что в Федеральном законе не включена деятельность организаций по техническому

Отсутствие вентиляции и тяги в дымоходах и вентканалах	Утечки газа в ВДГО
<ul style="list-style-type: none"> • Нарушение при проектировании и строительстве • Нарушения при монтаже газоотвода от прибора и использование несоответствующих материалов • Отсутствие ТО и Р вентканалов и дымоходов • Изменение конструкции при эксплуатации 	<ul style="list-style-type: none"> • Износ крана или поломка • Утечка в резьбовом или сверном соединении • Коррозия газопровода

Рис. 3. Технические риски (ВДГО)

Неисправность ВКГО	Риски вследствие нарушения требований монтажа (установки) газоиспользующего оборудования, приборов учета газа	Отсутствие обязательных требований к эксплуатации
<ul style="list-style-type: none"> • Эксплуатация неисправного оборудования после срока службы • Неисправность ЖСТ, «подсос» воздуха (негерметичность прилегания), занижен прямой участок ЖСТ • Выход из строя деталей, узлов, комплектующих в приборах и отсутствие ремонта приборов изготовителем • Отсутствие вентиляции при работающем газоиспользующем оборудовании • Отсутствие автоматики духовки • Утечки газа в резьбовых соединениях, кранах, разрыв газопроводов • Ограничение внешнего осмотра ВКГО 	<ul style="list-style-type: none"> • Нарушение требований к установке • Установка газовой духовки в кухонную мебель • Установка изолирующей вставки в кран на опуске без заземления или УЗО • Установка (монтаж) неспециализированной организацией (самоустановка) с нарушением ТУ изготовителя • Несоответствие помещения для установки газоиспользующего оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> • Применение полного газ-контроля прибора • Нет требований к монтажу комбинированных приборов с использованием гибких газопроводов, подключению к электро- и водосети, установке УЗО, датчиков загазованности • Использование газовой духовки, встроенной в кухонную мебель в МКД

Рис. 4. Технические риски (ВКГО)

обслуживанию и ремонту промышленно опасных объектов.

Кроме это, настоящий Федеральный закон определяет правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в Российской Федерации и направлен на обеспечение удовлетворения потребностей государства в стратегическом виде энергетических ресурсов. Положения настоящего Федерального закона основываются на положениях Конституции Российской Федерации, в соответствии с которыми вопросы, касающиеся федеральных энергетических систем, правовых основ единого рынка, основ ценовой политики, безопасности Российской Федерации, относятся к предметам ведения Российской Федерации.

Вместе с тем в настоящее время предпринимается очередная четвертая попытка внести изменения в действующий Федеральный закон в части монополизации рынка услуг по техническому обслуживанию ВДГО и ВКГО.

А самый главный вопрос, что же подразумевается под «специализированной организацией» на сегодняшний день открыт, и заинтересованный федеральный орган исполнительной власти в лице Минстроя России не стремится внести изменения в действующее законодательство.

Сам термин «специализированная организация» с научной точки зрения носит не только техническую составляющую, специализация по какому-то виду деятельности, в данном случае техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО, но и экономическую составляющую в объеме валового продукта, объем дохода от технического обслуживания и ремонта может исчисляться в процентном отношении от валового продукта. Практика применения экономической нормы при государственном регулировании определялась — 30–35% от ВП.

Росстандарт термин СО не стандартизировал, а Минэкономразвития России экономическую состав-

ляющую в условиях конкуренции не рассматривает по этому виду деятельности.

Учитывая действующие нормы права и основываясь на практике применения научных исследований, мы предлагаем закрепить в Правилах № 410 термин СО с формулировкой: «Специализированная организация» — юридическое лицо, основной вид деятельности которого техническое обслуживание и ремонт ВДГО и/или ВКГО, имеющая обученный персонал, направившая уведомление в государственную жилищную инспекцию о начале деятельности и заключившая договор на аварийно-диспетчерское обслуживание.

Исходя из анализа состояния эксплуатации систем газопотребления в многоквартирных и жилых домах, законов и подзаконных актов, регулирующих отношения хозяйствующих субъектов и их исполнение, готовность общества к обеспечению собственной безопасности, необходимо определить первоочередные действия по снижению аварийности, а именно внесение изменений в законодательные и нормативно-правовые акты: Федеральный закон от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»; Правила представления уведомлений о начале осуществления отдельных видов предпринимательской деятельности и учета указанных уведомлений, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 16 июля 2009 года № 584 «Об уведомительном порядке начала осуществления отдельных видов предпринимательской деятельности»; КоАП РФ «Об усилении ответственности юридических и физических лиц»; Постановление Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и содержании ВДГО и ВКГО» и

Правила использования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании ВДГО и ВКГО при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденных данным постановлением.

Исполнителю коммунальной услуги следует организовать заключение договоров по техническому обслуживанию и ремонту ВДГО и ВКГО между собственниками и СО, ГРО. Собственникам газифицированных квартир, не заключивших договор и не обеспечивших проведение технического обслуживания и ремонта ВДГО и ВКГО поставку газа ограничить (ГЖИ направить предписание).

Выявленные нарушения эксплуатации ВДГО и ВКГО (риски) устранять в установленные сроки путем проведения текущего ремонта, замены оборудования, вплоть до ограничения поставки газа (коммунальной услуги).

Газоиспользующее оборудование с истекшим сроком службы и имеющее существенные недостатки, отключить от сети газопотребления. Собственникам жилья, в том числе и муниципального обеспечить замену плит, водонагревателей, отопительных котлов.

В субъектах утвердить планы капитального ремонта ВДГО до 2026 года и перспективного до 2038 года, с учетом фактического состояния сети газопотребления, многоквартирного дома и перспективы развития территории и установить контроль за его исполнением, в том числе и целевом освоении денежных средств собственников на капитальный ремонт.

Обеспечить меры по снижению негативного влияния лиц, проживающих в газифицированных многоквартирных домах находящихся в зоне социального риска.

ФАС России принимать действенные меры к недопущению ограничения конкуренции при организации технического обслуживания и ремонта ВДГО и ВКГО в субъектах Российской Федерации.

Рекомендовать федеральным, региональным и муниципальным СМИ освещать эксплуатацию ВДГО и ВКГО как причин аварий, так и положительного опыта. Органам местного самоуправления целесообразно рассмотреть возможность установки наружной рекламы в районах газифицированных многоквартирных и жилых домов.

В системе высшего и средне-специального образования необходимо актуализировать программы подготовки кадров в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами.

Вышеуказанные мероприятия максимально обеспечат безопасность эксплуатации сетей газопотребления и проживания в жилых

зданиях граждан. Проводимые мероприятия требуют слаженной работы органов местного самоуправления, УО, ТСЖ, кооперативов, Советов собственников многоквартирных домов, ГРО и СО.

Только совместными усилиями можно обеспечить безопасность граждан и исправность сети газопотребления жилых и многоквартирных домов.

Список литературы:

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при пользовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования».
2. Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».
3. Федеральный закон от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 16 июля 2009 года № 584 «Об уведомительном порядке начала осуществления отдельных видов предпринимательской деятельности».
5. Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях».
6. Федеральный закон от 26 июля 2006 года № 135-ФЗ «О защите конкуренции».
7. Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
8. Жилищный кодекс Российской Федерации.
9. Гражданский кодекс Российской Федерации.
10. Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации.

References:

1. The resolution of the government of the Russian Federation of May 14, 2013 № 410 «About measures for safety during the using and the maintenance of the intra house and intra room gas equipment».
2. The federal law of March 31, 1999 № 69-FZ «About gas supply in the Russian Federation».
3. The federal law of December 26, 2008 № 294-FZ «About protection of the rights of legal entities and individual entrepreneurs at implementation of the state control (supervision) and municipal control».
4. The resolution of the government of the Russian Federation of July 16, 2009 № 584 «About a notifying order of the beginning of implementation of separate types of business activity».
5. The federal law of August 17, 1995 № 147-FZ «About natural monopoly».
6. The federal law of July 26, 2006 № 135-FZ «About competition protection».
7. The federal law of July 21, 1997 № 116-FZ «About industrial safety of hazardous production facilities».
8. Housing code of the Russian Federation.
9. Civil code of the Russian Federation.
10. Code of civil procedure of the Russian Federation.



УДК 553.982
edward@sfedu.ru

Использование хронобаротермического и термобарогеохимического методов изучения осадочно-породных бассейнов

ЮЖНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.Н. Резников, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Э.С. Сианисян, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа

В.В. Антонцова, аспирант

Аннотация. Рассмотрена концепция хронобаротермического метода изучения нефтегазоносных бассейнов с использованием комплексного параметра — экспоненциальной геохронотермы. Количественно оценена возможность влияния фактора динамокатагенеза, играющего определенную роль в эволюции нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Предложено использование термобарогеохимического метода исследований НГБ. Дан прогноз фазового состояния углеводородных скоплений и состава свободных газов на глубинах 6–12 км.

Ключевые слова: динамокатагенез, нефтегазоносный бассейн, главная зона нефтеобразования, отражательная способность витринита, экспоненциальная геохронотерма, углеводородные скопления, флюидные включения.

Application of chronobarothermal and termobarogeochemical methods of sedimentation basin investigation

SOUTH FEDERAL UNIVERSITY

A.N. Reznikov, D. Sn. in Geology and Minerology, Professor

E.S. Sianisyan, D. Sn. in Geology and Minerology, Professor, Head of a chair of Department of oil and gas geology

V.V. Antontsova, Post-graduate student

Abstract. The paper considers the conception of chronobarothermal method of investigation of oil-and-gas bearing basin with application complex parameter - exponential geochronotherma. The paper provides information on possibility of quantitative estimation of impact of dynamocatagenesis factor effecting on evolution of oil-and-gas bearing basins. The paper suggest application of termobarogeochemical method of investigation of oil-and gas bearing basins. Forecast of phase state of hydrocarbon fields and gas composition on the depth 6–12 km is presented.

Key words: catagenesis, dynamocatagenesis, oil-and-gas bearing basin, oil window, the reflectance of vitrinite, exponential geochronotherma, hydrocarbon accumulation, fluid inclusions.

Общая концепция хронобаротермического метода

Одним из важнейших направлений развития нефтегазовой науки и практики являются установление

закономерностей вертикального распределения в осадочной оболочке земной коры залежей УВ различных фазово-генетических типов [3,4,5,9,22]. Это объясняется как увеличением глубин поисков нефти и

газа, так и проявляющейся во многих нефтегазоносных бассейнах дифференциацией углеводородных масс по составу, фазовому состоянию и размерам в зависимости от глубины залегания, температуры,

давления и возраста вмещающих пород. Большинство ученых считают необходимым изучать данную проблему на основе совокупного влияния геотермической обстановки и геологического времени [1, 3, 7, 13, 21, 22].

Профессором А.Н. Резниковым предложено использовать в качестве комплексного параметра изучения нефтегазоносных бассейнов (НГБ) экспоненциальную геохроно-терму (ЭГХТ) ε_τ , которая имеет следующий вид:

$$\varepsilon_\tau = 10^{\frac{\tau_z}{1000}}, \quad (1)$$

где τ_z — произведение логарифма геологического времени в млн лет и температуры в °С и для вычисления τ_z имеет вид:

$$\tau_z = t_{очн} \lg T_{очн} + \sum_{i=1}^n t_i \Delta \lg T_i, \quad (2)$$

где $t_{очн}$ — температура, достигнутая в конце основного этапа погружения, °С; t_i — температуры второстепенных этапов, °С; $T_{очн}$ — длительность основного этапа, млн лет; $\Delta \lg T_i$ — приращения логарифма геологического времени для второстепенных этапов.

На основе формул (1) и (2) обработаны данные по 100 площадям СНГ и зарубежных стран. Наряду с температурными замерами по ним имеются сведения об ОС витринита угольных включений. В итоге получено следующее уравнение регрессии:

$$\varepsilon_\tau = 0,83R^0 + 1,0 \pm 0,2. \quad (3)$$

Коэффициент корреляции равен 0,9. Данное уравнение может использоваться при определении контрольных значений ЭГХТ в случаях, когда невозможно достаточно четко реконструировать термическую историю отложений и имеются замеры ОС витринита.

В зависимости от особенностей геологической истории нефтегазоносных (угленосных) отложений величина τ_z должна рассчитываться по-разному. На рис. 1 приведены

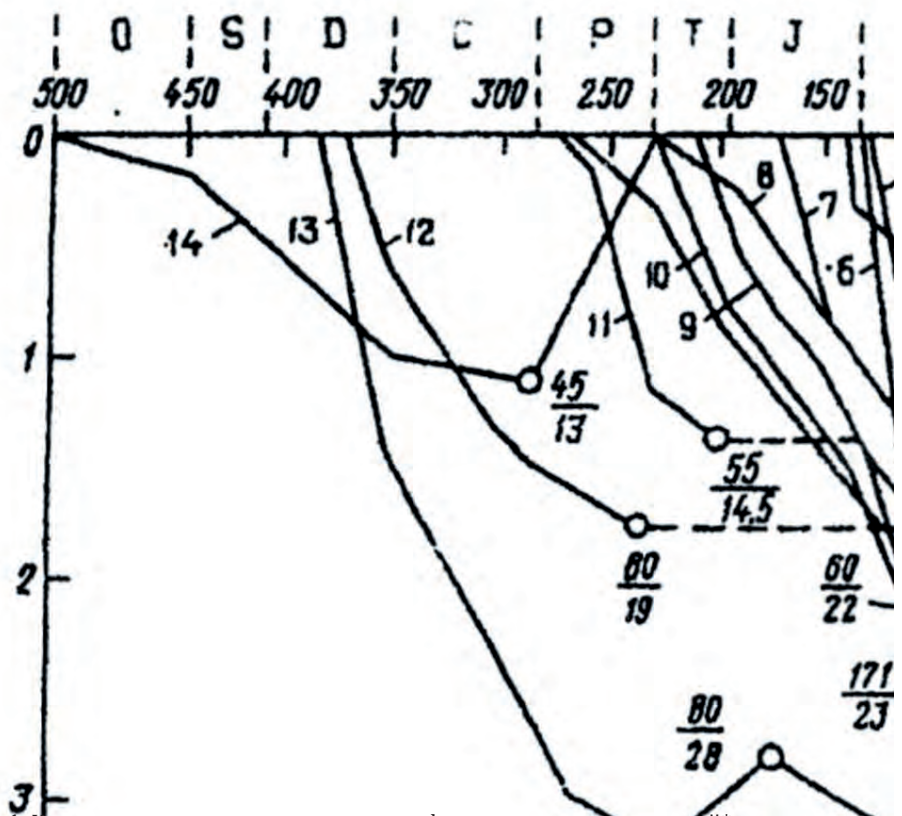


Рис. 1. ХроноTECTONические диаграммы нефтегазоносных отложений*: 1 — Новодмитриевское нефтяное, СССР (1,47/1,64); 2 — Сарир нефтяное, Ливия (1,61/1,38); 3 — Ист-Текса нефтяное, США (1,32/1,16); 4 — Гхавар нефтяное, Саудовская Аравия (1,47/1,24); 5 — Самотлорское нефтяное, СССР (1,45/1,29); 6 — Уренгойское газоконденсатное, СССР (1,56/1,45); 7 — Жетыбайское нефтяное, СССР (1,67/1,31); 8 — Юбилейное нефтяное, СССР (2,14/1,63); 9 — Хасси-Рмель газоконденсатное, Алжир (1,61/1,39); 10 — Муумба газоконденсатное, Австралия (2,61/1,26); 11 — Гронинген газоконденсатное, Нидерланды (1,85/1,45); 12 — Ромашкинское нефтяное, СССР (1,56/1,21); 13 — Кудиновское газоконденсатное, СССР (1,76/1,39); 14 — Хасси Мессауд нефтяное, Алжир (1,92/1,62).

* Пунктир соответствует перерыву в осадконакоплении. Дробью обозначено отношение температуры °С к давлению в МПа

кривые опускания продуктивных горизонтов 14 месторождений, которые позволяют разобрать типичные случаи определения τ_z . В силу известных ограничений по таким кривым выделяются крупные этапы геологической истории, связанные с погружением и воздыманием пластов.

Изучение фазового состояния углеводородных скоплений зависит и от барической истории продуктивного горизонта. Для ее характеристики предложен хронобарический градиент B :

$$B = \frac{10p}{\lg T}, \quad (4)$$

где: p — пластовое давление, МПа; T — геологическое время, млн лет.

В целях сопоставления этого параметра с ЭГХТ введено понятие об экспоненциальном хронобарическом градиенте ЭХБГ

$$B_\tau = 10^{\frac{B_\varepsilon}{1000}}, \quad (5)$$

где: $B_\varepsilon = \frac{10p_1}{\lg T_1} + \sum_{i=2}^n \Delta B_i$

где: p_1 — палеодавление в конце первого этапа погружения, МПа; T_1 — длительность первого этапа, млн лет; ΔB_i — изменения хронобарического градиента в конце последующих этапов.

