

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

3-4-2018

ISSN 2412-6497



Содержание

АНАЛИТИКА

- 3 А.М. Мастепанов.** МЭА: прогнозы добычи нетрадиционных видов газа

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 23 О.Б. Арно, А.К. Арабский, А.В. Меркулов, С.И. Гункин, О.В. Сафронов, Д.А. Шилов, Э.Г. Талыбов.** Автоматизированная система оперативного построения карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений
- 27 И.В. Жилина, А.В. Ершов.** Сравнительный анализ приоритетных направлений освоения природного газа в России из различных типов источников

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- 33 Ю.В. Забайкин, В.С. Мекша, К.Н. Бойко, А.В. Березина.** Аналитический обзор реализации программ импортозамещения нефтегазовыми компаниями

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

- 37 М.И. Васильев, И.И. Васильев.** Способ энергосберегающего нечеткого управления процессом горения в тепловых установках

НОВОСТИ

- 42** 40-летие деятельности ПАО «Газпром» на континентальном шельфе

ИННОВАЦИИ

- 43 С.И. Васютинская.** Инновационные источники бесперебойного питания для нефтегазовой отрасли

ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

- 49 В.А. Карасевич, С.В. Спасов.** Перспективы применения СЖТ технологий в России

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

- 55 В.Я. Афанасьев, О.И. Большакова, О.В. Байкова.** Подготовка управленческих кадров для нефтегазового сектора на основе трудовых функций профессиональных стандартов

58 НОВОСТИ

- Наука, образование и духовность
- «Синергия-2018»

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

- 59 В.А. Зубакин, С.В. Тарасова.** Использование стресс-анализа для обоснования инвестиционных проектов в энергетическом секторе экономики

ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- 63 Р.В. Грибов.** Из истории нефтегазовых поисково-разведочных работ на территории Саратовского Поволжья в 1930–1960-е годы



Наука для производства

В конце октября – начале ноября во ВНИИГАЗе прошла VII Молодежная международная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность». В конференции приняли участие более 100 молодых ученых – представителей дочерних обществ ПАО «Газпром», отраслевых компаний, научно-исследовательских и учебных институтов. Программа конференции включала Пленарное заседание, работу секций, панельные дискуссии. В рамках конференции состоялся I Научно-практический семинар «Обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли на всех этапах их жизненного цикла». Тематика секций затронула широкий спектр вопросов: геология и разработки месторождений, транспорт и хранение углеводородов, переработка и использование нефти и газа, экологическая и промышленная безопасность, экономика и управление производственными процессами.

vniigaz.gazprom.ru



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 3–4
июль–декабрь
2018 года

Председатель
Научно-редакционного совета РГО –
Павел Завальный

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

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

Журнал включен в Российский индекс
научного цитирования

Редакция не несет ответственность
за содержание рекламных материалов.

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

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

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

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

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

Дизайнер-верстальщик –
Леонид Листвин

Корректор –
Ирина Владимировна

Подписано в печать: 10.12.2018

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

Тираж 300 экз.

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

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

www.gazo.ru

СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

дент Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

УДК 620.91; 339.13
Alexey.Mastepanov@mail.ru

МЭА: прогнозы добычи нетрадиционных видов газа

А.М. Мастепанов, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, доктор экономических наук, академик РАЕН

Аннотация. В статье дан анализ эволюции взглядов специалистов Международного энергетического агентства (МЭА) на проблему разработки нетрадиционных ресурсов природного газа. Показаны роль и место такого газа в прогнозах развития мировой энергетики, опубликованных МЭА в 2001–2017 годах. Подробно рассмотрены основные из таких прогнозов, а также перспективы развития добычи нетрадиционного газа и в США и связанная с этим возможность становления США крупнейшим экспортером СПГ. Особо отмечена противоречивость ряда рассмотренных прогнозов, что, по мнению автора, свидетельствует о высокой степени неопределенности перспектив развития добычи как нетрадиционного газа в целом, так и его основных видов (сланцевого газа, метана угольных пластов и газа плотных коллекторов).

Ключевые слова: газ, нетрадиционный газ, сланцевый газ, метан угольных пластов, энергопотребление, прогнозы, энергетический баланс, динамика и структура спроса на газ.

Введение

Долгосрочное прогнозирование является важной составной частью функционирования всей мировой энергетики. В последние десятилетия таким прогнозированием занимаются сотни национальных и международных коллективов и десятки тысяч специалистов в самых разных странах — и экспортерах энергоресурсов, и их потребителях. Наибольшим авторитетом среди специалистов в настоящее время пользуются прогнозы, разработанные ведущими мировыми прогностическими центрами, в том числе Международным энергетическим агентством — МЭА (International Energy Agency — IEA).

Само Агентство свои прогнозы оценивает весьма высоко. Как отмечается на сайте МЭА, его ежегодная флагманская публикация — «Прогноз мировой энергетики» (World Energy Outlook — WEO) — в настоящее время является самым авторитетным мировым источником анализа и прогнозирования энергетического рынка. В этой работе представлен глубокий аналитический взгляд на тренды спроса

и предложения энергии, а также на их значение для энергетической безопасности, охраны природы и экономического развития. Прогнозы WEO используются в публичном и частном секторе в качестве точки отсчета для обоснования разрабатываемых мер, планирования и инвестиционных решений, а также для определения повестки дня по достижению приемлемого и устойчивого будущего. Эти прогнозы получили многочисленные награды от правительств и энергетического сектора за аналитическое совершенство [1].

Но всегда ли подобные оценки справедливы? И насколько можно считать прогнозы МЭА корректными? Попробуем ответить на эти вопросы на примере нетрадиционных видов газа.

Особенности и сценарии прогнозов МЭА

Однако, прежде чем перейти непосредственно к теме статьи, необходимо отметить, что прогнозы МЭА имеют свою специфику, которую надо знать, чтобы не ошибиться с их оценкой.

Во-первых, как мы уже отмечали в других статьях¹, само МЭА специально указывает, что его World Energy Outlook (Outlook в переводе с английского в основном значении — «перспективы», «точка зрения», «прогноз») не является прогнозом (forecast) в полном смысле этого слова. В рамках WEO МЭА предлагает читателю несколько альтернативных сценариев будущего, ни один из которых не является прогнозом, так как для корректного прогнозирования в рассматриваемой области имеется слишком много переменных и порождаемых ими неопределенностей. Каждый из этих сценариев предназначен для демонстрации того, как рынки могут развиваться при определенных условиях, то есть отображает альтернативное будущее, путь, по которому мир может развиваться при соблюдении определенных условий. Другими словами, WEO — это некий план действий, некая «дорожная карта» по стимулированию желательных и торможению нежелательных факторов и действий на пути достижения поставленных целей

¹ См. [2, 3].

на основании формирования государственной энергетической политики ведущих стран.

Во-вторых, собственно прогнозами МЭА считает только свои кратко- и среднесрочные прогнозы для различных видов топлива и технологий, такие, как [4,5]. В то же время, как уже было отмечено во введении, на сайте МЭА [1] WEO называется именно прогнозом.

И, наконец, в-третьих, целью своих долгосрочных WEO МЭА видит освещение и провоцирование дискуссий и процесса принятия решений. Так, в World Energy Outlook-2017 отмечается, что «если проектировки нашего Сценария Текущих политик или даже Сценария Новых политик окажутся верными в 2040 году, это не будет признаком успеха. Успехом выпуска WEO является оказание помощи странам для достижения долгосрочных энергетических и связанных с ними целей, которые они выбрали» [6].

Кстати, о сценариях. Как и в большинстве подобных прогнозов, в WEO в последнее время рассматривается несколько сценариев развития мировой энергетики, хотя в своем первом прогнозе, которое Агентство разработало в 1993 году. (World Energy Outlook-1993), был лишь один сценарий — сценарий «бизнес как обычно», который являлся простой экстраполяцией сложившихся тенденций развития энергетики. Этот сценарий оставался единственным и в ряде более поздних прогнозов, до 1999 года включительно².

WEO-2000 стал первым прогнозом МЭА, где появился так называемый «Справочный» или «Рекомендуемый», а по сути — Базовый сценарий («Reference scenario»), который выходит за рамки такого подхода. Он учитывает вероятные результаты энергетической политики, в частности, мер по борьбе с климатическими изменениями, которые были приняты начиная с 1997 года.

Кроме того, в WEO-2000 впервые был представлен ряд альтернативных вариантов, показывающих, что могло бы произойти, если бы были приняты те или иные дополнительные меры [8]. С 2003 года Reference Scenario в прогнозах МЭА становится по-настоящему Базовым.

Именно этот Базовый сценарий, основанный на ряде предположений о правительственной политике ведущих стран, макроэкономических условиях, росте населения, ценах на энергоносители и развитии технологий, занимает центральное место в WEO-2004. При этом в нем учитываются только те меры и изменения энергетической политики, которые уже были приняты, хотя и не обязательно реализованы. В этом же WEO появляется и второй сценарий — Сценарий мировой альтернативной политики (World Alternative Policy Scenario), в котором учтен целый ряд новых стратегий для решения экологических проблем и повышения энергетической безопасности. В нем дан анализ того, как могли бы развиваться тенденции в сфере энергетики, если бы определенные страны реализовали ряд политических стратегий и мер, которые ими изучаются или могут быть приняты в ближайшем будущем.

В WEO-2007 Базовый и Альтернативный сценарии дополнены Сценарием высоких темпов экономического роста в Китае и Индии, а в WEO-2008 — двумя сценариями климатической политики. Это Сценарий 550 (стабилизация концентрации парниковых газов в атмосфере на уровне 550 частей эквивалента CO₂ на миллион — ppm) и Сценарий 450 (на уровне 450 ppm).

Начиная с WEO-2010 центральный (базовый) сценарий стал называться Сценарием Новых политик (New Policies Scenario). Этот сценарий учитывает широкие политические обязательства и планы, которые были объявлены странами всего мира, включая национальные обязательства по сокращению эмиссии парниковых газов и планы по поэтапному отказу от субсидирова-

ния использования ископаемого топлива. По мнению авторов прогноза, он позволяет оценить потенциальное воздействие на энергетические рынки реализации принятых политических обязательств, связанных с климатом, которое особенно хорошо видно в сравнении со Сценарием Текущих политик (ранее — Reference Scenario), в котором не предусмотрены изменения в энергетической политике со второй половины 2010 года. [9]. Кроме того, в WEO-2010 представлены результаты расчетов и по Сценарию 450. Эти три сценария — Новых политик (базовый), Текущих политик (инерционный) и 450 («зеленый») — стали разрабатываться во всех последующих прогнозах МЭА, по WEO-2016 включительно.