Таким образом, каждое углеводородное скопление характеризуется значениями ε_τ и ε_B , а на графике в соответствующих координатах

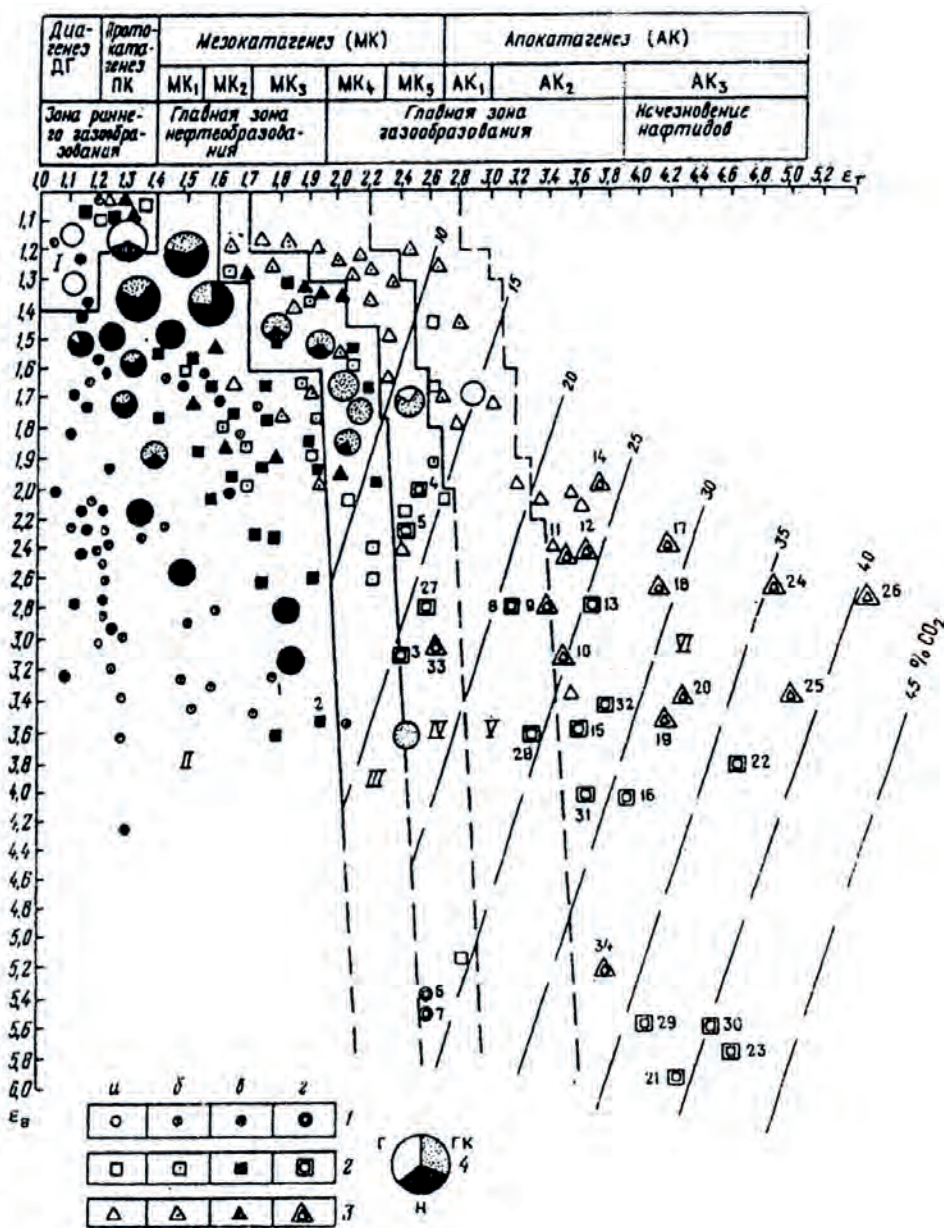


Рис. 2. Схема хронобаротермической зональности углеводородных скоплений земного шара. Фазово-генетические типы скоплений (а — газовые, б — газоконденсатные, в — нефтяные, г — прогнозные): 1 — в кайнозойских отложениях, 2 — в мезозойских отложениях, 3 — в палеозойских отложениях, 4 — соотношение типов углеводородных скоплений по данным многих залежей (н — нефть, г — газ, гк — газоконденсат). Зоны: I — газовая верхняя, II — нефтяная, III — нефтегазоконденсатная, IV — газоконденсатная, V — конденсатногазовая, VI — газовая нижняя. Прогнозные типы углеводородных скоплений на сверхглубинах в осадочно-породных бассейнах: 1 — Сиамский; 2 — Тайвань-Вьетнамский; 3 — Охотский; 4 — Дампьер; 5 — Гипсленд; 6 — Северо-Тайванский; 7 — Восточно-Калимантанский; 8 — Камбейский; 9 — Ферганский; 10 — Днепровский; 11 — Ленно-Виллойский; 12 — Южно-Мангышлакский; 13 — северная область Западно-Сибирского; 14 — внутренний Восточно-Австралийский; 15 — Центрально-Иранский; 16 — Предкарпатский; 17 — Западно-Канадский; 18 — Перт; 19 — Северо-Предуральский; 20 — Нижнеиндийский; 21 — Гвинейского залива; 22 — Индоло-Кубанский; 23 — Магелланов; 24 — Карнарвои; 25 — арктического склона Аляски; 26 — Месопотамский; Терско-Каспийский; 27 — Заманкул; 28 — Малгобек; 29 — Брагунская; 30 — Старогрозненская; 31 — Эльдарово; 32 — Куринский; 33 — Прикаспийский (глубина 7 км); 34 — Прикаспийский (глубина 10 км)

изображается в виде точки. На рис. 2 представлены данные по 1600 месторождениям земного шара, начальные геологические запасы которых превышают 230 млрд т углеводородного сырья (УВС) [6, 11, 17].

К отдельным квадратам графика приурочены данные по десяткам залежей, поэтому соотношения основных типов скоплений (Г, ГК, ГКН, ГН и Н) показаны здесь в виде кругов, разделенных на секторы. С осью ЭГХТ совмещена шкала литогенеза с выделенными зонами углеводородообразования [7, 9]. По формуле (3) для них определены интервалы значений ЭГХТ: 1,0–1,4 — для зоны раннего газообразования, 1,40–1,95 — для главной зоны нефтеобразования, 1,95–3,90 — для главной зоны газообразования, 3,90 и более — для зоны исчезновения нафтидов.

Приведенные данные показывают, что подошва зоны промышленной газоносности приурочена к глубинам 13–14 км, ниже размещается зона неуглеводородная. Здесь преобладают CO₂, водород, пары воды, азот, сероводород, а метан играет явно подчиненную роль.

Возможности количественной оценки влияния фактора динамикатагенеза

Исследования 80-х годов XX века [2, 19] показали, что динамика тектонических процессов может играть определяющую роль в эволюции нефтегазоносных бассейнов, когда имеет значение не только дополнительный привнос энергии, а прежде всего снижение энергетических барьеров химических превращений и массопереноса. Геодинамическое возбуждение системы «порода — флюид» достигается под влиянием ударной волны, деформации сдвига, сейсмической вибрации, вариаций электромагнитного и гравитационного полей и дилатансии. В результате резко активизируются катагенетические преобразования органического вещества осадочных пород, процессы генерации, эмиграции и аккумуляции УВ, превращение неф-

тей, газов, пластовых вод и вмещающих пород.

На основе разработанного метода изучения нефтегазоносных бассейнов земного шара обобщен материал по 200 залежам, приуроченным к глубинам 4–8 км [8, 10–12, 14]. Доля нефтяных скоплений (Н) составила 31%, газоконденсатнонефтяных (ГКН) — 8%, газоконденсатных (ГК) — 45%, а газовых (Г) — 16%.

Для каждого скопления рассчитаны экспоненциальная геохронотерма (ЭГХТ, ε_t), учитывающая особенности геотермической истории продуктивного горизонта, и экспоненциальный хронобарический градиент (ЭХБГ, ε_b), характеризующий темп роста пластового давления при погружении коллектора в течение геологического времени [15].

Установлено, что предельные температуры существования нефтяных залежей при нормальных пластовых давлениях в олигоценовых горизонтах 250–260°C, в нижнемеловых 170–180°C, а при АВПД соответственно 280–290 и 200–210°C. Предельные температуры существования газоконденсатных скоплений при нормальных пластовых давлениях в нижнемеловых горизонтах 260–270°C, нижнекембрийских 190–200°C, в условиях АВПД соответственно 290–300 и 220–230°C [16].

Стало очевидным, что наряду с показателями, отражающими термическую и барическую историю, следует применять и показатель, характеризующий тектонодинамические условия развития бассейна и преобразования ОВ. Показатель этот предложен А.Н. Резниковым, назван условным показателем динамокатагенеза (УПДК, D) и выражается параболической зависимостью:

$$D = 1,4 \sqrt{\frac{0,9R^0}{\varepsilon_t}^{1,5}}, \quad (6)$$

Анализ сотен объектов [18] позволил уверенно утверждать, что показатели ЭГХТ, УПДК, ЭХБГ являются главными факторами, определяющими степень катагенетических преобразований рассеянного

органического вещества осадочных пород, каменных углей, а значит, генерацию нефти и углеводородного газа на больших глубинах.

На рис. 3 показан график зависимости значений УПДК от глубины залегания отложений, построенный по данным 203 объектов. Отмечается общая тенденция роста показателя с глубиной и влияние возраста отложений.

В таблице приведены результа-

ты прогноза фазового состояния углеводородных скоплений и состава свободных газов по данным ряда глубоких осадочно-породных бассейнов. Промышленные скопления нефти и газоконденсата следует ожидать в кайнозойских горизонтах на глубинах 6,5–8 км (Западно-Кубанский прогиб и Вьетнамский бассейн), в мезозойских — на глубине до 7 км (Апшеронский и Охотский районы) и в подсолевой палеозойской толще вос-

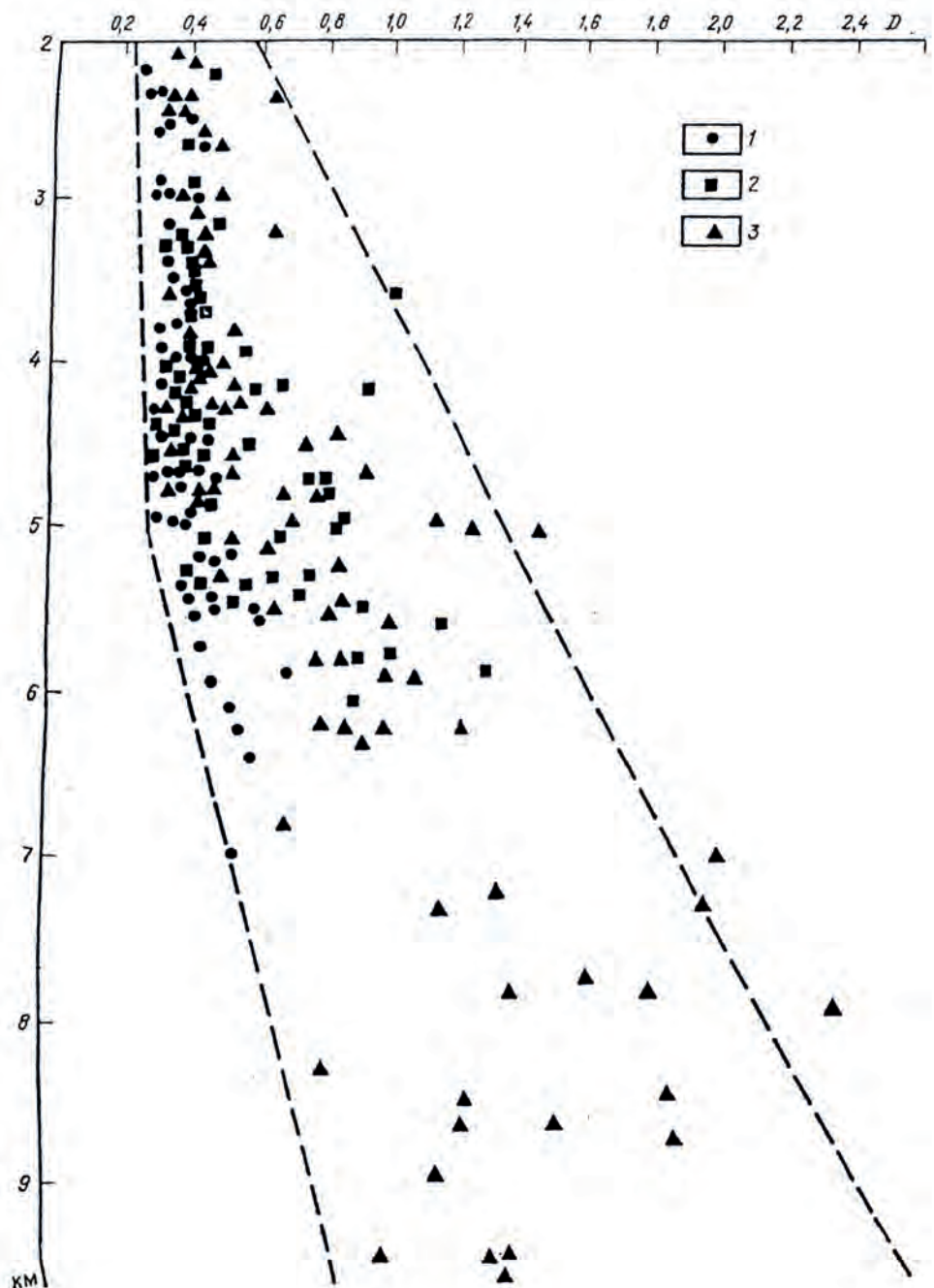


Рис. 3. Зависимость значения условного показателя динамокатагенеза от глубин залегания отложений: возраст пород: 1 — кайнозойский, 2 — мезозойский, 3 — палеозойский

Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений и состава свободных газов на глубине 6–12 км

Район	Возраст продуктивного комплекса	Средняя глубина, км	Вероятная пластовая температура, °С	ϵ_T	ϵ_B^x	D	Соотношение типов скопления, %			Содержание компонентов в свободных газах, %			
							H	ГК	Г	H ₂ S	CO ₂	C _{2+высш}	C _{5+высш}
Западно-Кубанский	p_2	6,5	200	2,1	8,4	0,65	50–70	30–50	—	—	4–6	16–24	1,5–2,5
Западно-Кубанский	K_1	8,0	220	2,8	8,8	1,2	—	30–40	60–70	—	8–11	5–7	0,1–0,3
Апшеронский	K_1	7,0	150	2,0	6,9	0,9	40–50	50–60	—	—	5–7	12–17	0,8–1,4
Юг Амударьинской впадины	J_{1-2}	6,5	220	3,1	5,1	0,8	—	30–40	60–70	—	10–14	2–4	0,1–0,4
Терско-Сунженский	$J_{зис}$	7,0	230	3,2	6,2	1,2	—	—	100	28–32	20–25	—	—
Север Западной Сибири	T_3	8,0	245	3,6	7,2	1,4	—	—	100	—	10–15	0,5–0,7	—
Гурьевский	P_{1a-D_3}	6,5	150	2,3	4,3	0,8	20–30	40–50	20–40	15–20	10–20	8–12	—
Кзылджарский	P_{1a-D_3}	6,0	110	1,9	3,8	0,75	30–40	40–50	10–30	10–14	7–11	10–14	—
Северо-Каспийский	P_{1a-D_3}	6,0	160	2,5	3,8	0,75	20–30	30–40	30–50	12–18	15–20	4–10	—
Сребненский	D_3	7,5	175	2,8	5,5	1,7	—	0–10	90–100	—	8–11	3–5	—
Ордановско-Кротенковский	C_1	6,6	165	2,6	4,4	1,45	0–10	30–40	50–60	—	6–8	6–8	0,2–0,4
Ордановско-Кротенковский	D_3	9,0	225	3,7	8,1	1,8	—	—	100	—	11–16	0,4–0,6	—
Орчиковский	C_2	6,0	240	4,0	3,9	1,4	—	—	100	—	10–15	—	—
Вилуйский	C_3	7,5	190	3,2	4,7	1,2	—	—	100	—	10–14	—	—
Охотский	K_2	7,0	200	2,3	7,7	0,9	40–50	50–60	—	—	7–10	10–16	0,9–1,5
Сахалинский	p_1	12,0	300	3,4	3,9	1,8	—	60–70	30–40	—	15–20	—	—
Вьетнамский бассейн	p_1	8,0	180	2,1	10,2	0,9	50–60	40–50	—	—	5–10	15–20	0,4–1,4

точной части Прикаспийского бассейна на глубинах 6–6,5 км.

В районах с высоким геотермическим режимом (Терско-Сунженский, север Западной Сибири, Орчиковский) предполагается распространение залежей сухого метанового газа уже на глубинах 6–8 км, тогда как в обстановке меньшей геотермической напряженности недр могут сохраняться газоконденсатные залежи (см. табл.). В палеозойских прогибах на глубинах более 7,5–8 км можно рассчитывать лишь на скопления высокотемпературного метана. Высокие концентрации H₂S (10–32%) и CO₂ (10–25%) прогнозируются в газах эвапоритовых толщ на глубинах 6–7 км. Таким образом, рассмотренный геосинергетический метод прогноза нефтегазоносности глубочайших осадочно-породных бассейнов открывает новые пер-

спективы при оценке их потенциальных ресурсов.

Термобарогеохимический метод исследований

Оценка фазового состояния УВ на больших глубинах может быть произведена с учетом динамокатагенетического фактора в процессах формирования, преобразования углеводородов и вмещающих пород в зоне катагенеза на основе показателя динамокатагенетической активности, предложенного Э.С. Сианисяном. Этот показатель отражает долю динамокатагенетического импульса, полученного пластом или комплексом пород в точке отбора образца. При этом необходимы сведения об отражательной способности витринита изучаемых комплексов и данные палеотемператур, полученные

по результатам термобарогеохимических исследований, т.е. по флюидным включениям (фото 1 и 2, рис. 4).

Изложенные в работе методы и

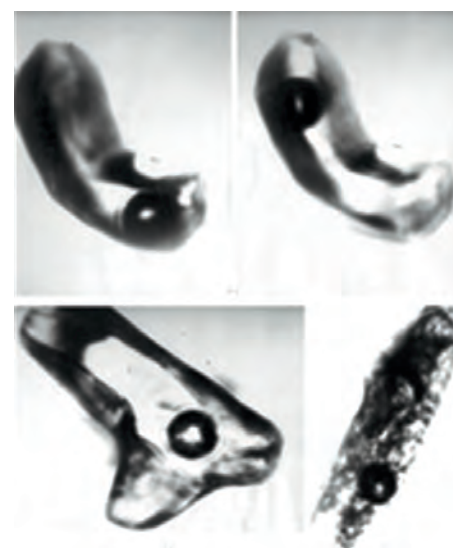


Фото 1. Флюидные включения в минералах осадочных пород (50–100 мкм)



Фото 2. Термобарогеохимическая лаборатория ЮФУ

результаты выполненных исследований, базирующиеся на современных представлениях о роли термического, барического и временного факторов в генезисе углеводородов и формировании их скоплений, а также флюидных включений, содер-

жащих жидкие и газообразные УВ, могут представлять новое направление в изучении нефтегазоносных бассейнов и формировании залежей нефти и газа.

Список литературы:

1. Акрамходжаев А.М., Киришин А.В. Температурно-временная взаимосвязь в процессах изменения нефтематеринского органического вещества // Геология нефти и газа. 1977, № 12. — С. 49–54.
2. Амурский Г.И., Бочкарев А.В., Соловьев Н.Н. Тектонодинамическая модель нефтегазообразования // Советский геология. 1985, № 7. — С. 3–13.
3. Вассоевич Н.Б., Козлов А.Л., Лопатин Н.В. Образование газов на различных этапах литогенеза // Вестник МГУ. Сер. «Геология». 1979, № 1. — С. 35–43.
4. Вернадский В.И. Избранные труды по истории науки. — М.: Наука, 1981. — 362 с.
5. Виноградова Т.Л., Пуланова С.А. Типы углеводородных скоплений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и геохимические особенности их пространственного размещения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003, № 6. — С. 10–15.
6. Геология нефти (справочник). Т. 2. Кн. 1. Нефтяные месторождения СССР / Под ред. В.Г. Васильева. — М.: Недра, 1968. — С. 763.
7. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышов В.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестник МГУ. Сер. «Геология». 1969, № 6, — С. 3–27.
8. Максимов С.П., Дикинштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. — М.: Недра, 1984.
9. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973, № 10. — С. 14–16.
10. Аксёнов А.А., Гончаренко Б.Д., Калинин М.К. и др. Нефтегазоносность подсольевых отложений. — М.: Недра, 1985. — С. 205.
11. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. — М.: Недра, 1977. — С. 327.
12. Золотов А.Н., Лоджевская М.И., Симаков С.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов по данным сверхглубокого бурения последних лет // XXУП МГК. Месторождения нефти и газа. — С. 3. Доклады. Т. 13. — М., 1984. — С. 127–135.
13. Резников А.Н. Геохимические особенности газов, конденсатов и нефтей зоны катагенеза. Автореф. дис. на соискание уч. степ. докт. геол.-мин. наук. — Баку: Азинефтехимик, 1970. — 52 с.
14. Резников А.Н. Хронобаротермические условия размещения углеводородных скоплений // Советская геология. 1982, № 6. — С. 17–30.
15. Сианисян Э.С. Новая методика количественной оценки динамокатагенетической напряженности осадочных бассейнов // Отечественная геология. 1993, № 11. — С. 3–9.
16. Сианисян Э.С., Резников А.Н. Опыт оценки палеотемператур и динамокатагенетического фактора осадочных отложений на примере сверхглубоких скважин Предкавказья // Литология и полезные ископаемые. 1994, № 3. — С. 140–143.
17. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1 и 2. — М.: Недра, 1976.
18. Авчан Г.М., Озёрская М.Л., Подоба Н.В. и др. Физические свойства осадочного чехла Восточно-Европейской платформы. — М.: Недра, 1975.

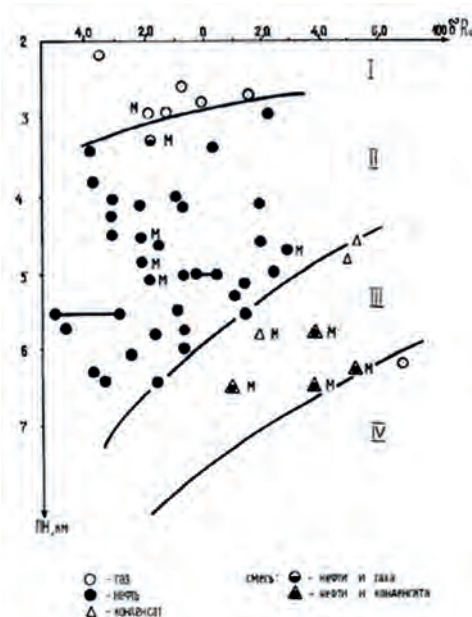


Рис. 4. График зональности углеводородных скоплений Восточного Предкавказья. Зоны: I — газовая верхняя, II — нефтяная, III — нефтегазоконденсатная, IV — газовая нижняя. М — данные по месторождению Малгобек — Али-Юрт

19. Фукс А.Б., Фукс Б.А. Генезис нефтяных оторочек залежей Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти газа. 1979, № 2. — С. 47–50.
20. Черский Н.В., Царёв В.П., Николаев С.В. Оценка роли природных механических процессов в преобразовании ископаемого органического вещества // Новые данные о процессах генерации миграции углеводородов. — Якутск, 1979. — С. 4–29.
21. Шульженко Э.Д., Варшавер В.А., Хабибуллина Р.К. и др. Нефть месторождения Пушкарское // Химия и технология топлив и масел. 1988, № 10. — С. 27–29.
22. Conna J. Time-Temperature Relation on oil Genesis // The AAPG Bull. 1974. V. 58, № 12. — P. 2516–2521.
23. Landes K. Eometamorphism of oil and gas in time and space // The AAPG Bull. 1967. V. 51, № 6. — P. 828–841.

References:

1. Akramhodzhaev A.M., Kirshin A.V. Temperature-time correspondence in processes of changing of organic matter [«Temperaturno-vremennaja vzaimosvjaz' v processah izmenenija neftematerinskogo organicheskogo veshhestva»] // Geologija nefiti i gaza. 1977, № 12. — P. 49–54.
2. Amurskij G.I., Bochkarev A.V., Solov'ev N.N. Tectonic-dynamical model of oil and gas generation [«Tektonodinamicheskaja model' neftegazobrazovanija»] // Sov. geologija. 1985, № 7. — P. 3–13.
3. Vassoevich N.B., Kozlov A.L., Lopatin N.V. Gas generation on different stages of lithogenesis [«Образование газов на различных этапах литогенеза»] // Vestnik MGU. Ser. «Geology». 1979, № 1. — P. 35–43.
4. Vernadskij V.I. Selected works on the history of science [«Izbrannye trudy po istorii nauki»]. — Moscow: Nauka, 1981. — 362 p.
5. Vinogradova T.L., Punanova S.A. Types of hydrocarbon accumulations of the north of West Siberia oil and gas bearing basin and geochemical characteristics of their location [«Tipy uglevodorodnyh skoplenij severa Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna i geohimicheskie osobennosti ih prostranstvennogo razmeshhenija»] // Geol., geof. i razrabotka nef. i gaz m-j. 2003, № 6. — P. 10–15.
6. Oil geology (reference book). Vol. 1. Oil fields of the USSR / Ed. by V.G. Vasil'ev [«Geologija nefiti (spravochnik)». T. 2. Kn. 1. Neftjanye mestorozhdenija SSSR (pod red. V.G. Vasil'eva)]. — Moscow: Nedra, 1968. — P. 763.
7. Vassoevich N.B., Korchagina Ju.I., Lopatin N.V., Chernyshov V.V. Oil window [«Glavnaja faza nefteobrazovanija»] // Vestnik MGU. Ser. «Geology». 1969, № 6. — P. 3–27.
8. Maksimov S.P., Dikinshtejn G.H., Lodzhevskaja M.I. Formation and location of oil and gas accumulation on the depths [«Formirovanie i razmeshhenie zalezhej nefiti i gaza na bol'shij glubinah»]. — Moscow: Nedra, 1984.
9. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. Gas window is one of the stages of catagenetic evolution of sapropelic diffused organic matter [«Glavnaja faza gazoobrazovanija — odin iz etapov katageneticheskoj jevoljucii sapropelevogo rassejannogo organicheskogo veshhestva»] // Geologija i geofizika. 1973, № 10. — P. 14–16.
10. Aksenov A.A., Goncharenko B.D., Kalinko M.K. and other. Oil and gas bearing of subsalt sediments [«Neft egazonost' podsolevyh otlozhenij»]. — Moscow: Nedra, 1985. — P. 205.
11. Oil and gas fields of foreign countries [«Nefti i gazy mestorozhdenij zarubezhnyh stran»]. Spravochnik. — Moscow: Nedra, 1977. — P. 327.
12. Zolotov A.N., Lodzhevskaja M.I., Simakov S.N. and other. Hydrocarbon prospects of deep sediments according to the data of superdeep drilling [«Perspektivy neftegazonosnosti glubokih gorizontov po dannym sverhglubokogo burenija poslednih let»] // HHUP MGK. Mestorozhdenija nefiti i gaza. — P. 3. Doklady. T. 13. — M., 1984. — P. 127–135.
13. Reznikov A.N. Geochemical characteristics of gas, condensates and oil zone of catagenesis: Extended abstract of dissertation [«Geohimicheskie osobennosti gazov, kondensatov i neftej zony katageneza»]. Avtoref. dis. na soiskanie uch. step. dokt. geol.-miner. nauk. — Baku: Azineftehimik, 1970. — 52 p.
14. Reznikov A.N. Chronobarothermal conditions of location of oil and gas accumulation [«Hronobarotermicheskie uslovija razmeshhenija uglevodorodnyh skoplenij»] // Sov. geologija. 1982, № 6. — P. 17–30.
15. Sianisjan Je.S. New method of quantitative estimation of dynamocatagenetic intensity of sedimentation basin, [«Novaja metodika kolichestvennoj ocenki dinamokatageneticheskoj naprjazhennosti osadochnyh bassejnov»] // Otechestvennaja geologija. 1993, № 11. — P. 3–9.
16. Sianisjan Je.S., Reznikov A.N. Estimation experience of paleotemperature and dynamocatagenetic factor of sedimentary deposits by the example of superdeep wells of Pre-Caucasian region [«Opyt ocenki paleotemperatur i dinamokatageneticheskogo faktora osadochnyh otlozhenij na primere sverhglubokih skvazhin Predkavkaz'ja»] // Litologija i poleznye iskopaemye. 1994, № 3. — P. 140–143.
17. Oil and gas fields of foreign countries reference book [«Spravochnik po neftjanym i gazovym mestorozhdenijam zarubezhnyh stran»]. Kn. 1 i 2. — Moscow: Nedra, 1976.
18. Avchan G.M., Ozerskaja M.L., Podoba N.V. and other. Physical properties of sedimentary cover of the East European Platform [«Fizicheskie svojstva osadochnogo chehla Vostochno-Evropskoj platformy»]. — Moscow: Nedra, 1975.
19. Cherskij N.V., Carev V.P., Nikolaev S.V. Estimation of the role nature mechanical processes in organic matter transformation [«Ocenka roli prirodnyh mehanicheskijh processov v preobrazovanii iskopaemogo organicheskogo veshhestva»]. Novye dannye o processah generacii migracii uglevodorodov. — Jakutsk, 1979. — P. 4–29.
20. Shul'zhenko Je.D., Varshaver V.A., Habibullina R.K. and other. Pushkarskoe oilfield [«Neft' mestorozhdenija Pushkarskoe»] // Himija i tehnol. topliv i masel. 1988, № 10. — P. 27–29.
22. Conna J. Time-Temperature Relation on oil Genesis // The AAPG Bull. 1974. V. 58, № 12. — P. 2516–2521.
23. Landes K. Eometamorphism of oil and gas in time and space // The AAPG Bull. 1967. V. 51, № 6. — P. 828–841.



УДК 330.52
JEL: L95, L72, Q55
dogeim@gmail.com

Некоторые методологические задачи формирования сценариев научно-технического и технологического развития нефтегазового комплекса РФ

М.В. Кротова, старший научный сотрудник ФГБУН «Институт народнохозяйственного прогнозирования Российской Академии наук» (ИНП РАН), кандидат экономических наук

Аннотация. В настоящее время нефтегазовый комплекс России является не только основой бюджетных доходов и внешнеторгового потенциала нашей страны, но и все больше выступает в качестве глобального участника в сфере как экономической внешней политики нашей страны, так и в сфере реализации ее глобальных геополитических интересов. В долгосрочном периоде необходима конвертация геополитических успехов России в наращивание глобального потенциала ТЭК России, которое, в свою очередь, невозможно без фундаментального научно-технического и технологического прогнозирования отраслей, входящих в нефтегазовый комплекс. Необходимый элемент этого процесса – совершенствование методологии долгосрочного прогнозирования и анализа всех основных сценариев развития технологий для нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: ТЭК России, нефтегазовый комплекс, сценарий, прогноз, Форсайт, прикладные исследования.

Elaborating scenarios of scientific and technological development for the Russian oil and gas industry: methodological aspects

M.V. Krotova, senior research associate, Institute of economic forecasting, Russian academy of sciences, PhD

Abstract. Oil&gas industry in modern Russia exceeds its role of a key element of country's international trade potential. The industry plays an increasingly important role in Russia's geopolitics and external economic policy as well. In the long-run period, our country's recent geopolitical gains need to be transformed into new global advantages for Russian economy. This task can be solved only with the help of a new scientific approach to the long-term strategic studies that cover not only economical but also technological aspects of oil&gas industry as a complex.

Keywords: Russian fuel&energy complex, oil&gas industry, scenario, forecasting, Foresight, applied studies.

Современное долгосрочное прогнозирование является стратегическим инструментом, ориентированным на масштабные, долгосрочные задачи, жестко структурированным по содержанию и процессу выполнения, а также синтетическим по методологии его проведения. Указ Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 года №683 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации» утвердил новую редакцию Стратегии национальной безопасности страны, в которой фактически впервые связаны проблемы нацио-

нальной безопасности, задачи долгосрочного развития стратегических отраслей экономики и ее научно-технического уровня. В тексте документа говорится, что «...Главными стратегическими угрозами национальной безопасности в области экономики являются ее низкая конкурентоспособность, сохранение экспортно-сырьевой модели развития и высокая зависимость от внешнеэкономической конъюнктуры, отставание в разработке и внедрении перспективных технологий, незащищенность национальной финансовой системы от действий нерезиден-

тов и спекулятивного иностранного капитала, уязвимость ее информационной инфраструктуры, несбалансированность национальной бюджетной системы, регистрация прав собственности в отношении значительной части организаций в иностранных юрисдикциях, ухудшение состояния и истощение сырьевой базы, сокращение добычи и запасов стратегически важных полезных ископаемых, прогрессирующая трудонедостаточность, сохранение значительной доли теневой экономики, условий для коррупции и криминализации хозяйственно-финан-

совых отношений, незаконной миграции, неравномерное развитие регионов, снижение устойчивости национальной системы расселения.» Из перечня угроз экономической безопасности, свыше половины связано по сути с недостаточно высоким научно-технологическим уровнем ТЭК. Учитывая высокую зависимость экономики нашей страны от энергетики, от нефтегазового комплекса — вклад задач прогнозирования и оценки стратегических альтернатив развития ТЭК в национальную безопасность не только по-прежнему недооценен, но и требует совершенствования методологии проведения долгосрочных исследований в этой области.