В последнем опубликованном на данный момент WEO — WEO-2017 [6] — рассмотрено несколько сценариев развития мировой энергетики, в том числе три основных:

1) Сценарий Новых политик (New Policies Scenario), ориентированный на проведение ведущими государствами мира новой государственной энергетической политики и реализацию энергетических реформ, учитывает анонсированные меры по изменению энергетической политики и исполнение заявленных намерений, особенно связанных с изменением климата. Он также учитывает возникающие в будущем новшества, как в результате технического прогресса, так и законодательных и регуляторных инициатив, которые еще не нашли своего отражения в действительности. В последние годы именно этот сценарий считается базовым, то есть наиболее вероятным;

2) Сценарий Текущих политик (Current Policies Scenario) исходит из сохранения текущей государственной политики стран мира вплоть до 2040 года и учитывает последствия точно известных на середину 2017 года причин (факторов) и отталкивается от их возможных последствий;

3) Сценарий устойчивого развития (Sustainable Development Sce-

² Подробнее о сценариях в прогнозах МЭА см., напр., [7].

pario) является новым в прогнозах МЭА, пришедшим на смену Сценарию «450», который в предыдущих изданиях WEO показывал путь к ограничению долгосрочного глобального потепления до 2°C выше доиндустриального уровня. Этот сценарий характеризуется тремя основными элементами. Во-первых, он описывает путь к достижению всеобщего доступа к электроэнергии к 2030 году, включая экологически чистое (clean cooking) пищеобразование. Во-вторых, он рисует картину 2040 года, которая согласуется с достижением целей Парижского соглашения, включая наискорейшее достижение пика выбросов CO₂, а затем их существенное снижение. В-третьих, этот сценарий исходит из необходимости значительного сокращения других связанных с энергетикой выбросов в целях резкого повышения глобального качества воздуха и обусловленного им сокращения преждевременных смертей.

Кроме того, в WEO-2017 в той или иной мере рассмотрены и другие сценарии³.

В дальнейшем, если не будет оговариваться особо, речь будет идти именно об основном, базовом сценарии прогноза.

Эволюция взглядов МЭА на нетрадиционные источники природного газа в начале 2000-х гг.

Несмотря на то что коммерческая добыча нетрадиционного газа началась в США достаточно давно⁴, впервые нетрадиционные источники как объект добычи природного газа подробно рассматриваются только в WEO-2001 (World Energy Outlook-2001. Insights. Assessing Today's Sup-

plies to Fuel Tomorrow's Growth) [11]. В этой работе отмечается, что «различие между обычным газом и нетрадиционным газом четко не определено, поскольку они находятся в континууме геологических условий. «Нетрадиционный газ» относится главным образом к газу, добываемому из угольных пластов (метан угольных пластов) и из низкопроницаемых песчаников (плотных песков) и сланцевых пластов (газовых сланцев). Газ из плотных песков и сланцев требует специальных методов для его добычи. Газогидраты также можно считать нетрадиционным источником, хотя технологии получения газа из гидратов пока не существует» [11]. Поэтому хотя нетрадиционные газовые ресурсы в мире имеются в изобилии, их добыча, как правило, обходится дорого⁵.

В силу подобной специфики нетрадиционный газ — в основном метан угольных пластов (МУП) и газ плотных коллекторов (ГПК) — стал за последнее десятилетие важным компонентом национального производства газа только в США, где в конце 1980-х и начале 1990-х гг. были введены специальные налоговые льготы на его добычу. В результате такой газ в 1999 году составил уже 25% от общего объема добычи газа в США, по сравнению с 18% в 1990 году. В остальном мире добыча нетрадиционного газа незначительна.

В WEO-2001 дается характеристика МУП и ГПК, приводятся оценки их общемировых ресурсов, сделанные Геологической службой США (USGS). При этом подчеркивается, что достоверность таких оценок низка из-за нехватки базовых данных о величине угольных ресурсов и

их газосодержании, а также множества неопределенностей в отношении затрат на разработку и технологической добычи газа из низкопроницаемых (плотных) песчаников, сланцев и других пластовых пород. Также отмечается, что технически извлекаемые нетрадиционные ресурсы газа в США являются существенными, а по данным Управления энергетической информации США (УЭИ), технологический прогресс может стимулировать дальнейший рост добычи нетрадиционного газа в США в ближайшей перспективе и поддерживать его достаточно долго на уровне 225–280 млрд м³ в год.

Отметим, что в предыдущем прогнозе — WEO-2000 — североамериканские газовые ресурсы оценивались как достаточные для удовлетворения почти всего прогнозируемого роста спроса к 2020 году, но только при условии постепенного повышения цен с 2005 года для покрытия ожидаемого уровня предельных издержек производства газа на устье скважины. В нем также прогнозировалось, что импорт СПГ в США будет расти в течение второй половины прогнозируемого периода по мере роста цен до уровней, при которых подобный импорт будет экономически оправданным. При этом зависимость от импорта⁶ газа стран ОЭСР Северной Америки (США, Канады и Мексики) в 2020 году составит всего 6% (стран ОЭСР Европы — 62%) [8].

В последующих прогнозах, вплоть до WEO-2008, о нетрадиционном газе либо вообще не говорится, либо лишь отмечается, что большая часть поставок природного газа будет по-прежнему поступать из традиционных источников. Добыча же нетрадиционного газа значительно увеличивается только в Северной Америке, где США уже являются крупнейшим его производителем (главным образом — ГПК и МУП) [13, 14].

⁵ Подробнее о проблемах и перспективах вовлечения нетрадиционных источников природного газа в мировой энергетический баланс см., напр., [12]. Отметим также, что в настоящее время нет не только методологически четкого разграничения между понятиями «традиционные» и «нетрадиционные» источники углеводородов, но и общепризнанной классификации нетрадиционных ресурсов по степени доступности их использования, учитывающей состояние изученности, наличие апробированных технологий разработки, транспорта и использования, а также конкурентоспособность по сравнению с традиционными видами топлива и энергии.

⁶ Здесь и далее под импортом МЭА подразумевает межрегиональный «чистый» или нетто-импорт, т. е. только поставки в регион (в данном случае — в Страны ОЭСР Сев. Америки) из других регионов, без внутрирегиональных поставок.

Одновременно настойчиво прогнозируется рост зависимости Северной Америки, прежде всего США, от импорта сжиженного газа. Специалисты МЭА, как и многие другие ведущие зарубежные аналитики и эксперты, долгое время считали, что этот регион станет в перспективе крупнейшим импортером сжиженного газа. Так, согласно WEO-2004, к 2030 году прогнозировалось строительство в Северной Америке 45 новых терминалов по приему СПГ, в том числе 33 — в США. А общий объем импорта СПГ в Северную Америку прогнозировался к 2030 году на уровне 197 млрд м³ [15]. Как мы отмечали в 2012 году, «под такие прогнозы в Катаре и ряде других стран были созданы огромные мощности по производству СПГ, заказаны и построены многие десятки крупнейших танкеров-метановозов. Под них разрабатывался целый ряд проектов по строительству газопроводов в южные районы США из Аляски и Канады. И мы в России в основном под этот американский рынок начали разработку проекта освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в акватории Баренцева моря» [16].

В WEO-2005 уточняется: «В Северной Америке, которая в настоящее время в значительной степени самодостаточна по газу, импорт вырастет до 142 млрд м³ в 2030 г., что составит 14% от общего объема спроса на газ» [17].

В WEO-2006 новое уточнение: импорт стран ОЭСР Северной Америки в 2030 году составит 159 млрд м³, а доля импорта в потреблении газа составит 15,9% [13]. В WEO-2007 подтверждается быстрый рост подобного импорта и зависимости от него (рис. 1).

Но именно в эти, 2006–2007, годы, по образному выражению журналистов, «на энергетическом небосклоне засияла звезда сланцевого газа». При росте цен на природный газ на внутреннем рынке США до 500–600 долл./тыс. м³, сотни компаний устремились осваивать новый бизнес, тем более что использова-

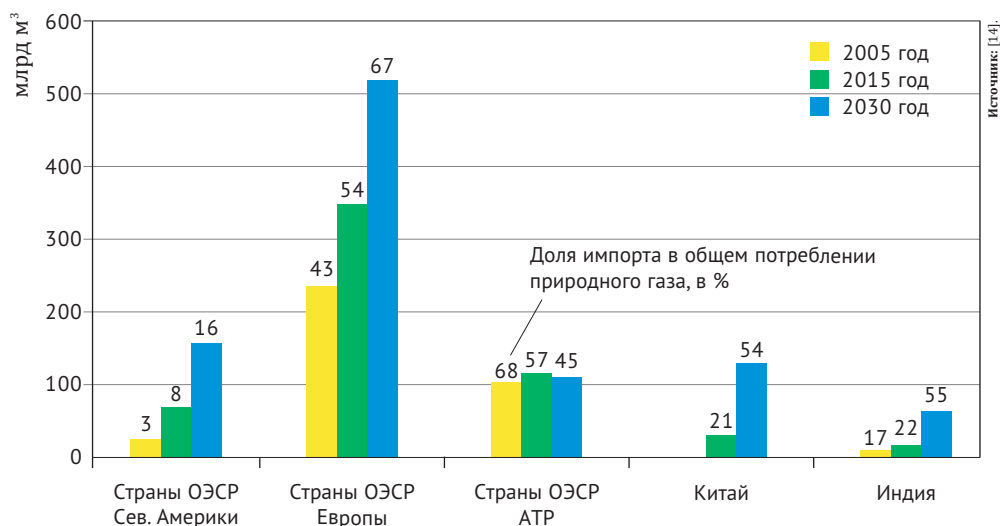


Рис. 1. Нетто-импорт природного газа основными регионами мира в Базовом сценарии WEO-2007

ние гидроразрыва пластов и горизонтально направленного бурения позволяло снизить себестоимость добычи до вполне приемлемого уровня в 150–200 долл./тыс. м³.

Полностью игнорировать эти изменения становится попросту невозможным, и в WEO-2008 специалисты МЭА вновь возвращаются к теме нетрадиционных ресурсов газа. Дается их общая характеристика, включая особенности залегания и методов разработки, приводятся оценки общемировых ресурсов такого газа⁷, а также более подробная, чем в WEO-2001, характеристика основных типов нетрадиционного газа — МУП, сланцевого газа, газа плотных песчаников и газогидратов [18].

Отмечается, что на долю нетрадиционного газа будет приходиться значительная и растущая доля добычи газа в США, где, по прогнозам УЭИ, она возрастет в общем объеме внутреннего производства газа с 40% в 2004 году до 50% в 2030 году.

При этом суммарная добыча газа в США, по оценкам МЭА, составит в 2030 году всего 515 млрд м³ против 544 млрд в 2000 году. Основная причина — снижение производительности скважин, извлекающих

нетрадиционный газ, что требует постоянного роста числа таких скважин только для поддержания достигнутых уровней добычи. В WEO-2008 подчеркивается, что этот фактор, усугубляемый увеличением затрат на добычу, привел к почти четырехкратному увеличению стоимости производства единицы газа за последние пять лет (см. рис. 2). Это приведет к тому, что добыча газа в целом в странах ОЭСР Северной Америки начнет сокращаться во второй половине прогнозного периода.

В других странах прогнозируется в основном рост добычи МУП: в Канаде, Австралии, Индии и Китае.

В целом же в WEO-2008 вновь подтверждается вывод предыдущих прогнозов МЭА о том, что США в перспективе станут одним из крупнейших импортеров газа. Нетто-импорт странами Северной Америки, по большей части США, в 2030 году составит 143 млрд м³ (в том числе — 2 млрд м³ из России), то есть 16% суммарного потребления здесь природного газа.

Но уже в следующем году, в WEO-2009 — признается, цитирую, что «неожиданный стремительный рост добычи газа из нетрадиционных источников в Северной Америке, сопровождаемый снижением спроса в период текущего кризиса, по нашим оценкам, внесет свою леп-

⁷ Общий объем общемировых нетрадиционных газовых ресурсов оценивается более чем в 900 трлн м³. 25% этих ресурсов сосредоточено в США и Канаде, по 15% — в Китае, Индии и бывшем Советском Союзе.

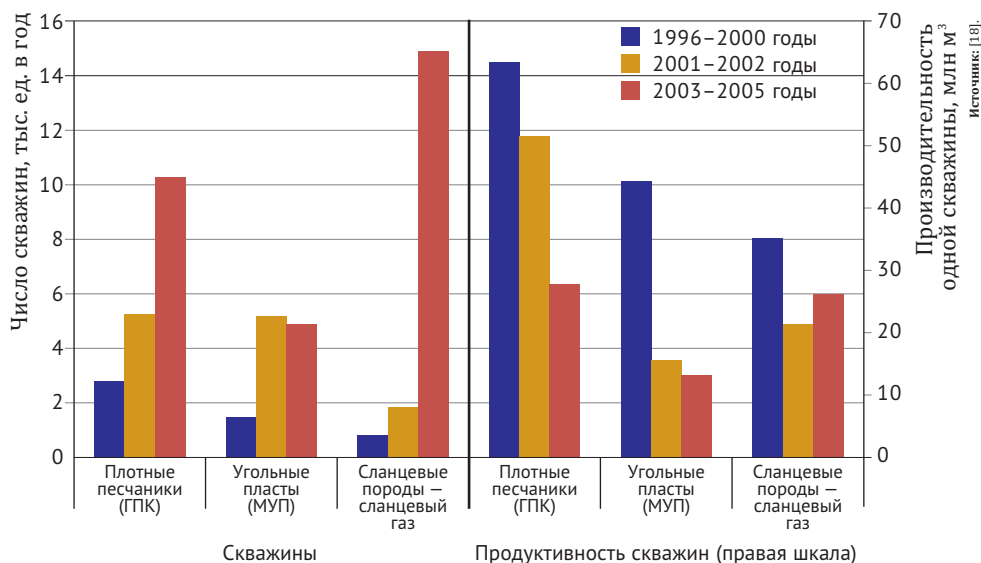


Рис. 2. Характеристика бурения скважин на нетрадиционный газ в США

ту в острый переизбыток поставок газа в ближайшие несколько лет» [10]. Как мы уже отмечали ранее, «Представляете, в проекты по производству и транспорту СПГ вложены многие десятки млрд долларов, а газ оказался не нужным!» [16].

В WEO-2009 нетрадиционному газу посвящено несколько глав, одна из которых имеет подзаголовок «Становление нетрадиционной революции?», в которых детально рассматриваются вопросы типологии и классификации ресурсов газа, распространения и оценок геологических ресурсов нетрадиционного газа, технологий их разработки и др. Одновременно признается, что имеющаяся информация о нетрадиционных ресурсах газа менее полная и надежная, чем о традиционных, так как комплексные оценки нетрадиционных газовых ресурсов доступны только для некоторых североамериканских бассейнов, что термин «нетрадиционный» становится фактически неправильным, по крайней мере в отношении плотных газонасыщенных песчаников, МУП и сланцевого газа. Правильнее было бы, по мнению экспертов МЭА, назвать газ этих категорий «ранее упущенным газом» — «этот термин теперь был бы более точным». Поистине нетрадиционным ресурсом, в том смысле, что коммерческое производство его еще предстоит

продемонстрировать, остаются только газовые гидраты [10].

В WEO-2009 в значительной мере повторяются уже приводимые ранее — в WEO-2001 и в WEO-2008 — определение, описания и характеристики различных ресурсов нетрадиционного газа, дополненные сведениями об истории их разработки, опыте работ по добыче сланцевого газа в США, особенно на месторождении Барнетт. Особо подчеркивается, что возможность повторить в других регионах стремительные темпы роста производства газа из нетрадиционных источников, какие мы видим в Северной Америке, остается крайне неопределенной. И в первую очередь это относится к таким регионам, обладающим круп-

ными нетрадиционными ресурсами газа, как Китай, Индия, Австралия и Европа.

В Базовом сценарии (Reference Scenario) WEO-2009 прогнозируется, что добыча газа в мире с 2007 по 2030 год вырастет на 42% — с 3042 до 4313 млрд м³, в том числе в США — с 541 до 606 млрд м³. При этом добыча всех видов нетрадиционного газа (МУП, плотных коллекторов и сланцевого) вырастет с 367 млрд м³ в 2007 году до 629 млрд м³ в 2030 году (рис. 3), прежде всего за счет роста в США, а его доля в суммарной мировой добыче вырастет, соответственно, с 12 до 15%.

Таким образом, общая добыча газа в США составит в 2030 году 606 млрд м³ против 515 млрд м³ в предыдущем прогнозе, а потребность в импортном газе стран ОЭСР Северной Америки снижается со 143 до 61 млрд м³ соответственно, в том числе США — до 43 млрд м³.

Такая вот эволюция взглядов, оценок и прогнозов!

В WEO-2010 произошел очередной пересмотр динамики как мирового спроса на газ, так и его добычи, в том числе и по видам ресурсов. Как уже было отмечено в первом разделе статьи, начиная с WEO-2010, центральный (базовый) сценарий стал называться Сценарием Новых политик (New Policies Scenario), а прежний базовый (Reference Scenario) сценарий стал Сценарием Текущих политик. Так вот, если в WEO-

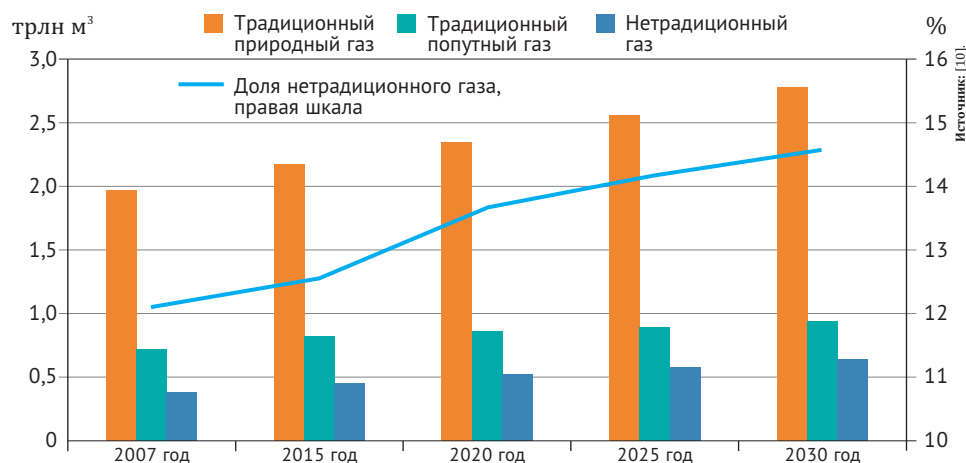


Рис. 3. Базовый сценарий WEO-2009: динамика добычи природного газа по его основным типам

2009 в Reference Scenario спрос на газ в мире в 2030 году оценивался в 4313 млрд м³, то в Сценарии Текущих политик WEO-2010 он составил 4505 млрд м³, а в новом базовом сценарии (New Policies Scenario) — только 4297 млрд м³.

Соответственно, в новом базовом сценарии WEO-2010 были скорректированы и прогнозы добычи природного газа. При этом при снижении общего ее уровня добыча нетрадиционных видов была несколько увеличена: около 35% мирового прироста добычи газа по этому сценарию обеспечивают именно нетрадиционные источники (рис. 4).

Как и в предыдущем прогнозе, основной прирост добычи нетрадиционного газа обеспечивают США, причем в WEO-2010 вновь признается «неожиданность» этого «сильного роста». Общая же добыча природного газа в США в новом базовом сценарии вырастает с 575 млрд м³ в 2008 году до 606 млрд м³ в 2035 году (в 2030 году — 591 млрд м³). При этом импорт газа в США в 2035 году составит 58 млрд м³, или 9% всего первичного спроса на газ.

В WEO-2010 признается, что перспективы добычи нетрадиционного газа в остальном мире, за пределами США и Канады, пока еще совсем незначительны (tiny for now) и остаются весьма неопределенными, хотя за последний год они и улуч-

шились. По прогнозам WEO-2010, производство будет расти в основном в Китае, Индии и Австралии (где производство МУП быстро росло в последние годы). Разведочное бурение на сланцевый газ и МУП началось в Европе, в частности в Польше. Некоторые перспективы были также выявлены в Венгрии и Германии. Однако в среднесрочном периоде объем нетрадиционной добычи, по всей видимости, останется относительно небольшим, главным образом из-за материально-технических и административных трудностей, связанных с получением доступа к земле, и экологических проблем, связанных с необходимостью закачивать большие объемы воды для гидроразрыва пласта и риском загрязнения грунтовых вод [9].

При всем при этом в подзаголовке главы WEO-2010 о природном газе стоит фраза «Вступаем ли мы в золотой век газа?».

Золотой век газа и его правила

В июне 2011 года МЭА выпускает специальный доклад (обзор/прогноз) «Вступаем ли мы в золотой век газа?» (WEO 2011. Special report «Are We Entering a Golden Age of Gas?» — «WEO-2011. Special report» или WEO-2011-SR) [19]. В этом прогнозе ставится задача рассмотреть предположение о том, что природ-

ный газ может играть значительно большую роль в глобальной энергетике будущего. Собственно, прогноз выполнен в рамках специального Сценария золотого века газа (СЗВГ или Газовый сценарий — GAS Scenario), который основан на правдоподобных, но преднамеренно благоприятных предположениях о политике, ценах и других факторах, которые положительно влияют на прогнозы спроса и предложения газа.