Федеральный закон от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» предусматривает создание Национальной структуры прогнозирования. Прежде чем приступать к разработкам методологии долгосрочного прогнозирования, необходимо уточнить содержание и иерархию терминов: «сценарий», «прогноз», «стратегия», применительно к современной управленческой практике, где в стратегических отраслях действуют крупные интегрированные компании, подконтрольные государству. В интересах компании-заказчика осуществляются прикладные исследования, к числу которых относится сфера технологического развития нефтегазового комплекса.

Для долгосрочных исследований часто отправной точкой служит сценарий, как основа для построения дальнейших прогнозов и стратегий. Как правило, прикладные исследования в интересах бизнеса ориентируются в определении фоновых макроэкономических параметров на готовые материалы, подготовленных правительственными структурами, которые — в отличие от большинства корпоративных сценариев или разделов научных работ — являются самостоятельными официальными документами. В частности, среднесрочный прогноз социально-эко-

номического развития, регулярно обновляемый Министерством экономического развития РФ (МЭР) содержит в себе «Исходные условия для формирования вариантов развития экономики» на очередной прогнозный период.

Согласно исходному определению данного термина, взятому по [1], сценарий (scenario) — первоначально краткое изложение событий, свершающихся по ходу действия в спектакле. Формирование концепции сценарного подхода к решению задач долгосрочного управления и прогнозирования относится к середине 1960-х годов; из зарубежных источников здесь фигурируют неоднократно переизданные труды американского эксперта по моделированию и формированию корпоративных и некоммерческих стратегий Генри Минцберга, например [2]. Упоминаются также работы американской корпорацией RAND [3]. И для сценария, и для прогноза используются такие методы как корреляционный анализ, экстраполяция трендов, экспертный, расчетно-конструктивный методы, интервальное прогнозирование, качественный анализ. Близость основных методологических приемов зачастую приводит к тому, что, как например, в статье [4] определение сценария как такового, в принципе, не приводится, а задачи сценарных исследований пересекаются с другими видами долгосрочных исследований, например, с прогнозом.

В нашей стране одной из наиболее сильных школ формализовано-математического построения сценариев и сценарных моделей является Институт проблем управления Российской Академии наук. На основе обобщения опыта этой организации, ИПП РАН и других академических институтов, которые в разное время проводили и прикладные исследования, было разработано следующее определение сценария [5]: «...Системное представление одного из гипотетических исходов и пути его достижения, базирующиеся на предположениях о текущих и будущих

тенденциях развития в соответствующей области. Предположения, на которых базируется сценарий, должны быть разумными и не выходить за рамки естественных ограничений, лимитов времени и технологии. Существуют два типа сценария — исследовательский и предвещающий. Первый следует от настоящего к будущему, в то время как второй тип сценария проходит обратный путь, который начинается с будущего состояния и продвигается к настоящему, чтобы выявились влияния и действия, нужные для реализации поставленной цели.» Упоминается в том же источнике и сценарий инновации — это «1. Упорядоченная во времени последовательность эпизодов по выбору инновационной политики, логически связанных между собой причинно-следственными связями. 2. Ориентированная на достижение заданных результатов и упорядоченная во времени последовательность этапов реализации инновации, предусматривающая привлечение участников (организаций, отдельных лиц) для ее осуществления».

Такой подход близок к календарному планированию инновационной деятельности в масштабах предприятия или компании. Преимущество его в том, что сценарии вообще, и сценарии развития инновационных технологий, в частности, должны обладать собственной структурой, содержанием, а также целью построения: исследовательской или предвещающей. Некоторая сложность данного подхода к построению сценариев при их практической реализации состоит в том, что системное изложение одного из вариантов будущего развития, либо пути создания инновационных продуктов, может оказаться громоздким, внутренне противоречивым и потребует дополнительных проверок на соответствие промежуточных результатов исходным расчетам.

Собственные разработки в области кратко-, средне-, и долгосрочных макроэкономических сценариев имеются в Институте народнохозяй-

ственного прогнозирования. Здесь авторы попытались дать собственное определение [6]: «...в широком смысле под сценарными условиями понимается набор заданных экзогенно и согласованных между собой на прогнозном периоде показателей, отражающих влияние внешней среды, параметров экономической политики и целевых ориентиров социально-экономического развития. ...именно согласованность между собой отдельных показателей должна являться ключевой характеристикой любых сценарных условий развития экономики. При этом под согласованностью следует понимать заведомо возможное сочетание задаваемых значений экзогенных переменных.»

В той же работе отмечена существенная проблема многих исследований в области ТЭК и бюджетного процесса: недостаточный суверенитет отечественной финансовой системы, во многом зависимой от мировых (биржевых) цен на нефть. Работа посвящена введению в сценарные прогнозы, связанные с «нефтяным фактором» наполнения бюджета, в качестве определяющих параметров: внутренних издержек компаний ТЭК, внутреннего спроса на энергоносители и энергоемкости ВВП. Показано и то, что одним из результатов обнародования результатов расчета сценариев становится не просто информированность делового сообщества и международных игроков рынка, но и формирование у них более адекватных ожиданий относительно возможностей России как важнейшего поставщика нефти и газа. Здесь сценарий применяется как самостоятельный инструмент управления, что существенно повышает требования к его методологической обоснованности.

Проблема четкого определения сценария и его места в долгосрочных исследованиях требует уточнений в связи с появлением в современной экономической теории и практике прикладных исследований различных методологических подходов. В ряде современных источни-

ков, связанных с прикладной бизнес-информатикой, например, [7], сценарий трактуется как «...объект, предназначенный для создания в моделируемой переменной ряда, в который будут выгружены данные после окончания расчета.» Далее в этом же источнике говорится, что сценарный анализ позволяет смоделировать несколько сценариев развития проекта (компании). В бизнес-план обычно включают три сценария:

- 1) оптимистический;
- 2) пессимистический;
- 3) наиболее вероятный (умеренный, консервативный).

За консервативный сценарий обычно принимается вариант без учета факторов риска. За пессимистический берется вариант с учетом влияния рисков. За оптимистичный вариант берется обратная функция риска с поправкой на стратегический маркетинговый план.

Как сравнить сценарии проекта? Может быть разработано несколько десятков сценариев — их количество и качество зависят от потребности смоделировать развитие событий и финансовых показателей при изменении различных ключевых параметров.

Для расчета сценариев осуществляется подбор различных значений ключевых показателей. После создания композиции с новым набором значений просматриваются и анализируются результаты — значащие для проекта показатели, насколько они изменились по сравнению с базовым сценарием и за счет чего.

Т.е. под каждым отдельным сценарием в прикладном плане подразумевается конечное, и по сути, структурированное множество данных, т.е. параметров, элементов или состояний, описывающих исследуемую систему через заданный промежуток времени. При анализе всех альтернативных развилок для системы, т.е., отрасли, компании, предприятия, можно рассчитать все пространство сценариев — несколько нетождественных друг другу множеств с различными значениями

ключевых параметров этой системы. Исследование системы в перспективе дает несколько альтернативных сценариев как одномерных массивов данных, формирующих получаемый в итоге объект для выгрузки, т.е. многомерный структурированный массив данных, в ряде работ, например [8], называемый пространством сценариев.

Большинство исследований в области технологий для отечественного нефтегазового комплекса, как и в целом для компаний ТЭК, и их зарубежных коллег носят характер прикладных, выполняемых на договорной основе в интересах компании — заказчика, обладающего существенными финансовыми ресурсами и потенциально лоббистским влиянием, что способно приводить к субъективному искажению результатов сценарного исследования с целью демонстрации исключительно сильных сторон и возможностей компании. Упрощенно-субъективный подход к сценарному моделированию может привести и к «подгонке» параметров и взаимосвязей между ними, используемых в сценарной модели, под демонстрацию текущей стратегии его высшего менеджмента как единственно возможной в предлагаемых обстоятельствах.

Баланс между отражением в построенном сценарии интересов компании-заказчика и необходимостью исследовательской организации (подрядчика) обеспечить объективность результата возможно обеспечить, если известна цель построения сценария. Именно она — в явном или скрытом виде — закладывается на уровне формулировки условий и отобранных для сценарного моделирования параметрах и отражает в той или иной мере интересы и возможности заказчика. Целевое ориентирование сценариев вовсе не обязательно ведет к получению некачественных результатов сценарного моделирования и накоплению ошибок в будущем. Можно сформулировать следующие, явно или скрыто присутствующие субъективные интересы заказчика, или цели

построения сценариев, которые можно считать допустимыми:

- оценка диапазонов изменения параметров рынка энергоносителей, включая внутренний и внешний спрос, цены, стоимость пользования инфраструктурой и т.п.;
- обоснование и оценка влияния внешних и внутренних факторов на уровень затрат в отрасли;
- обоснование ассортимента и уровня импортозамещаемого оборудования, услуг и работ, для чего анализируются альтернативные пути развития рынка нефтегазового сервиса;
- определение основных сфер, где будет разворачиваться острая конкуренция между отечественными и зарубежными технологиями;
- тренды законодательного и нормативного регулирования отрасли, например, влияющие на формирование внутреннего коммерческого, менее монопольного рынка природного газа в России — либо отказа от коммерциализации естественных монополий;
- тенденции развития нефтегазовых технологий как в целом по отрасли, так и по отдельным поколениям и образцам оборудования;
- тенденции и возможности развития кадрового потенциала и т.д.

По сути это означает, что сценарные исследования в интересах заказчика могут быть направлены на поиск сильных сторон и возможностей для компании в будущем. Анализ слабых сторон компании и угроз, но подобные разработки чаще носят закрытый характер, как например, сценарии изменения себестоимости продукции.

Для прикладного исследования на этапе его приемки заказчиком определить, что будет являться критерием качественно выполненной работы? С точки зрения практического смысла, на то, что сценарий разработан некачественно, могут указывать неверно отраженные тенденции развития тех компонент и

условий компании-заказчика, которые будут демонстрировать исключительно ее сильные стороны и внешние возможности, без надлежащего внимания к угрозам и слабым сторонам. Поэтому даже технически несложная проверка, например, независимый SWOT-анализ, либо структурированный анализ вызовов, угроз, и рисков, могут выявить в некачественном сценарии так называемые «неучтенные факторы» и иные ошибки фактического, логического или методологического характера.

Критерием качественно построенного сценария, если понимать его как массив данных, содержащих описание будущего состояния социально-экономической системы, исходя из выше отмеченных дефиниций сценария, можно считать такие категории, как:

- суверенность, трактуемая как четкое разграничение внешних и внутренних параметров и процессов, включая степень контроля этих характеристик со стороны компании-заказчика;
- реалистичность, понимаемая как соответствие сценарных параметров фактически имеющимся данным об исходном состоянии внешней среды;
- внутренняя непротиворечивость на уровне логики и методологии построения;
- верифицируемость, т.е. возможность проверки параметров как на соотношение с окружающей действительностью, так и на обоснованность заложенных в него ресурсных оценок, а также методов и рассчитанных на их основе тенденций альтернативным путем:
 - > параллельного расчета основных параметров сценария другими разработчиками (исследовательской организацией), с использованием схожей методологии и аналогичной исходной информации, т.е., параллельный пересчет;
 - > получения основных, контрольных параметров сценария

путем применения принципиально исходной информации и методологии.

Кроме этого, качественно построенный сценарий должен быть:

- максимально по возможности нейтрален по отношению к интересам заказчика и включать в себя все возможные состояния компании или отрасли, т.е., исследуемой системы, включая объективно неблагоприятные или нежелательные для заказчика;
- ограничен количеством параметров, значимых и измеряемых для исследуемой системы в указанной перспективе;
- построен на известных или новых, описанных и предложенных разработчиком, закономерностях строения и развития системы;
- прозрачен для параллельного пересчета, верификации и мониторинга ключевых параметров системы с течением времени. К примеру, для сценариев и сценарных условий, используемых, в том числе, в качестве обоснования Энергетической стратегии России, в соответствии с Поручением Президента РФ от 6 июля 2013 года №Пр-1471 о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года; для продления стратегического периода Правительством РФ установлен срок в 5 лет.

С другой стороны, чтобы компенсировать субъективный фактор, выражающийся в привлечении внимания экспертов к сильным сторонам и возможностям компании-заказчика, может быть подобран метод верификации, позволяющий оценить качество сценария — как с точки зрения других хозяйствующих субъектов, так и государства, общества, работников или профессиональных сообществ. Верификация сценария альтернативными методами может быть включена и в материалы самого прогнозного исследования, если требуется дополнительное обоснование результа-

тов; особенно если некоторые полученные значения будущих параметров социально-экономической системы окажутся в противоречии с широко распространенными стереотипами и ожиданиями.

В отечественной практике, сценарные подходы получили распространение в Минэкономразвитии, где за основной сценарий берется так называемый консервативный, по сути — инерционный сценарий макроэкономического развития в условиях относительно неблагоприятной внешней среды. Как отмечается в [6], «...Использование консервативного прогноза при разработке бюджета означает, что и далее сценарные условия развития экономики, разрабатываемые МЭР, будут иметь подчиненный характер в рамках бюджетного процесса. Более того, существует вероятность, что регулярный пересмотр сценарных условий уступит место формированию долгосрочных сценариев в рамках перехода к программному бюджету. Очевидно, что работа над формированием текущих прогнозов «для информирования бизнеса и международного сообщества» ...будет продолжена». Отметим, что в работе [6], несмотря на ее безусловно высокий уровень, все же присутствует определенное смещение терминов «сценарий» и «прогноз».

Для государственного долгосрочного прогнозирования развития ТЭК и нефтегазового комплекса, в частности, действует «многоступенчатая» система формирования и построения сценариев. Вплоть до настоящего времени, действует Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года¹ (Концепция), утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 года № 1662-р. На его положениях строится ряд долгосрочных документов развития отдельных ком-

плексов национальной экономики, в том числе Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена 13 ноября 2009 года Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р.

Известен алгоритм построения сценарных оценок для Энергетической стратегии, о чем подробно рассказано в [9]. При формировании базового прогнозного поля ЭС-2030 были использованы две укрупненные прогнозные гипотезы социально-экономического развития. Так, в качестве первой альтернативной гипотезы утверждается, что ориентировочно к 2013–2015 годам социально-экономическое развитие страны будет осуществляться темпами, предусмотренными Концепцией долгосрочного развития. Вторая альтернативная гипотеза исходит из того, что ориентировочно к 2020–2022 годам за счет опережающего развития в посткризисный период будет обеспечен уровень социально-экономического развития страны, предусмотренный Концепцией.

Дальше показан переход от альтернативных гипотез к сценариям развития ТЭК. В соответствии с этими гипотезами ожидалось, что за период реализации ЭС-2030 произойдет снижение зависимости российской экономики от энергетического сектора за счет опережающего развития инновационных малоэнергоемких секторов экономики и реализации технологического потенциала энергосбережения. На базе укрупненных прогнозных гипотез социально-экономического развития были сформированы три сценария развития экономики России:

- базовый (аналогичный «консервативному» в трактовке МЭР), соответствующий первой гипотезе и сдержанному росту мировой экономики;
- благоприятный, дополняющий основные параметры инновационного развития ускоренным освоением российских природных ресурсов на базе прогрессивных технологий производства высококачественных мате-

риалов и продукции глубоких уровней передела;

- энергоэффективный, сформированный на основе базового сценария как альтернативный инновационный сценарий с более ускоренным ростом энергоэффективности и экологической направленностью.

Таким образом, в действующей редакции национальной Энергетической стратегии альтернативное пространство сценариев технологического развития ТЭК присутствует ограничено и в скрытой форме — через ожидаемые уровни энергосбережения и использования эффективных технологий расходования ресурсов.

В настоящее время готовится новая редакция Энергетической стратегии России на период до 2035 года, в которой также используется принцип демонстрации двух-трех альтернативных сценариев развития ТЭК, которые отличаются по параметрам:

- роста экономики РФ;
- ожидаемых уровней мировых цен на нефть;
- темпов развития мировой экономики и экспорта;
- уровня энергосбережения и энергоэффективности.

Одним из недостатков известных автору проектов Энергетической стратегии России на период до 2035 года является практическое отсутствие в тексте альтернативных вариантов развития технологий для ТЭК, включая основные направления развития нефтегазовых технологий и в целом, энергетических технологий на долгосрочную перспективу, которые ИПП РАН и ИПНГ РАН отмечают в качестве перспективных до 2020–2030 годов:

- современные методы геофизических исследований скважин, поиска и разведки запасов нефти и газа, компьютерное моделирование и геоинформационные системы, связывающие промысел и офис;
- экономически эффективная разработка и безопасная эксплуата-

¹ В настоящее время этот документ пересматривается, в том числе, и ориентируясь на новую редакцию Стратегии национальной безопасности России.

ция месторождений сложного горно-геологического строения и компонентного состава, в в дальнейшем на ее основе — переход к разработке нетрадиционных запасов: сланцевой нефти и газа, нефтяных песков, высоковязких нефтей, подводных газовых гидратов;

- технологии добычи углеводородов, их сбора (включая сжижения газа) в высоких арктических широтах;
- новые методы увеличения нефтеотдачи на выработанных и сложнопостроенных месторождениях, с использованием синтезированных по оригинальной формуле реагентов, основанные на принципах физической и коллоидной химии, наноразработок и т.п.;
- комплексные инженерные решения при бурении и обустройстве скважин, включая наклонно-направленное и кустовое бурение, новые конструкторские и технологические решения для породоразрушающего инструмента, колонны и ротора, буровые и тампонажные растворы нового поколения;
- совершенствование методов сооружения, реконструкции и технического обслуживания промысловых и магистральных трубопроводов, сепараторов, хранилищ, включая высокотехнологичные методы внутритрубной и дистанционной диагностики состояния инфраструктурных объектов;
- технологии выделения и экономически эффективной переработки ценных компонентов из добываемого углеводородного сырья;
- разработка новых формул полусинтетических и синтетических топлив и масел для ДВС, технологий получения нефтехимической и композитной продукции с принципиально новыми свойствами, новые поколения катализаторов и нефтезаводского оборудования, а также снижение

тоннажности и повышение гибкости технологических схем предприятий по переработке углеводородов;

- новые технологии потребления энергоресурсов на цели отопления и энергогенерации, включая современные физические принципы учета и электронное регулирование уровней потребления энергоносителей;
- экономически эффективные технологические процессы, расширяющие использование вторичных источников энергии и сырья, включая переработку пластических масс и композитных материалов;
- увеличение доли современных угольных технологий (кипящий слой и т.п.) и неуглеродных энергоисточников как резервных и дополнительных мощностей, с учетом климатических особенностей и структуры потребления энергоносителей в различных видах бизнеса и домашних хозяйствах;
- управление технологическими процессами ТЭК в режиме реального времени, на основе многомерных моделей и новых технологий передачи и защиты информации².

Проблема заключается в том, что в отрасли уже сформировался консенсус среди специалистов относительно того, какие направления научно-технологического развития ТЭК и нефтегазового комплекса считать перспективными. Тем не менее, автору неизвестны оценки предстоящих масштабах их внедрения и разработки, учитывая ряд принципиальных развилки, только частично обусловленных уровнем мировых цен. Перечислим основные развилки, которые ожидаются на горизонте 10–15 лет и частично отражались в проектах Энергетической стратегии России на период до 2035 года:

- между соотношением цены и

фактической себестоимости (издержек) добычи и транспортировки органического топлива в России и остальном мире;

- между соотношением цен на органическое топливо (нефть, газ, уголь) и на топливо и энергию, получаемые из альтернативных источников;
- между технологической доступностью традиционных и «альтернативных» энергоносителей в различных регионах мира;
- между уровнем инвестиций в новые технологии компаниями ТЭК и их доходами от различных видов бизнеса;
- между соотношением уровней издержек на освоение углеводородных ресурсов различной степени технологической сложности (шельф, большие глубины, низкопроницаемые коллектора и иные т.н. нетрадиционные запасы нефти и газа), в том числе, по различным регионам мира;
- между запасами традиционных и нетрадиционных коллекторов нефти и газа, включая принципиальный вопрос об обеспеченности запасами новой отрасли — добычи сланцевого газа в США и Восточной Европе.

Подобный список альтернатив можно выстроить для производства моторных топлив, путей обеспечения энергоэффективности, экологических и климатических аспектов функционирования энергетики в начале-середине XXI века. Выбор между магистральными направлениями технологического развития ТЭК в зависимости от их стоимости и располагаемых ресурсов, будет диктовать уровень инвестиций компаний в новые технологии и меры их государственной поддержки; одновременно большое число дорогостоящих технологических альтернатив существенно увеличивает цену ошибки и для государства, и для компаний. Но насколько известно автору, сценарных исследований по альтернативным вариантам развития технологий ТЭК в первой половине XXI столетия — отечественными исследователями

² Данные тенденции выделены автором настоящей статьи на основе материалов [9], проекта ЭС-2035 и работ ИНИ РАН.

скими организациями практически не проводилось. Наиболее распространенной формой осуществления долгосрочных исследований технологий ТЭК является прогноз и его наиболее сложная, комплексная разновидность — Форсайт.

В отличие от сценария, прогноз (от греч. *prognosis*, предвидение, предсказание) — это «...вероятностное суждение о будущем состоянии какого-либо процесса или явления. ...термин «прогноз» выступает как синоним предсказания или Предвидения, но чаще всего используется для обозначения их частных случаев, когда речь идет о достаточно конкретных событиях с указанием более или менее точных сроков их наступления или ненаступления. Различают прогноз качественный и количественный, краткосрочный и долгосрочный, поисковый и нормативный. Поисковым прогнозом называется попытка на основе анализа имеющихся тенденций выявить перспективы их развития; нормативный — это «прогноз наоборот», когда, исходя из заранее поставленной цели, пытаются спрогнозировать возможные пути ее достижения. На сегодняшний день существуют пять основных способов получения прогнозов: экстраполяция, историческая аналогия, компьютерное моделирование, экспертная оценка и «сценарий будущего». Математическая теория прогноза была создана основоположником кибернетики Норбертом Винером» (цит. по [10]).

Возможны различные соотношения между прогнозами и сценариями, так как и то, и другое относится к оценке и расчету будущих параметров. Прогноз может охватывать все пространство сценариев, которые удалось рассчитать как множество состояний системы через заданный промежуток времени, если цель дальнейших действий заказчика — получить представление обо всех возможных состояниях системы в заданный период времени.

Наиболее распространенным методом, обрабатывающим как прави-

ло один сценарий из ряда возможных, является Форсайт. Зародился он около 50 лет назад в американской корпорации RAND, где использовался сначала для определения перспективных военных технологий. В 1950–1960-е годы, столкнувшись с недостаточностью традиционных прогностических методов (количественные модели, экстраполяция существующих тенденций и т.п.), специалисты компании RAND разработали метод «Дельфи» на базе многоуровневых анкетных опросов экспертов с обратной связью. Стандартное число участников опросов (в современной модификации — экспертных панелей) составляет 200–300 человек (см., например, эти цифры по [11], со ссылкой на семинар Georgia Institute of Technology. Jan Youtie, Philip Shapira, Aselia Urman-betova and Jue Wang). Краткая история «будущего» промышленности: ретроспективный обзор прогнозов для технологий в промышленной отрасли в США с 1950–2007 годов. Для генерации исходных экспертных оценок используются такие методы, как качественный анализ, экстраполяция, обработка и контент-анализ патентных заявок либо публикаций в научных изданиях, кластерный анализ, специализированные модели типа CAMELS и другие. Далее результаты анкетирования подвергаются обработке с помощью методов математической статистики и эконометрики, сутью такой обработки является исключение из всего массива экспертных оценок крайних значений показателя, полученных по итогам анкетирования, проверка попадания результатов анкетирования в нормальное распределение, построение корреляционно-регрессионных зависимостей между ответами экспертов на различные вопросы.

Общим для различных методов, включаемых в Форсайт-исследование, является то, что логика и технология их применения обеспечивают получение безальтернативных средних и среднегрупповых показатели и множество точек, концентрирую-

щихся вокруг среднего значения (ожидания), образуя преобладающий тренд.

Благодаря отбраковке крайних оценок и не согласованных с солидарным экспертным мнением оценок (что заложено на уровне математическо-статистической обработке данных и их приведения к допустимой вариации не более 33%), в процессе проведения экспертной панели выстраивается единственный сценарий. Поле возможных альтернатив сужается до единственного сценария, внутри которого и продолжают работать эксперты. Отсюда же вытекает и основной источник уязвимости прогнозов: любой прогноз может считаться релевантным только при сохранении исходных условий, зафиксированных на этапе его построения. Изменение и пересмотр исходных условий может потребовать исследователей вернуться от прогнозных разработок к сценариям.

В качестве критерия эффективности прогноза, применительно к прикладным исследованиям, должна быть его сходимость, понимаемая как реалистичность, соответствие расчетных результатов и исходных условий фактически достигнутым характеристикам системы. Для управленческой практики сходимость означает отсутствие необходимости пересмотра основных параметров прогнозного исследования в течение нескольких лет, сопоставимых с горизонтом прогноза, см. по работе [11] Форсайт-исследование, или иной долгосрочный прогноз, предваряет ведомственную или корпоративную стратегию. Подобная работа ведется в НИУ-ВШЭ совместно с Минпромторгом и Минобрнауки по разным направлениям, включая долгосрочное развитие нефтехимической промышленности.

Стратегия, применительно к практике прикладных исследований — это официально утверждаемый органами власти или внутренний документ компании, в котором, как сказано в [9], задается «...курс долгосрочного развития... независимый

от широкого поля прогнозов долгосрочного изменения внешних и внутренних условий». Стратегия, по мнению авторов, исходит не из адаптации Российского энергетического сектора к внешним условиям, а из целевой модели его перспективного развития, опирающуюся на устойчивую систему поэтапных целевых индикаторов его развития». Главный критерий отличия стратегии от прогноза и сценария то, что в ней появляется субъективная воля, сформулированная в форме целей, интересов, методов и принципов работы компании и, в соответствии с ними — ее реакции на внешние из-

менения.

Зарубежные школы, ориентированные на экономику с меньшей долей государственного участия, нежели в России, предлагают иную трактовку стратегии. В основе построения стратегии по Г. Минцбергу [2], должно лежать признание того факта, что управленец имеет дело не с «неопределенностью», а с «неизвестностью», понимаемой как работа в таких условиях, которые не могли быть учтены ни в одном из ранее разработанных сценариев. Но и в подобной, стихийно-агностической системе представлений о взаимоотношениях компа-

нии и ее внешней среды, сценарные исследования способны сформировать заблаговременное представление у управленцев по крайней мере, о некоторых возможностях или угрозах. Принципиальный аргумент в пользу необходимости работы с альтернативными сценариями прежде чем переходить к детальному построению прогнозов и обоснованию стратегических решений является и то, что сценарные исследования, проводимые на ранних стадиях исследовательского цикла, как правило, оказываются дешевле организации и проведения Форсайт-иссле-

* * *

Изложенный материал позволяет сделать следующие выводы.

1. Успешные долгосрочные стратегии невозможны без методологии, адекватной современным вызовам и угрозам, стоящим перед экономикой и энергетикой. В рамках уточнения методологического аппарата долгосрочных исследований применительно к современной экономике, автором были уточнены содержание и иерархия терминов «сценарии», «прогноз», «стратегия», использующихся в СМИ и профессиональной литературе. Построение пространства сценариев как поиска новых возможностей и угроз для органов государственного управления или крупных компаний важно тем, что позволяет разработчикам стратегий выйти за рамки стереотипных представлений и учитывать все многообразие потенциально эффективных инвестиций, в том числе, и в новые технологии.

С другой стороны, уточнение сути и содержательного наполнения сценарного этапа долгосрочных исследований применительно к известным автору прикладным работам, выявило недостаток исследований по проблематике технологического развития нефтегазового комплекса. Чаще всего, разработка и обсуждение сценариев долгосрочного технологи-

ческого развития подменяются Форсайтом, т.е., квалифицированной деловой проработкой единственного альтернативного сценария. Тем самым, в самом экспертном сообществе создается дефицит стратегических альтернатив для ключевого комплекса отечественной экономики.

2. Сценарий и прогноз являются самостоятельными этапами исследований, предваряющих формирование государственных и корпоративных стратегических документов. Вместе с тем, сценарии — в процессе их обсуждения и обнародования — выполняют и самостоятельную практическую функцию: их разработчики, исследовательские организации, информируют экспертное сообщество и в известной мере генерируют ожидания относительно будущих направлений инвестирования и их государственной поддержки. Поэтому важным принципом проведения сценарных исследований является гарантия суверенитета, реализации и сочетания общественных и корпоративных интересов, которая с методологической точки зрения означает четкое разграничение внутренних и внешних параметров, а также процессов, находящихся внутри и вне сферы контроля государства или крупной компании.

3. Необходимым критерием качественно построенного сценария является его верифицируемость, понимаемая как возможность проверки параметров как на соотношение с окружающей действительностью, так и на обоснованность заложенных в него ресурсных оценок, а также методов и результатов альтернативным методом. К признакам качественно выполненного сценарного исследования также следует отнести четкую структуру представления исходных параметров и результатов (массив для выгрузки данных), логическую непротиворечивость и отсутствие очевидных фактологических и методологических ошибок, допущенных под давлением организации-заказчика.

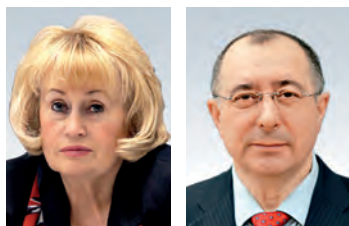
Было бы обоснованным решением со стороны Минэнерго России, других органов исполнительной власти, проводить сценарные исследования по проблематике технологического развития крупных компаний ТЭК на начальном этапе любых исследований прогнозного или стратегического характера, а также для обоснования принимаемых решений, например ежегодного утверждения инвестиционных программ компаний, контролируемых государством.

Список литературы:

1. Литературная энциклопедия. В 11 т. / Под ред. В.М. Фриче, А.В. Луначарского. — М.: Изд-во Коммунистической академии, Советская энциклопедия, Художественная литература, 1929–1939.
2. *Mintzberg H., Quinn J., Lampel J.* The Strategy Process, 2002.
3. *Roberts F.S.* Building an energy demand sigraph // RAND Corp. Report R-927/2, 1974.
4. *Мукин С.В.* Методология разработки сценариев социально-экономического развития // Вестник Тамбовского государственного университета. 2009, вып. 7 (75).
5. *Комков Н.И., Селин В.С., Цукерман В.А. Ивантер В.В., Суслов В.И.* Инновационная экономика // Энциклопедический словарь-справочник ИМП РАН. — М.: МАКС Пресс, 2012.
6. *Широв А.А., Гусев М.С.* Разработка сценарных условий как ключевой этап подготовки экономического прогноза // Проблемы прогнозирования. 2011, № 1.
7. Электронная платформа «Прогноз» для сценариев моделирования себестоимости. — URL: http://www.plam.ru/bislit/investicionnye_proekty_ot_modelirovaniya_do_realizacii/p4.php (дата обращения — 13.12. 2015 г.).
8. *Кононов Д.А., Косяченко С.А., Кульба В.В.* Основы сценарного исчисления и его приложения / Труды международной юбилейной конференции «Теория активных систем», 15–17 ноября 1999 г. — М.: СИНТЕГ, 1999.
9. *Дмитриевский А. Н., Комков Н. И., Мастепанов А.М., Кротова М.В.* Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. Н.И. Комкова и А.М. Мастепанова. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013.
10. *Суворов О.В.* Новая философская энциклопедия. В 4-х т. / Под ред. В. С. Степина. — М.: Мысль, 2001.
11. «Анализ сходимости прогнозов научно-технологического развития, выполненных на базе различных методологических подходов». Доклад по результатам НИР в рамках комплекса работ по долгосрочному прогнозу важнейших направлений научно-технологического развития на период до 2030 года. — М.: НИУ-ВШЭ, 2011.