Отправной точкой для Сценария золотого века газа стал Сценарий Новых политик из WEO-2010. При этом были приняты четыре основных новых допущения.

1. Более оптимистичное предположение о будущих поставках газа, связанное с возможностью дополнительных поставок нетрадиционных видов газа при относительно низких затратах на их производство. Соответственно, снизятся и цены на газ, которые, как предполагается, будут от 1,5 до 2 долл. за 1 млн британских тепловых единиц (МБТЕ), ниже, чем в Сценарии Новых политик WEO-2010. Следствием снижения цен на газ как в абсолютном выражении, так и по отношению к другим видам топлива станет повышение спроса на газ (до 5132 млрд м³ к 2035 году) и рост его доли в суммарном мировом энергопотреблении до 25% (в Сценарии Новых политик WEO-2010 — 22% в 2035 году).

2. Более амбициозная политика использования газа в Китае, движимая главным образом целями расширения использования газа, принятыми 12-м пятилетним планом социально-экономического развития КНР. Спрос Китая на газ в СЗВГ находится также под влиянием предположения о более низких ценах на газ (что делает газ более конкурентоспособным по сравнению с углем) и замедления роста мощностей атомной энергетики. Соответственно, среднегодовой темп роста спроса на газ в Китае за 2009–2035 годы составит в СЗВГ 7,6%.

3. Более широкое использование природного газа всеми видами транспорта (до 250 млрд м³ в 2035 году, в том числе до 155 млрд м³ — дорож-

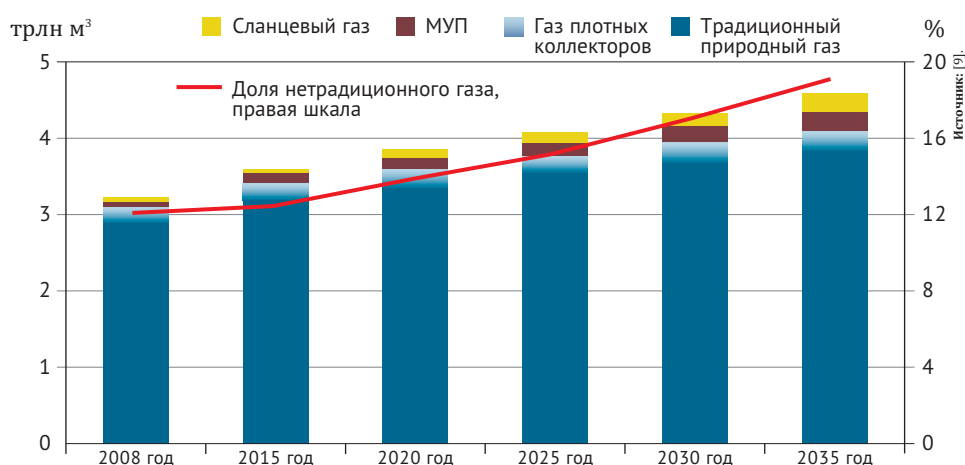


Рис. 4. Сценарий Новых политик WEO-2010: динамика добычи природного газа в мире по его основным типам

Примечание: добыча газа из плотных коллекторов определена в разных регионах различными методами, поэтому приведенные здесь данные и их динамика подвержены значительной неопределенности

Таблица 1

Прогнозная динамика мирового спроса на природный газ в соответствии со Сценарием золотого века газа WEO-2011-SR, млрд м³

	2008	2015	2020	2025	2030	2035	2008–2035*, %	Разница с СНП 2035**
СТРАНЫ ОЭСР	1541	1615	1691	1773	1865	1950	0,9	192
Северная Америка	815	841	872	924	986	1052	0,9	138
США	662	661	668	700	741	786	0,6	122
Европа	555	574	608	636	653	667	0,7	38
АТР	170	200	210	213	226	231	1,1	15
Япония	100	118	122	123	127	127	0,9	10
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	1608	2070	2328	2611	2912	3182	2,6	405
Восточная Европа/Евразия	701	755	786	824	857	876	0,8	38
Россия	453	474	487	504	522	528	0,6	25
Азия	341	576	715	864	1049	1244	4,9	309
Китай	85	247	335	430	535	634	7,7	239
Индия	42	81	104	134	176	234	6,5	57
Ближний Восток	335	428	470	536	592	632	2,4	23
Африка	100	139	154	164	170	173	2,1	9
Латинская Америка	131	172	203	224	245	258	2,5	26
Бразилия	25	48	66	76	88	98	5,1	21
Мир, всего	3149	3685	4019	4384	4778	5132	1,8	597
Европейский Союз	536	553	587	609	621	636	0,6	38

* Среднегодовые темпы роста с 2008 по 2035 год

** Сценарий Новых политик WEO-2010

Таблица 2

Прогнозная динамика мирового производства природного газа в соответствии со Сценарием золотого века газа WEO-2011-SR, млрд м³

	2008	2015	2020	2025	2030	2035	2008–2035*, %	Разница с СНП 2035**
СТРАНЫ ОЭСР	1157	1175	1237	1280	1343	1404	0,7	216
Северная Америка	797	805	837	891	961	1035	1,0	189
Канада	175	149	166	184	189	192	0,3	18
США	575	608	618	647	709	779	1,1	173
Европа	307	281	270	250	232	213	-1,4	6
Норвегия	102	106	114	123	128	127	0,8	5
АТР	53	90	130	139	149	156	4,1	21
Австралия	45	84	126	136	147	155	4,7	21
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	2010	2509	2782	3104	3435	3728	2,3	381
Восточная Европа / Евразия	886	967	1019	1136	1203	1257	1,3	80
Россия	662	706	720	801	842	881	1,1	67
Туркменистан	71	83	104	116	127	136	2,4	8
Азия	376	512	604	673	748	823	2,9	170
Китай	80	137	185	222	264	303	5,0	119
Индия	32	67	88	102	119	135	5,5	34
Индонезия	74	87	95	102	109	119	1,8	9
Ближний Восток	393	550	594	657	793	917	3,2	116
Иран	130	143	154	179	226	279	2,9	44
Катар	78	166	182	197	238	260	4,5	35
Саудовская Аравия	74	95	100	107	125	139	2,3	15
Африка	207	288	331	386	415	438	2,8	3
Алжир	82	121	136	156	163	168	2,7	6
Нигерия	32	42	57	79	102	119	5,0	6
Латинская Америка	148	193	233	253	276	292	2,6	12
Мир, всего	3167	3685	4019	4384	4778	5132	1,8	597
Европейский Союз	216	185	165	136	113	93	-3,1	0

* Среднегодовые темпы роста с 2008 по 2035 год

** Сценарий Новых политик WEO-2010

ными видами транспорта, особенно автотранспортом).

4. Замедление в глобальном масштабе роста мощностей атомной энергетики.

Оценки перспективных объемов и региональной структуры спроса (потребления) и добычи (производства) природного газа, сделанные в «WEO-2011. Special report» в рамках Газового сценария в соответствии с этими допущениями, представлены в табл. 1 и 2.

Основной прирост спроса на газ в СЗВГ, по сравнению со Сценарием Новых политик WEO-2010, прогнозируется в Китае и США (более 60% всей разницы), а также в Индии и ЕС (16%). На США и Китай приходится и основной прирост добычи газа (49%). Более 11% прироста добычи дает также Россия, 7% — Иран, и по 6% — Катар и Индия.

По мнению специалистов МЭА, подобные пересмотренные объемы глобального спроса на газ вполне могут быть покрыты увеличением его добычи в соответствии с уже имеющейся и прогнозируемой ресурсной базой. При этом добыча газа все в большей степени будет осуществляться из его нетрадиционных источников. По оценкам, сделанным в СЗВГ, добыча нетрадиционного газа за рассматриваемый период вырастет более чем на 40%, достигнув в 2035 году 1,2 трлн м³, против 0,9 трлн м³ в базовом сценарии WEO-2010. Соответственно, его удельный вес в суммарном мировом

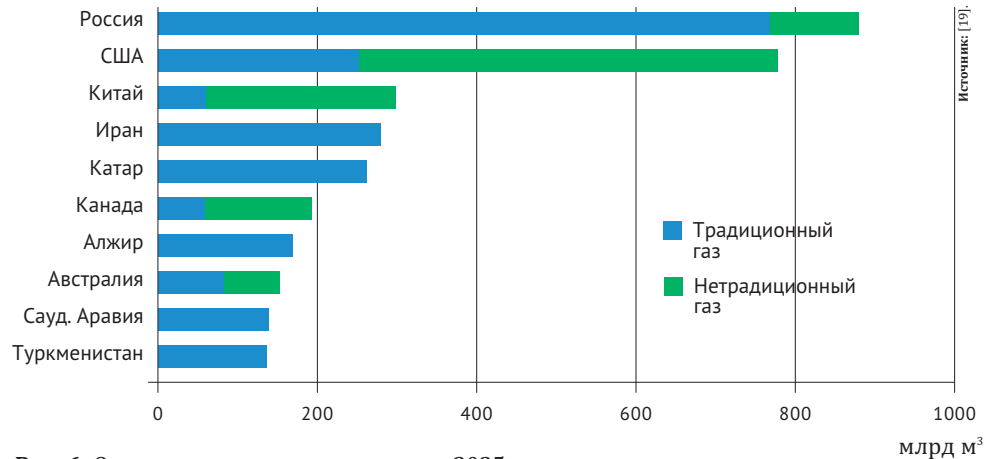


Рис. 6. Основные производители газа в 2035 году в соответствии с Газовым сценарием WEO-2011-SR

производстве газа увеличится с 12% в 2008 году до 24% в 2035 году [19].

По сравнению с базовым сценарием WEO-2010, в Сценарии золотого века газа пересмотрена и структура перспективной добычи нетрадиционного газа. Как и в Сценарии Новых политик WEO-2010, в Газовом сценарии большая часть прироста добычи нетрадиционного газа приходится на сланцевый газ и МУП. Но если в WEO-2010 ожидался рост их добычи примерно в одинаковых пропорциях (см. рис. 4), то в СЗВГ впервые делается ставка на сланцевый газ (см. рис. 5): его доля в мировой добыче газа достигнет к 2035 году 11%, тогда как доля МУП — 7%, а газа плотных коллекторов — 6%.

Основными производителями нетрадиционного газа останутся США и Канада, но к концу прогнозируемого периода вырастет его до-

быча и в других регионах: в Китае (МУП и сланцевого газа), России (газа плотных коллекторов), Индии (сланцевого газа) и Австралии (МУП) — рис. 6.

При этом авторами Газового сценария подчеркивается, что хотя понимание масштабов нетрадиционных газовых ресурсов в глобальном масштабе улучшается, сложные вопросы, связанные с добычей нетрадиционного газа, означают, что сами прогнозы добычи подвержены значительной степени неопределенности, особенно в тех регионах, где на сегодняшний день такая добыча практически не ведется.