Resources:

1. Literary encyclopedia. In 11 t. / Ed. V.M. Frich, A.V. Lunacharsky. — M.: Publishing house of Communistic academy, Soviet encyclopedia, Fiction, 1929–1939.
2. *Mintzberg H., Quinn J., Lampel J.* The Strategy Process, 2002.
3. *Roberts F.S.* Building an energy demand sigraph // RAND Corp. Report R-927/2, 1974.
4. *Mukin S.V.* Methodology of development of scenarios of social and economic development // Journal of the Tambov State University, release 7 (75), 2009.
5. *Lumps N.I., Selin V.S., Zuckerman V.A., Ivanter V.V., Suslov V.I.* Innovative economy // Encyclopedic dictionary reference book, INP. — M.: MAX. Press, 2012.
6. *Shirov A.A., Gusev M.S.* Development of scenario conditions as key stage of preparation of the economic forecast // Problem of forecasting. 2011, № 1.
7. The electronic Forecast platform for scenarios of modeling of prime cost. — URL: http://www.plam.ru/bislit/investicionnye_proekty_ot_modelirovaniya_do_realizacii/p4.php (date of the address — 13.12. 2015).
8. *Kononov D.A., Kosyachenko S.A., Kulba V.V.* Bases of scenario calculation and its application // Works of the international anniversary conference «Theory of Active Systems», 15–17.11.1999. — M.: SINTEG, 1999.
9. *Dmitriyevsky A.N., Komkov N.I., Mastepanov A.M., Krotova M.V.* Resource and innovative development of economy of Russia / Ed. N.I. Komkov, A.M. Mastepanov. — M.: Research Center Reguljarnaya i haoticheskaya dinamika, Institute of computer researches, 2013.
10. *Suvorov O.V.* New philosophical encyclopedia. In 4 vol. / Ed. V.S. Stepin. — M.: Mysl, 2001.
11. «The analysis of convergence of the forecasts of scientific and technological development executed on the basis of various methodological approaches» / The Report by results of NIR within a complex of works on the long-term forecast of the major directions of scientific and technological development for the period to 2030, Higher School of Economics National Research University. — Moscow, 2011.



УДК 346.7; 378.2
dogeim@gmail.com

О подготовке юридических кадров по специальности «Энергетическое право»

Л.И. Шевченко, профессор кафедры Правового регулирования ТЭК Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО (Университет) МИД РФ, доктор юридических наук, заслуженный юрист Российской Федерации

А.И. Грищенко, доцент кафедры Правового регулирования ТЭК Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО (Университет) МИД РФ, первый заместитель главного редактора журнала «Энергетическое право», кандидат юридических наук

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы подготовки юристов в сфере энергетики. Обращено внимание на важность этого направления в юридическом образовании и на некоторые проблемы несовершенства в этом вопросе.

Ключевые слова: юридическое образование, правовая система, энергетическое право, комплексная отрасль права, учебная дисциплина, юрист в сфере энергетики.

Training of legal personnel with a degree in «Energy law»

L.I. Shevchenko, Professor of the Department of Legal Regulation of Fuel and Energy, International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO University, LLD, Honored Lawyer of the Russian Federation

A.I. Grishenko, Associate professor of the Department of Legal Regulation of Fuel and Energy, International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO University, First deputy to the editor-in-chief of the «Energy law» journal, Candidate of legal sciences

Abstract. This article is devoted to the main problems of training the legal personnel in the sphere of energy. Special attention is paid to the importance of this issue in the legal education and to some problems to be worked on.

Key words: legal education, legal system, energy law, complex branch of law, academic discipline, energy law attorney.

В современный период особую значимость приобретают экономические и правовые проблемы, возникающие в сфере энергетики, поскольку дальнейшее развитие как мировой экономики в целом, так и экономики России неразрывно связано с максимально эффективным использованием природных энергетических ресурсов. Как отмечается Энергетической стратегией России до 2030 года, потенциал энергетического сектора экономики является основой устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содей-

ствия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Успешное их решение обуславливает необходимость кардинального изменения форм и методов правовой регламентации многообразных общественных отношений, которые складываются в данной сфере. На сегодня указанные отношения регулируются огромным количеством нормативных правовых актов различной отраслевой принадлежности. При этом, отсутствует четко выстроенная их система, имеется множество пробелов и противоречий при решении ряда во-

просов, в силу этого в недостаточной степени проявляются возможности использования договорного регулирования в сфере товарооборота энергетических ресурсов.

Дальнейшее обновление нормативной правовой базы в указанной сфере должно осуществляться на основе разработанной общей экономической и правовой концепции развития энергетики и энергетического законодательства и должно опираться на накопленный законодательный опыт России и зарубежных стран, учитывать успешную международную практику в этом направлении.

Энергетика как отрасль экономики и существующие в рамках указанной отрасли общественные отношения по выработке, распределению, передаче, использованию (потреблению) энергии представляют собой основу регулирования таких нормами энергетического права. Однако, относительно понимания энергетического права в науке не выработано единство мнений. Важно установить, является ли энергетическое право отдельной отраслью (интегрированной и комплексной) со своим специфическим предметом регулирования либо простой совокупностью правовых предписаний. При всех различиях в позициях ученых, всеми отмечается тот факт, что существующее в Российской Федерации энергетическое законодательство не является достаточным для эффективного регулирования широкого спектра отношений в сфере энергетики, охватывающий весь производственно-сбытовой цикл энергетического бизнеса — поиск, разведку, добычу, преобразование, транспортировку, распределение и потребление энергетических ресурсов¹.

При всех различиях в подходах к решению проблемы систематизации энергетического законодательства в целом оно должно представлять собой интегрированный комплекс системы законодательства Российской Федерации, совокупность нормативных правовых актов, регулирующих отношения, возникающие в сфере организации и функционирования топливно-энергетического комплекса экономики России.

Несомненно, что проведение работы по систематизации действующего энергетического законодательства потребует его гармонизации с международными энергетическими нормами и стандартами, закрепленными, прежде всего, законодательными актами Европейского

Союза, что будет способствовать повышению уровня международного сотрудничества России в этой сфере.

Таким образом, одной из важнейших проблем, требующих своего разрешения, является создание более совершенной системы энергетического законодательства на основе переосмысления имеющихся научных положений, в также разработки и обоснования новых, касающихся широкого спектра проблем, возникающих в сфере топливно-энергетического комплекса экономики. В настоящее время наблюдается активизация как исследований в области регулирования энергетики по российскому и зарубежному праву, изучение ее международно-правовых аспектов, так и системного анализа понятия энергетического права как комплексной отрасли права, законодательства, самостоятельного направления юридической науки и учебной дисциплины.

Другая немаловажная проблема — подготовка квалифицированных юридических кадров, специализирующихся в области энергетического права, для работы в ведущих российских и международных нефтегазовых и иных энергетических компаниях, способных обеспечивать грамотное применение сложной системы энергетического законодательства, реализацию российскими компаниями топливно-энергетического комплекса экономики масштабных проектов в России и за рубежом, осуществлять деятельность по правовому обеспечению международного энергетического сотрудничества.

До середины 2000-х годов ни один вуз страны не осуществлял подготовку юристов целенаправленно для работы в сфере топливно-энергетического комплекса. Такая подготовка осуществлялась только в рамках специализации отдельных ее направлений в рамках образовательных процессов на международно-правовом факультете МГИМО (У) МИД России, юридическом факультете МГУ им. М.В. Ломоносова, юридическом факультете Российского

государственного университета нефти и газа имю И.М.Губкина.

В настоящий период целенаправленная подготовка юристов для работы в сфере энергетики осуществляется только в двух вузах: МГИМО (Университет) МИД России на базе Международного института энергетической политики и дипломатии (МИЭП) и Московского государственного юридического университета им. О.Е. Кутафина (МГЮА).

Для качественной подготовки юристов в сфере энергетики указанные высшие учебные заведения России создали специализированные структуры и кафедры. В рамках МГЮА было создано специальное подразделение — Институт энергетического права. В МГИМО в 2000 году был создан МИЭП, в структуре которого в 2006 году была создана кафедра правового регулирования ТЭК.

В указанных вузах в образовательные стандарты в обязательную часть включены дисциплины, которые составляют фундаментальную основу подготовки юристов, вариативная часть — определяется самим вузом с учетом целевой направленности подготовки данных специалистов, определяемой, как правило, программой магистерской подготовки. По каждой учебной дисциплине подготовлена и утверждена в установленном порядке программа, соответствующая требованиям ФГОС ВПО «Юриспруденция» (в МГИМО также образовательному стандарту высшего образования МГИМО (У) МИД России по направлению подготовки 40.04.01 «Юриспруденция»).

В Институте энергетического права МГЮА наряду с теоретической подготовкой в области юриспруденции предполагается изучение специальных дисциплин, например, «Энергетическая стратегия РФ», «Правовое регулирование обеспечения энергетической безопасности», «Правовое обеспечение топливно-энергетического комплекса» и др.²

² Пастухова Н.Б. Новая жизнь энергетического права // Юрист. 2011. № 11. — С. 39–40.

¹ Шевченко Л.И. Актуальные направления в исследовании проблем, связанных с совершенствованием правового регулирования отношений в сфере энергетики // Юрист. 2011. № 11. — С. 11–17.

Особо хотелось бы остановиться на подготовке магистрантов юриспруденции для сферы энергетики. Подготовка магистра юриспруденции является подготовкой специалиста с высшим профессиональным образованием второго уровня. Процесс подготовки имеет сокращенный период по сравнению с подготовкой бакалавра и осуществляется по двухгодичной программе. В МИЭП МГИМО — Университете подготовка магистров юриспруденции для сферы энергетики осуществляется в рамках магистерской программы «Правовое обеспечение энергетического сотрудничества и освоения нефтегазовых ресурсов Арктики»³. МИЭП обратил внимание на то, что ведущие нефтегазовые и другие энергетические компании испытывают большую потребность в квалифицированных юристах — международниках.

Преимущества магистерской программы «Правовое обеспечение энергетического сотрудничества и освоения нефтегазовых ресурсов Арктики» заключается в том, что она отличается от других магистерских программ по данному направлению: она построена на профессионально-ориентированной подготовке магистрантов со знанием иностранных языков.

Основной задачей кафедры является организация и осуществление на высоком уровне учебной, учебно-методической работы, связанной с подготовкой специалистов по правовым аспектам деятельности ТЭК и международного сотрудничества, обладающих глубокими теоретическими и практическими знаниями, умениями и навыками.

Преподавательский состав кафедры представляет собой синтез

академического опыта и опыта практической деятельности в государственных структурах и энергетических компаниях, к чтению лекций привлекаются зарубежные ученые, мастер-классы проводятся руководителями ведущих энергетических компаний России. Практикуется чтение лекций на английском языке.

Практическая ориентированность деятельности кафедры проявляется также в организации и активном применении таких форм обучения как практикумы, представляющие собой курсы лекции по определенной конкретизированной проблематике, имеющей практическую значимость, и практические занятия, проводимые практикующими юристами-специалистами энергетических компаний.

Рабочий учебный план по магистерской программе «Правовое обеспечение энергетического сотрудничества и освоения нефтегазовых ресурсов Арктики» подготовлен в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению «Юриспруденция» и образовательным стандартом МГИМО, включает в себя общенаучный и профессиональные циклы. Содержит 34 дисциплины, 29 из них — курсы специализации в области правового обеспечения энергетического сотрудничества. Для улучшения подготовки юристов для сферы энергетики был подготовлен и издан ряд учебных пособий и монографий⁴, в текущем году запланировано издание еще ряда работ по учебным дисциплинам.

В процессе преподавания курсов специализации приходится учитывать, что правовая регламентация отношений в этой сфере экономики в особой мере основана на сочетании и взаимодействии публично-

правовых и частно-правовых способов регулирования, что в целом отражает и ныне существующее энергетическое законодательство. Предпринимательская свобода должна сочетаться с государственными (общественными) интересами. Государство на законодательном уровне должно обеспечить стабильность, безопасность, доступность источников энергии, экономичность и эффективность их использовании с учетом национальных интересов. Не менее важным является усиление требований к выполнению субъектами энергетической отрасли обязательств относительно уменьшения загрязнения окружающей среды и обеспечения реализации требований в сфере техногенной безопасности ТЭК, повышение ответственности субъектов, осуществляющих деятельность в сфере энергетического рынка, а в целом проработка проблем энергетической экологии. Указанные проблемы рассматриваются в рамках различных курсов, прежде всего, «Государственное регулирование и контроль в сфере энергетики», «Конкуренция и антимонопольное регулирование в сфере энергетики», «Энергетические рынки» и др.

Особое внимание по программе уделяется международно-правовым аспектам охраны окружающей среды, анализу экологических аспектов устойчивого развития энергетики; правовому обеспечению энергетической безопасности, использованию недр континентального шельфа, прокладки и эксплуатации трансграничных трубопроводов. Такой подход объясняется тем, что деятельность в сфере ТЭК тесно связана с вопросами экологии. В зарубежных странах (США, Канада, Франция, Германия) происходит сближение энергетического права с экологическим правом. Причиной такого интегрированного подхода к изучению соответствующих дисциплин кроется в обеспокоенности мирового сообщества проблемами глобального потепления, изменения климата, экологической безопасно-

³ См.: Грищенко А.И., Шевченко Л.И. Опыт разработки и реализации магистерской программы «Правовое регулирование международного энергетического сотрудничества» // Энергетическое право. 2013, № 2. — С. 19–21; Шевченко Л.И. Некоторые направления реализации магистерской подготовки по программе «Правовое обеспечение энергетического сотрудничества и освоения нефтегазовых ресурсов Арктики» // Право и образование. 2015, № 9–10.

⁴ Шевченко Л.И. Договорные отношения в сфере энергетики. Монография. МГИМО (У) МИД России. — М.: МГИМО-Университет, 2015. — 219 с.; Гудков И.В., Селиверстов С.С. Энергетическое право Европейского союза: Учебник для студентов вузов. — М.: Изд-во «Аспект Пресс», 2014. — 288 с.

сти, а именно воздействием энергоисточников на окружающую среду и здоровье человека, что особенно актуально для атомной энергетики. Указанные проблемы рассматриваются при преподавании таких курсов, как «Актуальные проблемы недропользования», «Правовые проблемы использования атомной энергии»⁵.

Поскольку в современных условиях рыночной экономики большое значение приобретают проблемы договорного права, программой уделяется повышенное внимание изучению контрактного права. Известно, что правовыми актами предусмотрена возможность использования в сфере энергетического оборота различных договорных конструкций: договора купли продажи, поставки, энергоснабжения, транспортировки, энергосервисных соглашений, смешанных договоров, договоров на оказание услуг и др.

Значительное внимание в программе уделяется изучению правовых аспектов международного энергетического сотрудничества, включая международную торговлю в ТЭК, особенностям правового регулирования энергетического сотрудничества со странами СНГ и другими зарубежными государствами, проблемам международного сотрудничества в сфере возобновляемых источ-

ников энергии, правовым вопросам регулирования морской транспортировки нефти и нефтепродуктов и др.

Особую значимость на кафедре придается преподаванию таких курсов специализации, как «Арктическое право», «Национально-правовые подходы к развитию Арктических территорий в России и зарубежных государствах». Арктическая проблематика является приоритетной в современной науке как в России, так и в зарубежных странах. Правовое обеспечение экологической безопасности используется и как весомый фактор продвижения своих позиций со стороны государств в арктическом регионе. Возрастающий интерес к научной и хозяйственной деятельности в этом регионе находит отражение и в выдвигании арктическими государствами новых идей распространения юрисдикции на северные полярные территории, а также формирование новых правовых оснований для определения статуса арктических пространств. В зарубежных странах интерес к правовым вопросам, связанным с использованием арктических ресурсов, в последнее время значительно возрос. В том числе разрабатываются различные правовые концепции, направленные на разрешение сложившегося секторального подхода, что объективно

ведет к нарушению правовой стабильности Арктики. Подготовка высококвалифицированных юристов в рамках магистратуры будет способствовать развитию правовых основ освоения арктических территорий, разработке национально-правовых подходов к развитию арктических территорий, создаст правовую основу для эффективного делового партнерства России с другими арктическими государствами.

Итогом обучения студентов по магистерской программе является прохождение практики в энергетических компаниях и подготовка магистерских диссертаций, по актуальным в сфере энергетического права проблемам.

Взаимодействие с ведущими кафедрами МГИМО (У), привлечение к учебному процессу известных ученых российских и зарубежных, экспертов — практиков ключевых энергетических компаний, проведение с их участием научно-практических конференций и форумов по проблемам энергетического права, позволяет обеспечить усиленную фундаментальную подготовку магистрантов, широкую сферу прикладного применения полученных ими знаний и компетенций в целях приобретения высокой профессиональной квалификации юриста для работы в сфере энергетики.

Литература

1. Шевченко Л.И. Актуальные направления в исследовании проблем, связанных с совершенствованием правового регулирования отношений в сфере энергетики // Юрист. 2011, № 11. — С. 11–17.
2. Пастухова Н.Б. Новая жизнь энергетического права // Юрист. 2011, № 11. С. 39–40.
3. Грищенко А.И., Шевченко Л.И. Опыт разработки и реализации магистерской программы «Правовое регулирование международного энергетического сотрудничества» // Энергетическое право. 2013, № 2. — С. 19–21.
4. Шевченко Л.И. Некоторые направления реализации магистерской подготовки по программе «Правовое обеспечение энергетического сотрудничества и освоения нефтегазовых ресурсов Арктики» // Право и образование. 2015, № 9–10.
5. Шевченко Л.И. Договорные отношения в сфере энергетики. Монография МГИМО (У) МИД России. — М.: МГИМО-Университет, 2015. — 219 с.
6. Гудков И.В., Селиверстов С.С. Энергетическое право Европейского Союза. Учебник для студентов вузов. — М.: Изд-во «Аспект Пресс», 2014. — 288 с.
7. Грищенко А.И. Основные проблемы совершенствования атомного законодательства России на современном этапе // Юрист. 2011, № 11. С. 17–20.

⁵ Грищенко А.И. Основные проблемы совершенствования атомного законодательства России на современном этапе // Юрист. 2011, № 11. — С. 17–20.

References:

1. *Shevchenko L.I.* Relevant issues in studying the problems, connected with improvement of legal regulation of relationships in the energy sphere [Aktualniye napravleniya v issledovanii problem, svyazaniih s sovershenstvovaniem pravovogo regulirovaniya otnoshenii v sfere energetiki] // Jurist. 2011, № 11. — P. 11–17.
2. *Pastuhova N.B.* New life of energy law [Novaya zizn energeticheskogo prava] // Jurist. 2011, № 11. — P. 39–40.
3. *Grishenko, A.I., Shevchenko L.I.* Experience of development and implementation of master's degree program «Legal regulation of international energy cooperation» [Opiyt razrabotki i realizazii masterskoi programmi «Pravovoe regulirovanie mezhdunarodnogo enegeticheskogo sotrudnichestva»] // Energeticheskoe pravo. 2013, № 2. — P. 19–21.
4. *Shevchenko L.I.* Particular aspects of implementation of master's degree program «Legal groundwork for energy cooperation and oil and gas resources development in the Arctic» [Nekotorie napravleniya realizazii masterskoi podgotovki po programme «Pravovoe obezpechenie energeticheskogo sotrudnichestva i osvoeniya neftegazovih resursov Arktiki»] // Pravo i obrazovanie. 2015, № 9–10.
5. *Shevchenko L.I.* Contractual relationships in the energy sphere. Monograph. Moscow State Institute of International Relations [Dogovornie otnosheniya v sfere energetiki: monografiya, Moskovskii institut Mezhdunarodnih Otnoshenii]. Moscow: MGIMO University, 2015. — P. 219.
6. *Gudkov I.V., Seliverstov S.S.* Energy law of the European Union: manual for university students [Energeticheskoe pravo Evropeiskogo soiuza: Uchebnik dliya studentov vyuzov]. — Moscow: Aspekt Press, 2014. — P. 288.
7. *Grishenko A.I.* Key problems of improvement of Russian nuclear legislation at the modern stage [Osnovnie problemi sovershenstvovaniya atomnogo zakonodatelstva Rossii na sovremennom etape] // Jurist. 2011, № 11. — P. 17–20.

К истории строительства экспортного газопровода «Уренгой – Помары – Ужгород»

ССЭИ (ФИЛИАЛ) РЭУ ИМ. Г.В. ПЛЕХАНОВА

Е.И. Демидова, заведующий кафедрой истории, философии и политологии, доктор исторических наук, профессор

А.В. Захаров, профессор кафедры истории, философии и политологии, доктор исторических наук

Е.А. Ефимова, доцент кафедры истории, философии и политологии, кандидат исторических наук

Аннотация. Экспортный газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород» стал одним из грандиозных проектов, успешно осуществленных в Советском Союзе в начале 1980-х годов. При его проектировании и строительстве применялись новейшие технологии и оборудование, что позволило ему стать уникальным сооружением мировой газовой индустрии того времени. Газопровод был объектом пристального внимания со стороны многих западных государств, так как поставки природного газа в Европу не только сулили экономические выгоды СССР и странам-импортерам, но и влияли на геополитическую обстановку в регионе.

Ключевые слова: экспорт газа, газопровод, контракт «газ–трубы», санкции, комплексный технологический поток, компрессорная станция.

The history of the construction of the export pipeline «Urengoy – Pomary – Uzhgorod»

SEI (BRANCH) REU THEM. G.V. PLEKHANOV

E.I. Demidova, Head of the Department of history, philosophy and political science, doctor of historical Sciences, Professor

A.V. Zakharov, Professor of the Department of history, philosophy and political science, Doctor of historical Sciences

Abstract. Export gas pipeline «Urengoy – Pomary – Uzhgorod» has become one of the most ambitious projects successfully implemented in the Soviet Union in the early 1980-ies. During its design and construction used the latest technology and equipment that allowed him to become the unique construction of the world gas industry at the time. The gas pipeline was the object of attention from many Western States, as the supply of natural gas to Europe not only promised economic benefits of the Soviet Union and importing countries, but also influenced the geopolitical situation in the region.

Key words: gas export pipeline, the contract «gas–pipe», sanctions, complex process stream, compressor station.

Открытие в середине 1960-х годов уникального по своим запасам Уренгойского месторождения стало новым этапом развития отечественной газовой отрасли. Огромный потенциал месторождения правительство СССР решило использовать не только для обеспечения внутренних потребностей страны, но и для экспорта с целью пополнения государственного бюджета. Экономическая целесообразность данного проекта была обоснована необходимостью импорта труб, газоперекачивающих

агрегатов, запорной арматуры, новейшей строительной техники и другого оборудования, которых для дальнейшего прогресса газовой индустрии в предполагаемых масштабах страна пока не имела. Кроме того, реализация этих планов позволила бы наладить отношения с ФРГ и другими странами Западной Европой.

Попытки установления долгосрочных соглашений между советскими внешнеторговыми организациями и немецкими фирмами на поставку труб большого диаметра

предпринимались еще в 1960 году. Однако из-за сильного давления со стороны США, которые опасались усиления влияния СССР в Европе, реализация этих контрактов была остановлена. В 1969 году Советский Союз предложил немецкой стороне новое соглашение «газ–трубы», которое впоследствии вошло в историю как «сделка века». В результате труднейших дипломатических переговоров 1 февраля 1970 года был подписан многосторонний договор о крупномасштабных поставках га-



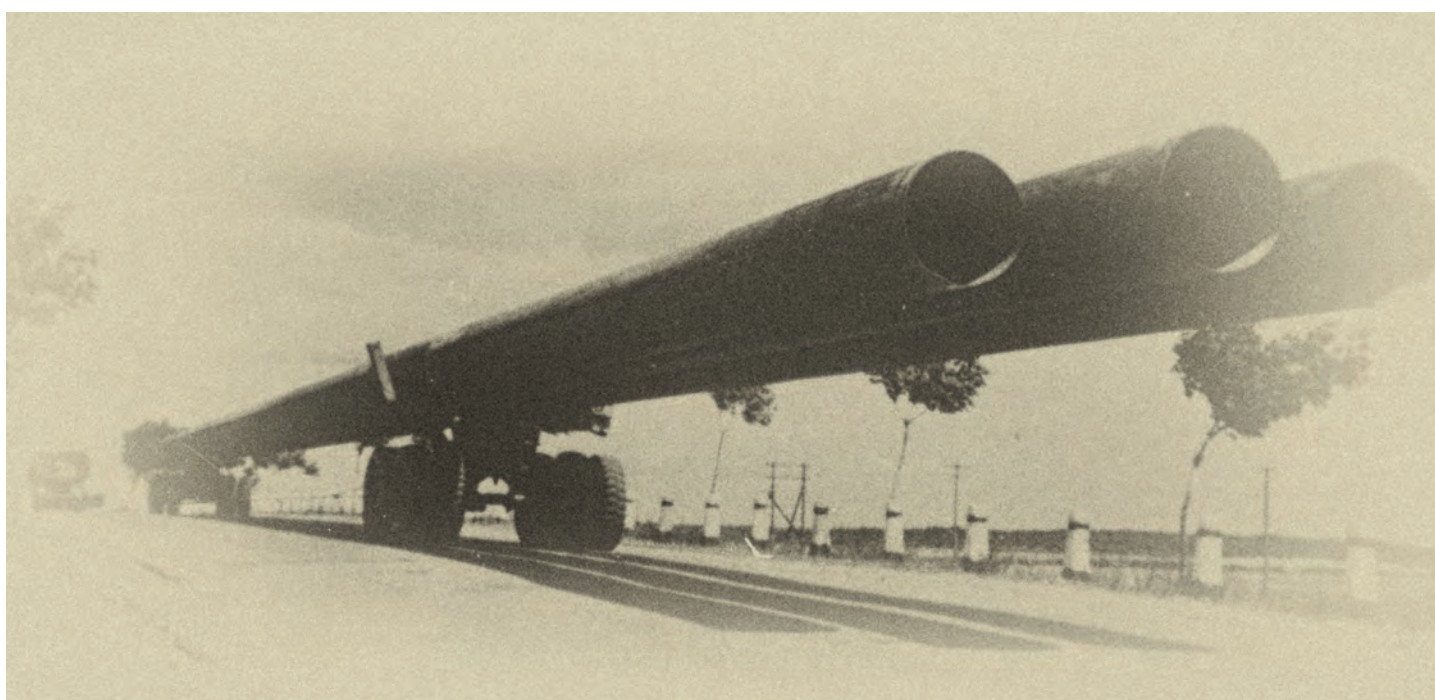
за, по которому немецкая компания Mannesmann обязывалась поставлять 1,2 млн т труб большого диаметра в счет ежегодных поставок 3 млрд м³ газа в Западную Германию. Прямым участником сделки стал концерн Ruhrgas. По заключенному с ним контракту голубое топливо поставлялось по фиксированной цене до границы с Германией в счет уплаты за импортируемые в

СССР трубы. Финансировал сделку Deutsche Bank, который предоставил кредит в размере 1,2 млрд марок.

«Сделка века» была взаимовыгодна обеим странам. Советский Союз получал все необходимое для дальнейшего освоения газовых кладовых Западной Сибири, в том числе и кредиты на это. Кроме того, проект сулил огромные перспективы в будущем и, прежде всего, валютные

поступления в государственный бюджет. Германия, не только получала постоянный сбыт для продукции металлургической промышленности, обеспечивала рабочими местами тысячи людей разных профессий, но и, покупая дешевый газ по фиксированной цене на протяжении 25 лет, реализовывала его по значительно более высоким ценам потребителям. На протяжении 1970-х годов происходило уточнение и дополнение контрактов. В ноябре 1981 года Ruhrgas подписал с советским внешнеторговым объединением «Союзгазэкспорт» окончательное соглашение о поставке природного газа Советским Союзом в ФРГ, начиная с 1984 года, на протяжении 25 лет 10,5 млрд м³ ежегодно. В январе 1982 года аналогичное соглашение сроком на 25 лет было подписано с государственной компанией «Газ де Франс», предусматривающим поставку во Францию с 1984 года 8 млрд м³ советского природного газа в год. В мае 1982 года в Москве было подписано соглашение об экспорте газа в Швейцарию в объеме 0,4 млрд м³. Впоследствии к проекту присоединились и другие страны-участники.

Для реализации столь грандиозного проекта необходимо было по-



строить магистральный трубопровод, по которому голубое топливо должно было поставляться из Уренгоя к государственной границе, а затем в стороны территорий стран-участниц контракта. Контроль за подготовкой проектной документации, строительством и эксплуатацией грандиозного объекта был отдан под личную ответственность министра газовой промышленности страны В.А. Динкова. В кратчайшие сроки был подготовлен проект, который предусматривал сооружение супергиганта протяженностью 4451 км, с диаметром трубы в 1420 мм и рабочим давлением в 75 Мпа.

Прокладка специального экспортного газопровода от Уренгоя до Ужгорода была связана с особенно сложными условиями. Из 4451 км всей предполагаемой трассы газопровода 145 км пролегли в зоне вечной мерзлоты, 229 км занимали болота. Газопровод должен был проходить через обводненные и заболоченные участки, а также горные массивы Урала и Карпат. Для него необходимо было создать 29 многониточных переходов через крупные реки и 620 однониточных переходов через мелкие реки. Это мощное инженерное сооружение, естественно, потребовало огромного количества труб большого диаметра, концентрации техники и оборудования на строительстве газопровода.

Определению генерального направления трассы газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород» предшествовали большой комплекс работ по изучению топогеодезических, инженерно-геологических и геокриологических условий, а также исследование технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов. Подземный газопровод предполагалось протянуть от Уренгоя на севере Сибири до советско-чехословацкой границы. Там он должен был соединиться с западноевропейской газовой сетью, охватывающей Францию, Италию и Западную Германию. Эта магистраль должна была стать частью многониточной трансконтинентальной системы га-

зопроводов, идущих из Западной Сибири в Центр и к границе СССР. Уникальность будущего газопровода состояла в том, что он не только был самым мощным в мире (рассчитан на перекачку 32 млрд м³ газа в год), но и протянулся на 4451 км через несколько часовых поясов по территории РСФСР и Украины. Газовая артерия проходила по территории 26 областей и автономных республик РСФСР и Украинской Союзной Республике.

Особо ответственным этапом создания газопровода было его проектирование. Масштабы и сроки строительства потребовали концентрации лучших научных и проектных сил страны. Генеральный проектировщик экспортной стройки «ЮжНИИгазпрогаз» возглавил работы, в которых приняли участие ведущие организации отрасли: «ВНИПИтрансгаз», «Союзгазпроект», «Гипроспецгаз», «Гипрогазцентр», «ВНИПИгаздобыча», «ВНИПИАСУтрансгаз» и «ТюменНИИгазпрогаз». Кроме указанных институтов отрасли к участию в проектировании газопровода были привлечены около 50 специализированных проектных и научно-исследовательских институтов других министерств и ведомств, Госстроя и Госгражданстроя.

Итогом совместного труда проектировщиков стало создание уникального проекта, выполненного на высоком техническом уровне. Среди новаторских идей, реализованных в проектных решениях, было то, что предусматривалось возведение одной нитки газопровода диаметром 1420 мм, а на переходах через крупные реки предполагалась сооружение основных и резервных ниток из труб диаметром 1420 и 1220 мм. Надо отметить, что на магистрали «Уренгой — Помары — Ужгород» впервые в отечественной и мировой практике была применена прокладка русловой и пойменной частях речных переход из труб диаметром 1420 мм. Это, с одной стороны давало возможность сократить число прокладываемых ниток на речных

переходах и исключить сооружение береговых камер для запуска и приема очистных устройств, что значительно удешевляло стоимость строительства переходов через водные преграды, а с другой — улучшало условия эксплуатации.

Для обеспечения проектной мощности экспортного газопровода кроме линейной части было запланировано строительство 40 компрессорных станций с общей мощностью 3 млн кВт, без которых транспортировка газа на столь дальнее расстояние была невозможна, 2 станций охлаждения, а также возведение более 1,5 тыс. км линий электропередачи. Вдоль трассы газопровода должны были разместиться современные комфортабельные дома, вертолетные площадки, ремонтно-технические сооружения, автодороги, радиорелейная линия от приполярной тундры до Прикарпатья. Проектом предусматривалось также создание социальной инфраструктуры для эксплуатационного персонала на всей протяженности газопровода. Так, было запланировано строительство жилья общей площадью 406,2 тыс. м², детских садов на 6,2 тыс. мест, школ на 11,5 тыс. мест. Согласно проектно-сметной документации объем капиталовложений этого объекта должен был составить 7,6 млрд руб., а стоимость строительно-монтажных работ оценивалась в 4,3 млрд руб. [2; с. 4].

Строительство газопровода осуществлялось пятью главками и объединением «Союзинтергазстрой». Наиболее протяженные участки трассы возводились коллективами «Главвостоктрубопроводстроя», «Главтрубопроводстроя» и «Главсибтрубопроводстроя». Еще двум главкам и объединению «Союзинтергазстрой» были поручены участки протяженностью 340–395 км. Всего же на возведении линейной части и компрессорных станций было задействовано 95 строительных подразделений 32 трестов Министерства нефтяного и газового строительства, 41 линейно-производственное управления Мини-

стерства газовой промышленности и около 20 строительных организаций других отраслей.

В процессе подготовки проекта вносились коррективы и изменения, что было вызвано как техническими причинами, так и внешними обстоятельствами. На протяжении подготовки и строительства экспортного газопровода, который получил в Европе название «Уренгой-6», США всячески пытались противодействовать реализации намеченных планов. Особенно агрессивно это стало проявляться, когда президентом стал Р. Рэйган. 29 декабря 1981 года США объявили эмбарго на участие в строительстве советского газопровода. Так, фирме «Катерпиллер», уже успевшей поставить Советскому Союзу 100 трубоукладчиков, было запрещено экспортировать оставшееся количество машин в нашу страну, концерну «Дженерал электрик» — продавать роторы, которые использовались в газовых турбинах многих компаний, в том числе фирмы «Канис», которая поставляла в СССР из ФРГ компрессорные станции. Вследствие этого американские промышленные фирмы от разрыва контрактов с советскими организациями понесли ущерб в размере одного миллиарда. Особенно ощутимы

были убытки у «Катерпиллера», составившие примерно 90 млн долл. [4; с. 72].