В соответствии с пересмотренными представлениями о перспективном спросе на газ и возможностями его добычи, в Газовом сценарии дается и измененное деление стран и регионов мира на импортеров и экспортеров газа (см. рис. 7).

В частности, страны ОЭСР Северной Америки (прежде всего — США), которые в предыдущих прогнозах рисовались одним из крупнейших импортеров газа, в Газовом сценарии такими больше не являются: их импорт в 2035 году не превысит уровня 2008 года.

В основных сценариях вышедшего в том же 2011 году WEO-2011 [20] оценки мирового спроса на газ и прогнозы добычи газа отличаются от оценок Газового сценария, что лишним раз подчеркивает их высокую неопределенность. В общем виде эти различия представлены в табл. 3 и 4.

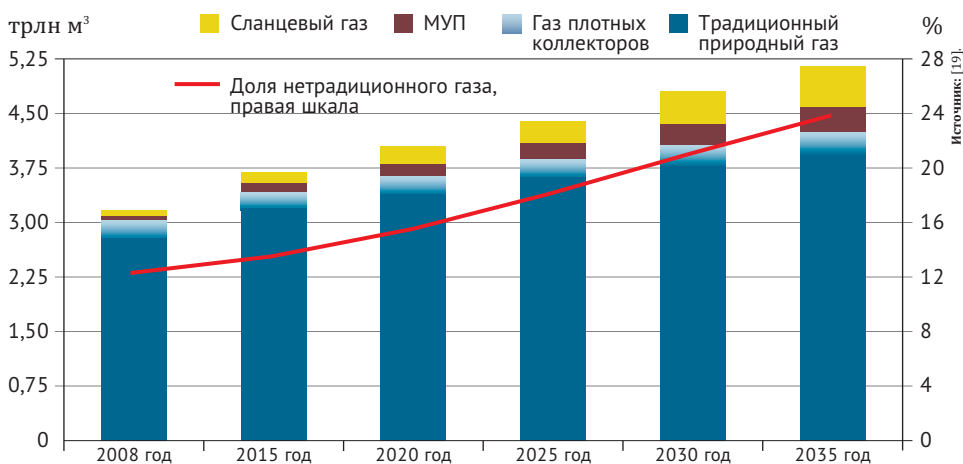


Рис. 5. Газовый сценарий «WEO-2011. Special report»: динамика добычи природного газа в мире по его основным типам

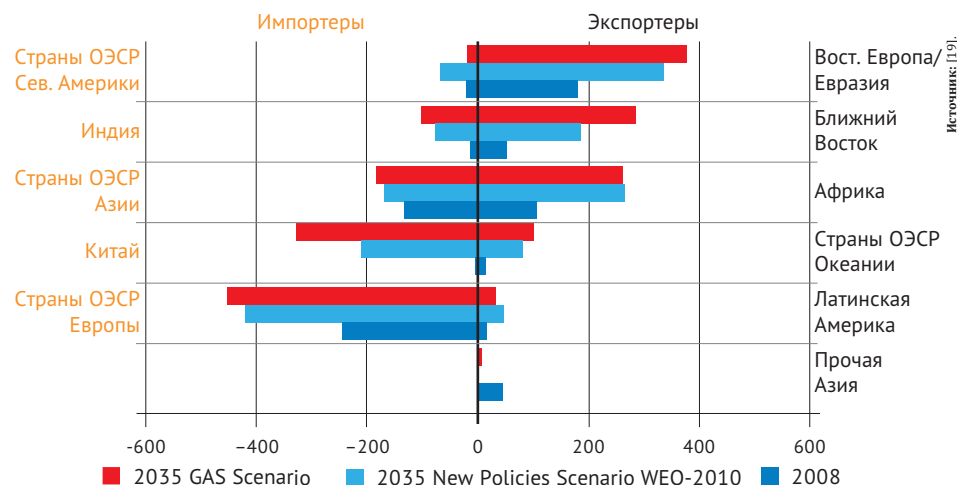


Рис. 7. Межрегиональная торговля природным газом в сценариях WEO-2010 и WEO-2011-SR

Таблица 3

Оценки перспективного спроса на газ в различных сценариях WEO-2011 и WEO-2011-SR, млрд м³

	2035 год		
	СЗВГ WEO-2011-SR	СНП WEO-2011*	СТП WEO-2011**
СТРАНЫ ОЭСР	1950	1841	1927
Северная Америка	1052	951	966
США	786	710	702
Европа	667	671	729
АТР	231	219	232
Япония	127	126	129
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	3182	2909	3160
Восточная Европа/Евразия	876	830	917
Россия	528	530	600
Азия	1244	1063	1080
Китай	634	502	520
Индия	234	186	176
Ближний Восток	632	622	700
Африка	173	161	177
Латинская Америка	258	233	286
Бразилия	98	91	115
Мир, всего	5132	4750	5087
Европейский Союз	636	629	687

* Сценарий Новых политик. ** Сценарий Текущих политик.

Таблица 4

Оценки перспективных уровней добычи газа в различных сценариях WEO-2011 и WEO-2011-SRR, млрд м³

	2035 год		
	СЗВГ WEO-2011-SR	СНП WEO-2011*	СТП WEO-2011**
СТРАНЫ ОЭСР	1404	1296	1308
Канада	192	172	...
США	779	696	...
Австралия	155	158	...
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	3728	3454	3780
Россия	881	858	...
Китай	303	290	...
Иран	279	225	...
Катар	260	219	...
Алжир	168	171	...
Мир, всего	5132	4750	5087
Доля нетрадиционного газа	24%	22%	...

* Сценарий Новых политик. ** Сценарий Текущих политик.

Как видим из табл. 3, оценка мирового спроса на газ в базовом (рекомендуемом) Сценарии Новых политик WEO-2011 существенно ниже, чем в Газовом сценарии WEO-2011-SR, причем, региональные структуры обоих сценариев практически одинаковы. Напротив, оценки общего мирового спроса на газ в Сценарии Текущих политик WEO-2011 отличаются от аналогичных оценок Газового сценария значительно меньше. Однако на уровне отдельных регионов встречаются даже принципиальные отличия (см. данные табл. 3 по странам ОЭСР Европы, Восточной Европы/Евразии, России, Ближнего Востока, Африки, Латинской Америки и др.), связанные в значительной мере с неопределенностью добычи нетрадиционного газа и, соответственно, балансирующей добычи газа традиционного.

О других различиях в области спроса на газ между базовым сценарием WEO-2011 и Газовым сценарием WEO-2011-SR дает представление рис. 8.

С отмеченной выше неопределенностью связаны и различия прогнозируемых МЭА в рассматриваемых сценариях объемов добычи природного газа (табл. 4).

В частности, в базовом сценарии WEO-2011 вопрос о том, будут ли США в рассматриваемой перспективе чистым импортером или экспортером газа, остается открытым.

29 мая 2012 года МЭА выпустило новый специальный доклад (обзор/прогноз) «Золотые правила «золотого века» природного газа» (Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas — WEO-2012-SRUG) [21]. В этом документе излагаются необходимые меры («золотые правила»), позволяющие, по мнению специалистов МЭА, избежать в будущем негативных последствий роста добычи сланцевого газа, который, в свою очередь, позволит кардинально изменить расклад сил на глобальном газовом рынке.

По мнению специалистов МЭА, природный газ находится на пороге своего «золотого века» («вступает в свой золотой век»). Но такой век на-

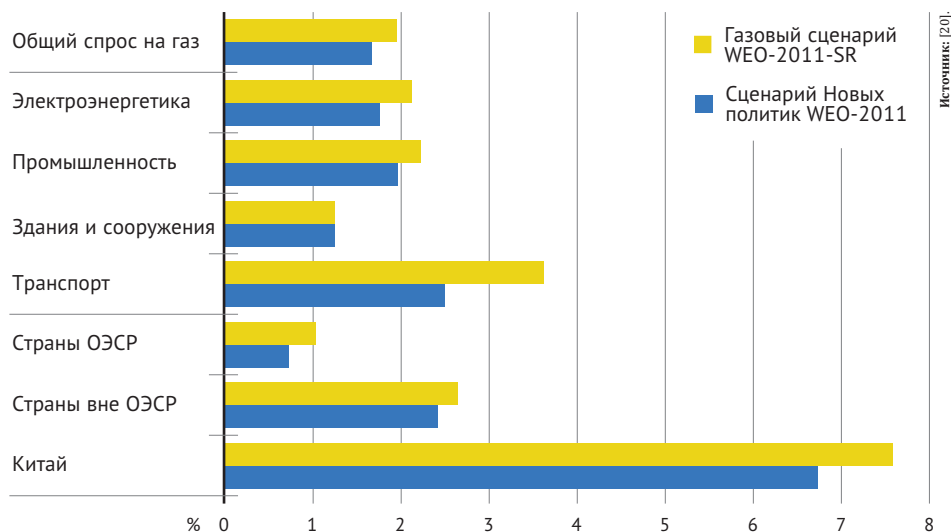


Рис. 8. Среднегодовые (за 2009-2035 гг.) темпы роста спроса на газ в различных сценариях МЭА

ступит только в том случае, если значительная часть огромных мировых запасов нетрадиционного газа — сланцевого газа, ГПК и МУП — может разрабатываться экономически эффективно и экологически приемлемо. Пока же светлое будущее нетрадиционного газа далеко от реальности: предстоит преодолеть большое количество барьеров, среди которых не последнюю роль играют социальные и экологические вопросы, связанные с его добычей. Производство нетрадиционного газа — интенсивный промышленный процесс, оказывающий более серьезное воздействие на окружающую среду по сравнению с добычей традиционного природного газа. Как правило, требуется бурение большего количества скважин и применение таких технологий, как, например, гидравлический разрыв пластов. К экологическим угрозам добычи сланцевого газа МЭА относит возможные землетрясения при бурении скважин, загрязнение водных ресурсов, а также выбросы газа в атмосферу. При невнимании к их решению эти проблемы могут привести к ограничению или даже полному прекращению добычи нетрадиционного газа.

МЭА исходит из того, что, принимая во внимание последние достижения в области технологий добычи, «золотые правила» призваны

помочь потенциальным игрокам на энергетических рынках — правительствам, нефтегазовым компаниям и другим заинтересованным сторонам — избежать подобных негативных экологических и социальных последствий. Как отмечается в WEO-2012-SRUG, эти правила были названы «золотыми» потому, что их применение позволит получить от общества «кредит доверия», дать операторам «социальную лицензию» на разработку сланцевых залежей. А это, в свою очередь, откроет путь для повсеместной и широкомасштабной разработки ресурсов нетрадиционного газа в целом, повышая общий объем его поставок и воплощая «золотой век» газовой промышленности в реальность.