Позиция руководства США и ряда других стран создавала постоянную опасность срыва контрактов, тем самым актуализируя проблему скорейшего импортозамещения. Кроме того, импортная техника не всегда могла справиться с поставленными задачами, особенно в условиях сурового климата Крайнего Севера. К концу 1970-х — началу 1980-х годов в стране уже выпускалось более 70 типов самых современных машин и механизмов для сооружения трубопроводов. Так, отечественные тракторы-трубоукладчики были конкурентоспособными даже в сравнении с американскими машинами фирмы «Катерпиллер». Хорошо зарекомендовали себя мощные земснаряды и вездеходы советского производства.

Из-за санкций США, запрещающих американским компаниям поставки своей продукции в СССР, в проекте газопровода газоперекачивающие агрегаты фирмы «Дженерал Электроник» были заменены аналогичным отечественным оборудованием. На компрессорных станциях газопровода были запроектированы газоперекачивающие агрегаты, мощностью 16 тыс. кВт, производ-

ства предприятий Минхиммаша и Минавиапрома, а также сверхмощные газовые турбины производства «Невского завода» в 25 тыс. кВт, которым в то время не было аналогов в мире. Специалисты «Невского завода» сумели из специального сплава создать лопатки рабочего колеса турбины, которые были более устойчивы к термическим, механическим и химическим воздействиям. Внедрение этого новшества гарантировало бесперебойную работу лопаток перекачивающих агрегатов в течении 100 тысяч часов, то есть более 11 лет. Кроме того, в процессе «стройки века» был внедрен и запатентован «советский метод» сжигания топлива в газоперекачивающих агрегатах, который также привлек внимание зарубежных промышленных компаний. На магистрали «Уренгой — Помары — Ужгород» была введена в эксплуатацию многоуровневая автоматизированная система управления на основе современных средств телемеханики, связи и вычислительной техники, которая обеспечивала оптимальное ведение технологических процессов транспорта газа.

При сооружении этого магистрального газопровода были использованы наиболее прогрессивные организационно-технологические приемы производства работ, разработанные в отрасли. Была совершена настоящая революция в области автоматической дуговой сварки, налажено производство новых, так называемых многослойных труб, отличающихся повышенной прочностью. Эти трубы могли испытывать колоссальные нагрузки, выдерживая давление в 1,5 раза выше нормативного в 120 атмосфер (вместо 75). Для выбора наиболее выгодной трассы использовались фотоснимки, полученные с помощью искусственного спутника Земли.

Для сооружения супергигантской магистрали крайне необходима была специальная строительная техника. Для реализации планов правительства по созданию крупнейших газовых артерий было раз-



работано и внедрено около 170 типов специальной техники: роторных экскаваторов, бульдозеров, тракторов-болотоходов, грузовиков высокой проходимости, землесосных снарядов, трубоукладчиков, сварочных комплексов и т.д., которые по своей производительности не уступали западным аналогам, а по некоторым параметрам даже их превосходили. Примером может послужить разработка и внедрение болотохода-вездехода «Тюмень», на платформе которого размещался мощный экскаватор, была смонтирована сварочная база. Примечательно, что при этом удельное давление на грунт этой машины оставалось минимальным, сопоставимым с давлением бегущего лыжника, что крайне важно в болотистой местности [5; с. 46]. В условиях трассы были незаменимы и комбинированные машины, своеобразные комбайны, выполнявшие одновременно очистку и изоляцию труб полимерной лентой. Тяжелые трубоукладчики, созданные на базе чебоксарского трактора, по многим параметрам превосходили зарубежные модели.

Новейшие разработки отечественной промышленности не только позволили ускорить введение в строй множество объектов газовой индустрии, но и продавать лицензии на изготовление некоторых машин и технологии иностранным компаниям. Так, японские и американские фирмы приобрели лицензии на использование принципа сварки, заложенного в машине автоматической сварки «Север-1».

В целях координации работ проектных институтов, организаций заказчика и строительно-монтажных подразделений, оперативного решения комплекса вопросов, возникающих при сооружении уникальной стройки, в Министерстве газовой промышленности был создан штаб, возглавляемый первым заместителем министра Р.Д. Маргуловым. В его состав входили работники ГлавПРУ, функциональных главных управлений, представителей заказчика. На уровне каждого региона



На строительства газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород» в Винницкой области Украинской ССР. 1983 год

управляющие функции были возложены на региональные штабы. Практическую помощь в строительстве газопровода оказывали партийные и советские органы областей и автономных республик, по территории которых проходила трасса газопровода.

Строители приступили к сооружению газопровода в середине 1982 года. В течение практически одного года (при нормативном сроке в 36 месяцев) были выполнены основные линейные работы по укладке газопровода на всем его протяжении. Прокладка выполнялась 50 комплексными технологическими потоками. В каждом потоке были созданы информационно-диспетчерские пункты, которые аккумулировали всю информацию о ходе строительства и передавали ее вышестоящим инстанциям.

Почти четвертая часть всей трассы газопровода на участке от Уренгоя до Урала проходила в сложных геологических и климатических

зонах. Особенностью этих мест были болота, тайга, полноводные реки, что предопределяло необходимость проведения основных работ именно в зимние месяцы до начала распутицы, когда уже строительная техника не могла пройти по бездорожью. Суровая зима с морозами ниже -45°C также создавала огромные трудности, как для людей, так и для техники. В таких условиях даже мощнейшие роторные экскаваторы буксовали на вечной мерзлоте. Кристаллы льда как алмазные резцы стачивали рубцы роторов траншеекопателей. Приходилось применять взрывчатку для разрыхления льда. Снегопад и вовсе превращался в стихийное бедствие: так как сварщикам, прежде чем начинать стыковать и сваривать трубы, приходилось вручную откапывать их от снега.

Чтобы ускорить сооружение данного участка трассы, строителям приходилось укладывать трубы через болота и обводненные участки трассы даже в летний период. В от-

дельных случаях производился сплав трубопровода. Балластировка при этом осуществлялась с помощью болотоходов «Тюмень БТ-361», на одном из которых размещались пригрузы, необходимых при балластировке труб для устойчивости всего сооружения, а на другом — автокран.

Несмотря ни на какие обстоятельства и погодные условия, работа осуществлялась в три смены, днем и ночью, практически без остановок. Для ускорения сооружения газопровода применялись уже зарекомендовавшие себя методы работы. Так, вся трасса была поделена между так называемыми комплексными технологическими потоками, в каждом из которых тысячи высококвалифицированных специалистов, используя широкий набор машин и механизмов, выполняли весь комплекс операций: от рубки просек до испытаний готовых участков трубопровода. В таком потоке учитывалась производительность каждого работника, что позволяло перераспределять премиальный фонд заработной платы на основе оценки деятельности всего коллектива и отдельных его членов. Между строительными-монтажными коллективами были организованы соревнования на скорость и качество прокладки магистральной. Применение новаторских подходов к организации работы позволило добиться колоссальных результатов. Так, если в начале строительства в среднем удавалось проложить 75 км труб в месяц, то затем были установлены нормы в 15–20 км в сутки, нередко были и рекорды в 50 км магистральной в сутки. Таким образом, северный участок газопровода был построен практически за один сезон.

Не менее сложным с технической точки зрения был и участок перехода трансконтинентального газопровода через Уральские горы. Горная местность представляла комплекс многообразия рельефа, геологических структур, гидрологических и климатических особенностей. Подготовка трассы сводилась

здесь не просто к планировке полосы отвода, корчевке леса, а требовалась разработки большого объема горных пород для строительства пологих пород для строительства пологих. Вынужденная ограниченность в ширине полки потребовала применения последовательности работ и устройства траншеи до вывозки труб на трассу и монтажа трубопроводов. Строителям приходилось выполнять значительные объемы работ по устройству временных дорог, съездов, объездов, устранению завалов, уборке валунов. Очень трудоемким стал процесс укладки трубопровода в береговых урезах р. Чусовой с продольным уклоном более 30° протяженностью 320 м [1; с. 3]. Эти работы производились по детально разработанному проекту, предусматривающему наращивание плети, изоляцию и футеровку ее на подготовленной монтажной площадке и спуск с помощью лебедок.

Работы по сооружению центрального и западного участков трассы, несмотря на менее сложный по сравнению с тюменским и уральским отрезком ландшафт, также сопровождалась определенными трудностями. В условиях зон активного земледелия газавикам было необходимо не только проложить магистраль, но и провести полную рекультивацию почвы, восстановив ее плодородный слой на огромной площади в 30 млн м². Определенную сложность в возведении этого мощного газопровода, который растянулся на тысячи километров по территории страны, вызывали овраги и водные преграды. Так, только на территории Татарской автономной республики строителям необходимо было сделать двухниточные переходы через Вятку, Илеть и Волгу. Подводная траншея сооружалась с помощью мощного плавучего земснаряда, после чего практически сразу была произведена укладка перехода, так как при малейшем промедлении стенки траншеи размывались водой. Поэтому одновременно с сооружением траншеи, сварщики сваривали трубы в плети на берегу, очищали их от окалины и грязи, по-

крывали изоляцией. Помимо этого сверху трубы покрывались футеровкой из длинных деревянных реек для дополнительной защиты от механического повреждения.

Наиболее сложным стал участок трассы на подступах к Помарам, проходящий через р. Волга в районе города Звенигово Марийской АССР (сейчас — Республика Марий Эл). Конечно, турбостроители Поволжья и раньше прокладывали трубы по волжскому дну, однако впервые им приходилось протаскивать дюкер диаметром 1220 мм и длиной свыше двух километров. По воспоминаниям строителей, очень непросто было выполнить эту задачу: сначала были состыкованы 200-метровые плети и сварены между собой. Затем одну за одной плети опускали с помощью трубоукладчиков и лебедки в траншею на глубину. Поистине трудовым подвигом была работа водолазов проводивших ежедневно по несколько часов в ледяной воде. Итогом слаженной работы коллектива турбостроителей, стало то, что вместо запланированного двухнедельного срока дюкер был уложен на дно Волги всего за 8 суток. Уже в конце октября 1982 года была завершена прокладка первой нитки двухниточного перехода по дну Волги. А в марте 1983 года этот участок соединился с основной трассой газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород», которая к этому времени дошла до берегов Волги и затем продолжила свое движение в сторону границы СССР.

Своеобразный ландшафт конечного участка трансконтинентального газопровода, проходящий по Карпатам, также преподнес немало трудностей инженерам и строителям. Равнины центральной России здесь сменились холмистыми и горными территориями. Переход через Карпаты составлял примерно сто километров трассы, но при повышенной влажности грунта необходимо было преодолеть более 30 водных преград, ветки железных дорог и автомобильных шоссе. Зима здесь хоть и не была суровой, как в Запад-

ной Сибири, но очень снежная, толщина снежного покрова могла превышать 3 метра. В Карпатах применялись несколько иные технологии трубоукладки. Из-за пересеченного рельефа местности сваривали лишь плети из двух труб. Для того чтобы труба могла огибать неровности местности, применялся широкий набор соединительных колен различных профилей. Для учета специфики работ в данной местности сюда были приглашены наиболее опытные специалисты по прокладке трубопроводов в горах, которые в большинстве своем были представителями армянской национальности. Все они были высококвалифицированными специалистами, имевшими опыт прокладки нефтепроводов через Кавказские горы.

Как отмечалось выше, на всей протяженности экспортного газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород» через каждые 75–100 км возводились газоперекачивающие станции, сами по себе представляющие крупные промышленные сооружения со своими работающими на газе энергосиловыми установками. В 1983 году в эксплуатацию было сдано уже 17 из 40 компрессорных станций. На головной КС была построена станция охлаждения газа, работа которой значительно повышала надежность работы газопровода и обеспечивала максимальную сохранность окружающей среды. Одновременно вокруг КС по специальным градостроительным проектам возводились постоянные поселки для проживания эксплуатационного персонала.

На возведении трассы «Уренгой — Помары — Ужгород» работали самые высококвалифицированные специалисты организаций Министерства газовой промышленности и смежных отраслей, а также начинали свой трудовой путь выпускники крупнейших специализированных вузов и техникумов. Это была к тому же и многонациональная стройка, ведь на ней было задействовано около 70 представителей различных национальностей. Сварщики, водители

трубоукладчиков имели очень высокие квалификации. Неквалифицированных рабочих здесь было немного, их набирали на временную работу из жителей близлежащих деревень. В ответ на антисоветскую пропаганду, которая имела место в иностранной прессе, и прежде всего американской, один из зарубежных корреспондентов с удивлением написал, что представление об использовании в Советском Союзе при возведении экспортного газопровода каторжного труда ошибочно. Скорее наоборот, работа в газовой промышленности была очень высокооплачиваемой. Так, при среднем размере труда в СССР в 180 руб., строители-газовики с учетом премий зарабатывали по 400–600 руб. [3].

Широкий размах на «стройке века» получило социалистическое соревнование трудовых коллективов за досрочное завершение строительства и ввод газопровода в эксплуатацию, развернутое по принципу «Рабочая эстафета». Победителями эстафет неоднократно становились технологические потоки, которым удалось преодолеть рекорд в 100 км комплексного сооружения газопровода большого диаметра в год. Так, например, поток под руководством Л.В. Михельсона прошел 206 км, А.А. Рекошетова — 145 км. Одними из лучших считались ком-

плексно-технологические потоки под руководством И.Г. Шайхутдинова, В.Я. Беляевой, А.И. Буянкина [2; с. 7]. Для сравнения можно сказать, что в 1976–1980 годы средняя производительность одного потока не превышала 45 км в год.

Высокое качество строительства обеспечивалось системой жесткого контроля на всех видах строительномонтажных работ. Инженерно-технические работники потоков и лабораторий постоянно контролировали производство, соответствие используемых материалов техническим условиям, осуществляли входной, пооперационный и выходной (приемочный) контроль качества выполнения отдельных видов работ и производственных операций. С целью повышения качества сварки был введен 100%-ный контроль радиографическим методом всех сварных стыков трубопровода на наиболее сложных участках трассы: в Западной Сибири и на Крайнем Севере, на переходах через реки и болота, через железнодорожные и автомобильные дороги и т.п. Остальные сварные стыки проверялись ультразвуком или магнитографией. Летом 1983 года, когда основные работы по прокладке трубопровода были закончены, начались его испытания, которые показали высокое качество законченной линейной части.



27 августа 1983 года на завершающий закарпатский участок газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород» поступило голубое топливо из Уренгоя и был зажжен символический факел. А 13 января 1984 года в небольшом городке Обер-Гайльбах (Франция) в торжественной обстановке состоялась официальная церемония открытия трансконтинентального газопровода, поставлявшего газ из Западной Сибири в Западную Европу. Выступая на открытии этого крупномасштабного объекта сотрудничества руководство компании «Газ де Франс» отметило важное значение поставок высококачественного сибирского газа для Фран-

ции. Европейская пресса, уделявшая большое внимание сооружению газопровода «Уренгой — Западная граница СССР», в целом признала, что, несмотря на все трудности, он был построен в рекордно короткие сроки. По этому газопроводу «голубое топливо» Уренгойского месторождения экспортировалась в Германию, Францию, Италию, Голландию, Бельгию и ряд других стран.

Экспортный газопровод «Уренгой — Помары — Ужгород» стал уникальным сооружением советской эпохи. Он был не только самым длинным в мире, но и самым мощным (35 млрд м³ в год.). Кроме того, он был проложен в невиданно ко-

роткие сроки — за 14 месяцев. Подобных масштабов и темпов тогда в мировой практике еще не было. Для сравнения можно привести тот факт, что США при строительстве Трансаляскинского газопровода потребовалось 10 лет, хотя он был значительно короче. Строительство и ввод в эксплуатацию этого супергиганта позволило Советскому Союзу не только в значительной степени повысить свой энергетический потенциал и уже в 1984 году выйти на первое место в мире по добыче природного газа (587 млрд м³), но и быстрыми темпами начать весьма перспективное освоение внешних рынков.

Список литературы:

1. Газовая промышленность. 1983, № 2.
2. Газовая промышленность. 1983, № 10.
3. Еженедельник «За рубежом». 1982, № 46.
4. Львов Б.Л. Трассы через меридианы. — М.: Мысль, 1986.
5. Уренгой: люди и километры. — М.: Недра, 1983.

References:

1. Gas industry. 1983, № 2.
2. Gas industry. 1983, № 10.
3. The weekly «abroad». 1982, № 46.
4. Lvov B.L. Route through the meridians. — M.: Mysl', 1986.
5. Urengoy: people and kilometers. — M.: Nedra, 1983.