Правила включают в себя меры по обеспечению качественного планирования работ, полной прозрачности деятельности, участия местного населения, обязательного мониторинга и контроля влияния на окружающую среду, независимых оценок ее состояния, правильного выбора мест бурения, а также принятие нормативных актов для обеспечения высокого уровня стандартов, стимулирование инноваций и технического прогресса. Собственно, «золотых правил» семь. В WEO-2012-SRUG они формулируются следующим образом [21]:

1. Оценивайте, общайтесь и сотрудничайте (ведите диалог с местными сообществами, населением и другими заинтересованными сторонами на всех этапах разработки месторождения; оцените исходные экологические показатели и оперативно извещайте обо всех их изменениях во время работы; сведите к минимуму перебои в работе и др.).

2. Посмотрите, где вы бурите (выбирайте площадки для бурения таким образом, чтобы свести к минимуму негативное воздействие на местное сообщество и его наследие, на индивидуальную среду обитания и экологию, а также на существующее положение дел в землепользовании; оцените риск глубинных разломов и других геологических последствий, которые могут привести к землетрясениям или просачиванию жидкостей между геологическими пластами; проводите мониторинг, чтобы гидроразрыв не выходил за пределы газоносных пластов).

3. Изолируйте скважины и предотвращайте утечки (введите в действие жесткие правила по проектированию, строительству, цементированию и тестированию скважин, чтобы они были полностью изолированы от водоносных пластов; учитывайте ограничения минимальной глубины гидроразрыва, чтобы эти работы всегда проводились достаточно далеко от уровня грунтовых вод; обеспечивайте утилизацию всех жидких и твердых отходов и др.).

4. Рационально используйте воду (сократите потребление пресной воды за счет повышения эффективности эксплуатации скважины, повторного использования воды или ее утилизации, когда это возможно, чтобы уменьшить нагрузку на местные водные ресурсы; минимизируйте использование химических присадок, используйте более экологически безопасные материалы и др.).

5. Минимизируйте выбросы вредных веществ (исключите продувки скважин, минимизируйте сжигание газа на факелах и загрязнение воздуха транспортными средствами,

двигателями бурильных станков, насосов и компрессоров и др.).

6. Мыслите масштабно (изыщите возможности для экономии за счет масштаба и скоординированного развития местной инфраструктуры, что может уменьшить воздействие на окружающую среду; учитывайте совокупное и региональное воздействие собственно бурения, производства и доставки необходимых материалов на окружающую среду, в частности, на водопотребление, землепользование, качество воздуха, транспортное сообщение и уровень шума).

7. Обеспечьте устойчиво высокий уровень экологической безопасности (всех видов работ).

Повсеместное применение этих правил, по мнению специалистов МЭА, хотя и увеличит общий объем инвестиций на разработку скважины сланцевого газа примерно на 7%, что, однако, для крупных проектов с большим количеством скважин может быть скомпенсировано снижением эксплуатационных затрат, но устранит на пути развития отрасли многие существующие барьеры. В результате доля природного газа в общемировом потреблении первичных энерго-ресурсов достигнет в 2035 году 25%, а удельный вес нетрадиционных источников в суммарном производстве газа — до 32%.

Подробные оценки влияния имплементации «золотых правил» в глобальном масштабе приведены в Сценарии золотых правил (СЗП — Golden Rules Case), разработанном в WEO-2012-SRUG. Основные параметры этого сценария в сравнении со Сценарием золотого века газа WEO-2011-SR, а также базового сценария, вышедшего в ноябре того же 2012 года WEO-2012, даны в табл. 5 и 6.

Как видно из табл. 5, в Сценарии золотых правил общий спрос на газ в мире прогнозируется практически в тех же объемах, что и в Газовом сценарии 2011 года. Однако распределение этого спроса между развитыми и развивающимися странами различно. Если в Газовом сценарии в 2035 году на страны ОЭСР прихо-

Таблица 5

Оценки перспективного спроса на газ в 2035 году в сценариях WEO-2011-SR, WEO-2011, WEO-2012-SRUG и WEO-2012, млрд м³

	СЗВГ WEO-2011-SR	СНП WEO-2011*	СЗП WEO-2012-RUG	СНП WEO-2012*
СТРАНЫ ОЭСР	1950	1841	1982	1937
Северная Америка	1052	951	1051	1032
США	786	710	787	766
Европа	667	671	692	669
АТР	231	219	239	236
Япония	127	126	137	123
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	3182	2909	3130	3018
Восточная Европа/Евразия	876	830	872	842
Россия	528	530	560	549
Азия	1244	1063	1199	1111
Китай	634	502	593	544
Индия	234	186	201	178
Ближний Восток	632	622	641	640
Африка	173	161	166	176
Латинская Америка	258	233	252	249
Бразилия	98	91	...	78
Мир, всего	5132	4750	5112	4955
Европейский Союз	636	629	644	618

* Сценарий Новых политик.

По данным: [19-22].

Таблица 6

Прогнозная динамика мирового производства природного газа в сценариях WEO-2011-SR, WEO-2011, WEO-2012-SRUG и WEO-2012, млрд м³

	СЗВГ WEO-2011-SR	СНП WEO-2011*	СЗП WEO-2012-RUG	СНП WEO-2012*
СТРАНЫ ОЭСР	1404	1297	1546	1446
Северная Америка	1035	932	1089	1067
Канада	192	172	177	188
США	779	696	821	800
Европа	213	204	285	215
Норвегия	127	120	...	113
АТР	156	159	172	164
Австралия	155	158	170	161
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	3728	3452	3567	3509
Восточная Европа/Евразия	1257	1197	1123	1204
Россия	881	858	784	856
Туркменистан	136	120	...	138
Азия	823	773	984	775
Китай	303	290	473	318
Индия	135	120	111	97
Индонезия	119	119	153	143
Ближний Восток	917	773	776	809
Иран	279	225	...	219
Катар	260	219	...	223
Саудовская Аравия	139	116	...	128
Африка	438	442	397	428
Алжир	168	171	135	147
Нигерия	119	110	...	94
Латинская Америка	292	269	286	292
Мир, всего	5132	4750	5112	4955
Европейский Союз	93	89	165	94

* Сценарий Новых политик.

По данным: [19-22].



общемирового производства газа, а в Сценарии золотых правил — 30,2%. Следует, однако, отметить, что сами специалисты МЭА считают, что от применения «золотых правил» в первую очередь выиграют развивающиеся страны. Именно на эти страны придется большая часть прироста за 2010–2035 гг. и потребления газа (80% — рис. 9), и его добычи, в том числе и нетрадиционного газа (рис. 10).

Следует также отметить, что в Сценарии золотых правил WEO-2012-SRUG эксперты МЭА заложили очень высокие темпы разработки нетрадиционных источников газа, особенно сланцевого (рис. 11), в том числе в странах, где такая добыча в то время не велась, а оценки ресурсной базы были более чем недоосторожны⁸.

В частности, по расчетам МЭА для реализации этого сценария и добычи прогнозируемых объемов нетрадиционного газа в мире к 2035 году потребуются пробурить более миллиона новых скважин, в том числе в США — около 500 тыс., и в Китае — около 300 тыс.

Объем суммарных инвестиций в мире, требуемых для реализации этого сценария, МЭА оценивает в 9,7 трлн долл. (в ценах 2010 года), в том числе в разведку и добычу нетрадиционного газа — в 2,7 трлн долл.

В результате многие страны в этом прогнозе стали на уровне 2035 года крупными продуцентами газа. Среди них Польша (34 млрд м³, из которых на нетрадиционный газ приходится 90%), ЕС в целом (165 млрд м³ — 47%), Индия (111 млрд м³ — 80%) и Китай (473 млрд м³ — 83%) — рис. 12.

Тем самым Китай в этом сценарии к 2035 году выйдет в тройку мировых лидеров по добыче газа, причем станет абсолютным лидером по удельному весу сланцевого газа в общем объеме газодобычи. При

⁸ Подробнее о геологической изученности сланцевых залежей и об имеющихся оценках геологических ресурсов сланцевого газа и его разведанных запасах в мире см. напр. [12, 16].

Рис. 9. Структура прироста потребления газа в Сценарии золотых правил по регионам и секторам экономики

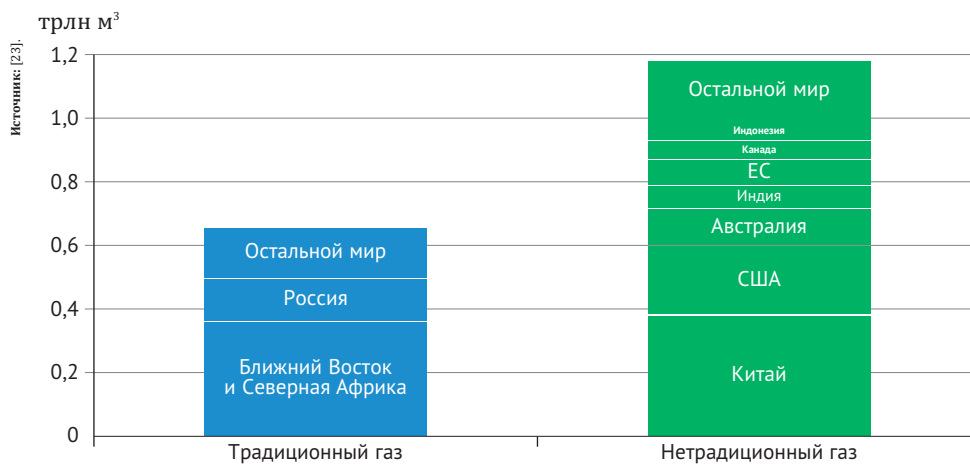


Рис. 10. Региональная структура прироста добычи газа в Сценарии золотых правил

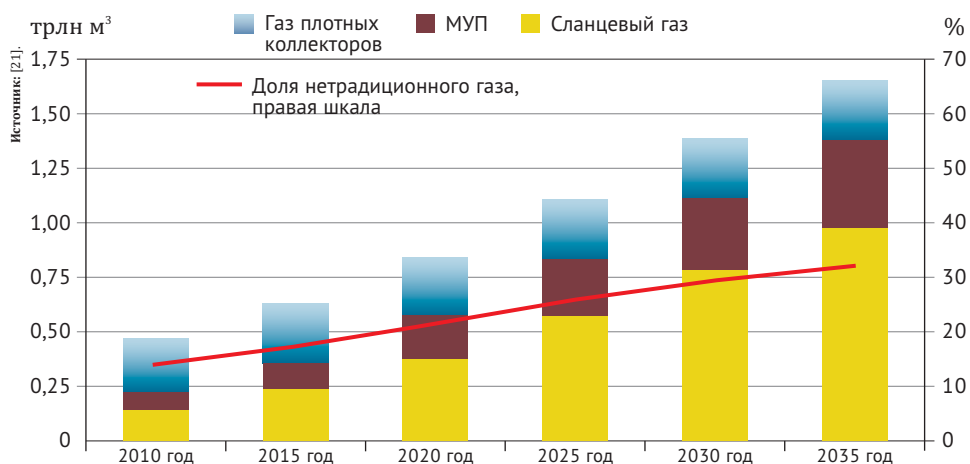


Рис. 11. Сценарий золотых правил WEO-2012-SRUG: прогноз добычи нетрадиционных видов газа

дилось 38% глобального спроса на газ, то в СЗП — 38,8%, то есть можно было бы сделать вывод, что от применения «золотых правил» в первую очередь выиграют развитые

страны. Эта закономерность еще лучше видна в части добычи газа (табл. 6).

В Газовом сценарии в 2035 году на страны ОЭСР приходилось 27,4%

этом и Китай, и Индия за счет национальной добычи, в основном из нетрадиционных источников, могут закрыть большую часть своих потребностей в газе.

Как мы писали в том же 2012 году, вот такие-то прогнозы и настаивают. Что стоит за ними? Не попытка ли отвлечь внимание от развития импорта газа, в первую очередь из соседней России? Ведь подобными прогнозами дается четкий сигнал руководству этих стран и бизнесу — инвестиции надо направлять на разработку сланцевого и синтетического газа, метана угольных пластов, а не в проекты по

импорту трубопроводного или сжиженного газа [16].

Интересно также отметить, что именно в Сценарии золотых правил WEO-2012-SRUG МЭА впервые спрогнозировало, что США уже в 2020 году могут стать нетто-экспортером природного газа⁹ (рис. 13).

В базовом Сценарии Новых политик WEO-2012 прогнозы спроса и предложения природного газа в целом ориентируются на оценки Сценария золотых правил WEO-2012-SRUG (в WEO-2012 они в 2035 году ниже всего на 2,2%). В то же время по ряду стран и регионов в WEO-2012 сделаны достаточно значи-

тельные корректировки. Так, спрос на газ в Китае, Индии и ЕС на уровне 2035 года в WEO-2012 меньше, чем в Сценарии золотых правил на 49, 23 и 24 млрд м³, соответственно (на 8, 11 и 4%).

Что же касается добычи газа, то в WEO-2012 она существенно ниже, чем в Сценарии золотых правил, в странах ОЭСР (в 2035 году на 100 млрд м³ или на 6,5%), в первую очередь — в ЕС (на 70 млрд м³, или на 43%), и в Китае (на 155 млрд м³, или на 33%). Подобное снижение оценок производства газа как раз и свидетельствует о понимании экспертами МЭА реальных проблем с развитием добычи нетрадиционного газа в этих регионах. Соответственно, в целях балансировки глобального спроса-предложения газа эксперты МЭА вынуждены были прогнозировать более высокие темпы роста добычи традиционного газа в традиционных регионах его производства, прежде всего в России (+72 млрд м³), странах Ближнего Востока (+33 млрд м³) и Африки (+31 млрд м³). В целом же удельный вес нетрадиционного газа в глобальной добыче газа в 2035 году в Сценарии Новых политик WEO-2012 составляет 26% против 32% в Сценарии золотых правил WEO-2012-SRUG.

Однако в WEO-2012 подчеркивается, что именно нетрадиционный газ — сланцевый и МУП — будет играть ключевую роль в удовлетворении растущего спроса на природный газ. Доля сланцевого газа в общемировой добыче газа в 2035 году составит около 14%, а МУП — около 7%. Основная часть прироста их производства приходится всего на три страны — Китай (30%), США (20%) и Австралию (12%). При этом доля США в мировом объеме производства нетрадиционного газа снизится с 78% в 2011 году до 44% в 2035 году.

Таким образом, в 2011–2012 гг., когда о сланцевом газе разверну-

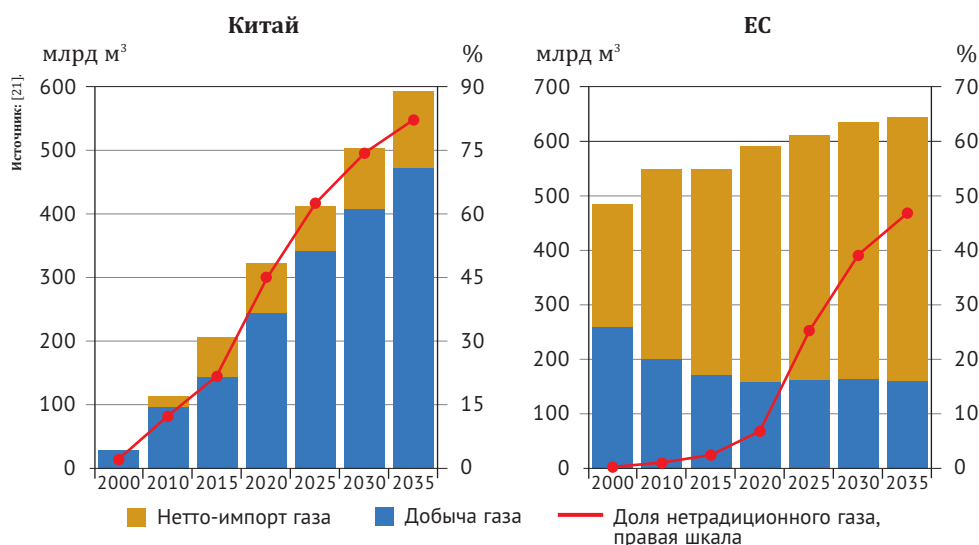


Рис. 12. Сценарий золотых правил WEO-2012-SRUG: баланс газа в Китае и ЕС

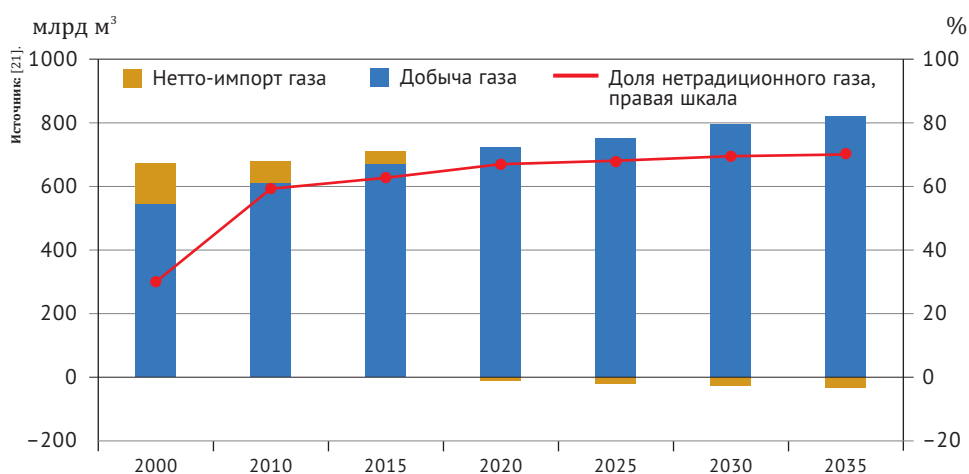


Рис. 13. Сценарий золотых правил WEO-2012-SRUG: баланс природного газа США

⁹ В том же 2012 году впервые подобный прогноз сделало и Управление энергетической информации США. Согласно Annual Energy Outlook 2012, к 2016 году США превратятся в экспортера сжижен-

ного природного газа (СПГ), а после 2025 года будут экспортировать и трубопроводный газ. И уже в 2021 году США могут стать нетто-экспортером природного газа [24].

лись бурные дискуссии на различных конференциях, форумах и симпозиумах, когда тысячи и тысячи людей — представителей самых различных сфер — стали заинтересованно обсуждать вопрос: «Сланцевый газ — миф или реальность?», МЭА выдвинуло, по сути, целую долгосрочную программу развития добычи природного газа из нетрадиционных источников.

Программу, безусловно, не бесспорную, опирающуюся на не вполне достоверную ресурсную базу и целый ряд допущений, но заманчивую и интересную.

Оценки добычи нетрадиционного газа в прогнозах последних лет

В дальнейшем, по мере поступления новых знаний о нетрадиционных источниках газа, закономерностях их формирования и совершенствования технологий их разработки,

МЭА последовательно корректировало свои прогнозы развития мировой энергетики, в том числе и в области производства и потребления природного газа. Однако стержнем газовых прогнозов всегда оставался именно нетрадиционный газ, с которым МЭА фактически отождествляло будущее всего природного газа (табл. 7).

Вместе с тем, подводя своего рода промежуточные итоги реализации «программы» «золотого века газа», в WEO-2017 отмечается, что, хотя за прошедшие шесть лет большинство из намеченного, по крайней мере частично, уже осуществилось, все идет далеко не так просто, как ожидалось [6].

Напомним, что идея «золотого века» была построена на четырех основных положениях. В части предложения основной тезис заключался в том, что избыток нетрадиционных газовых ресурсов поможет снизить

затраты на поставки, сделав природный газ дешевле и более привлекательным и доступным во всем мире. В части спроса в качестве основных элементов, обеспечивающих его рост, считались амбициозная политика поощрения использования газа в Китае, более широкое использование газа на автомобильном транспорте и снижение темпов роста ядерной энергетики.

Так вот, отмечается в WEO-2017: цены на природный газ в 2016 году в значительной степени соответствуют тем, которые ожидались в сценарии «золотого века», поэтому в этом смысле предпосылка относительного избытка была реализована. Североамериканский сланцевый газ стал чрезвычайно успешным; однако, вопреки тому, что предполагалось в сценарии «золотого века», тиражирование истории успеха североамериканского сланцевого газа в других бо-

Таблица 7
Нетрадиционный газ — основа будущего развития газового сектора мировой экономики, млрд м³

	2035 год					2040 год			
	WEO-2013	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017
Потребление /добыча, всего,	4975	5007	4837	4858	4950	5378	5160	5219	5304
в том числе нетрадиционный,	1328	1567	1541	1530	1486	1689	1667	1704	1654
из него:									
— сланцевый	745	895	908	...	1068	954	941	...	1188
— МУП	315	314	284	356	342	...	130
— газ плотных пород	269	308	309	327	338
— уголь в газ	...	49	40	51	45
— газогидраты	...	0,7	0,7	0,9	1,0
— % от всей добычи	26,7	31,3	31,9	31,5	30,0	31,4	32,3	32,6	31,2

Построена по данным МЭА [6, 25–28]

Таблица 8
Оценки перспективного спроса на газ в 2035 году в базовых сценариях прогнозов, выполненных в 2013–2017 гг., млрд м³

	2035 год					2040 год			
	WEO-2013	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017
СТРАНЫ ОЭСР	1855	1952	1831	1807	1888	2004	1870	1835	1924
США	789	881	831	824	867	895	851	840	880
ЕС	554	546	475	469	469	559	466	452	454
Япония	124	103	104	97	106	102	104	96	107
СТРАНЫ ВНЕ ОЭСР	3086	3035	2982	3013	3024	3343	3258	3335	3329
Россия	544	488	455	441	463	504	465	447	470
Китай	529	545	546	547	554	603	592	605	610
Индия	172	167	148	159	155	202	174	189	183
Ближний Восток	700	650	693	741	737	696	738	804	795
Африка	204	250	232	255	251	294	285	312	306
Спрос/потребление, всего	4975	5007	4837	4858	4950	5378	5160	5219	5304

Построена по данным МЭА [6, 25–28]

гатых сланцами странах было очень ограниченным.

Что касается спроса, то положение здесь не так однозначно (табл. 8).

Расширение спроса на газ действительно стало стратегической линией энергетической политики Китая; перспективы ядерной энергетики действительно несколько поблекли. Некоторые страны, в частности США и другие государства Северной Америки, уже значительно опережают прогнозы, сделанные в сценарии «золотого века». Ближний Восток и Латинская Америка также потребляют по крайней мере столько же газа, сколько ожидалось в этом «оптимистическом» сценарии.

Но в Европе ситуация прямо противоположная, и спрос на газ существенно снизился за последние несколько лет. Россия и некоторые другие зрелые газовые рынки Евразии также не достигли «золотого века». Спрос в большинстве развивающихся стран Азии, в частности в Индии, а также в Африке, также значительно ниже прогнозов, сделанных в сценарии «золотого века». Не получил газ роста спроса и во многих странах, где он занимает относительно небольшую долю в энергобалансе. В целом же темпы роста спроса на газ в мире заметно замедлились: в среднем с 2,8% в год в 2000–2010 гг. до 1,4% в последнее время. Примерно на таком же уровне (1,6%/год) прогнозируются они в WEO-2017 и на весь период с 2016 по 2040 год. При этом эксперты МЭА отмечают, что даже при низких ценах газу приходится вести жесткую конкурентную борьбу за энергетические рынки не только с углем, но и с дешевеющими ВИЭ и результатами роста энергоэффективности, которые получают мощную политическую поддержку.

Не получила ожидаемого развития и газификация автотранспорта, так как переходу его на альтернативные виды топлива помешали низкие цены на нефть.

Выше уже было отмечено, что стержнем газовых прогнозов МЭА в последние годы всегда оставался

именно нетрадиционный газ. На него приходится более половины всего прироста добычи газа и в WEO-2017, причем очевидным лидером среди различных видов такого газа является сланцевый газ. На сланцевый газ в 2040 году, по оценкам Сценария Новых политик, будет приходиться 22,4% всей общемировой добычи газа и 72% — газа нетрадиционных источников. Сланцевый газ обеспечит и почти 76% всей добычи природного газа в США.

Прогнозы МЭА свидетельствуют, что США останутся крупнейшим в мире производителем газа в течение всего периода до 2040 года. Динамика и структура американской добычи газа приводится в WEO-2017 (рис. 14).

В частности, в этой работе подчеркивается, что «Соединенные Штаты являются бесспорным двигателем роста мировой добычи сланцевого газа: в 2016 году объем добычи превысил здесь 445 млрд куб. м, а к 2040 году мы прогнозируем рост до 800 млрд куб. м» [6]. При этом доля США в мировом производстве сланцевого газа сократится с почти 100% в настоящее время до более чем 90% в 2025 году и до 65% в 2040 году.

На базе такого развития газодобычи США, которые уже являются

чистым экспортером природного газа, к середине 2020-х гг. станут, по оценкам МЭА, и крупнейшим экспортером СПГ: его поставки достигнут по меньшей мере 115 млрд м³ к 2025 году и 160 млрд м³ к 2040 году.

Для специалистов представляют несомненный интерес и сделанные по результатам исследований в предыдущем прогнозе — WEO-2016 — выводы специалистов МЭА о зависимости перспективных уровней добычи сланцевого газа в США от величины его ресурсной базы (рис. 15) и уровней внутренних цен на природный газ (рис. 16).

Проведенный в этом прогнозе анализ имеющихся оценок технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа в США показывает, что допустимым их диапазоном являются оценки от 14 до 34 трлн м³ (по состоянию на конец 2015 года). В Сценарии Новых политик был принят их объем в 22 трлн м³, что выше принятого в WEO-2015 объема в 16 трлн м³.

На основе проведенного углубленного анализа профилей добычи на 27 месторождениях сланцевого газа с различной оценкой их технически извлекаемых ресурсов сделан вывод, что указанному выше диапазону оценок ресурсной базы соот-

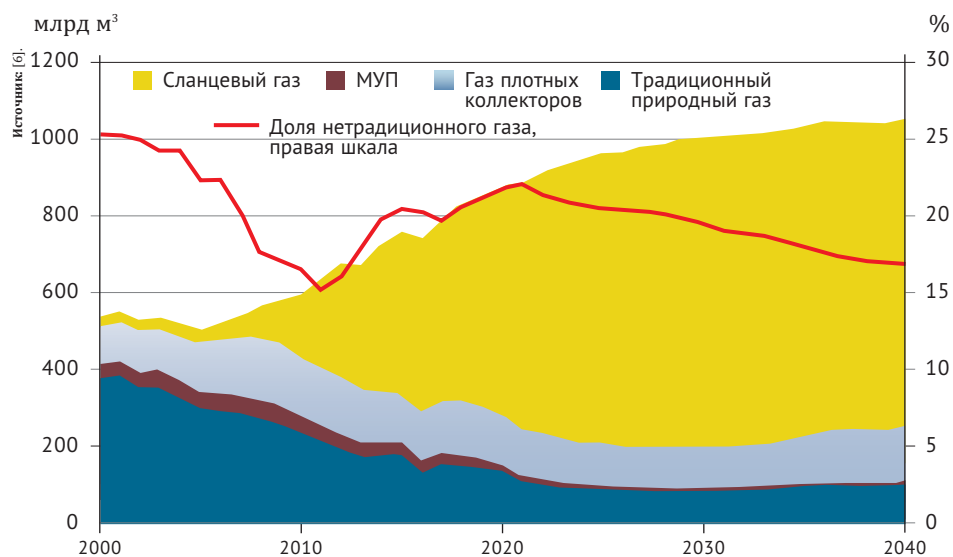


Рис. 14. Динамика и структура добычи природного газа в США согласно Сценарию Новых политик WEO-2017

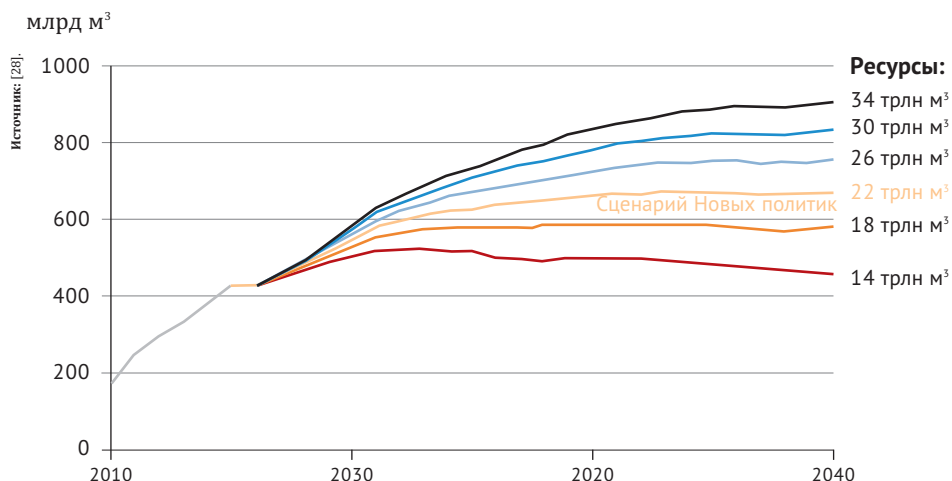


Рис. 15. Зависимость уровней добычи сланцевого газа в США от оценки величины его ресурсной базы

ветствует диапазон уровней добычи газа от 470 млрд м³ до чуть более 900 млрд м³ в 2040 году (рис. 15).

При этом специалистами МЭА вновь отмечается, что из-за быстрого снижения дебитов газовых скважин производители должны постоянно наращивать буровую деятельность, чтобы компенсировать падение добычи из существующих скважин и расширить добычу. Таким образом, даже при самой оптимистичной оценке ресурсов темпы роста производства, наблюдавшиеся в последние годы, вряд ли могут быть устойчивыми в среднесрочной перспективе. Отсюда делается прогноз, что добыча сланцевого газа в США достигнет «плато»/«полки» во второй половине прогнозного периода, в основном из-за того, что разработка постепенно будет распространяться на залежи более низкого качества, где начальные дебиты скважин ниже, чем были в прошлом. Пессимистичный взгляд на оценку имеющихся в США ресурсов сланцевого газа (14 трлн м³) также предполагает значительный рост его добычи в среднесрочной перспективе, но пик добычи сланцевого газа будет достигнут уже в начале 2020-х годов.

Кроме того, отмечается, что увеличение ресурсной базы само по себе не вызовет заметной тенденции к росту производства газа: рост производства рано или поздно остано-

вится из-за отсутствия спроса на газ, если рыночные силы или политика не откроют новых возможностей для роста его потребления.

Другим важным фактором, определяющим перспективные уровни добычи сланцевого газа в США, являются цены на газ на внутреннем рынке страны. Анализ, проведенный МЭА, показывает, что, исходя из ресурсов в 22 трлн м³, чувствительность добычи сланцевого газа к цене наиболее высока, если цена в 2040 году будет равна 2–4 долл. США за МБТЕ. В этом случае прогнозируемые уровни добычи будут отличаться более чем на 400 млрд м³ (рис. 16).

При ценах в 2040 году выше 4 долл./МБТЕ ценовая эластичность

добычи сланцевого газа заметно снижается — стоимостная кривая является пологой при ценах до 4 долл./МБТЕ, а затем становится все более крутой, поскольку объем дополнительного газа, который может экономически рентабельно добывать, резко снижается.

Отсюда в WEO-2016 делается вывод, что траектории добычи с быстрым увеличением в первой половине прогнозируемого периода (например, в результате роста цен в краткосрочной перспективе, который сохраняется до 2040 года) обычно приводят к пиковой добыче, достигнутой до конца прогнозируемого периода. Даже если весь ресурс газовой залежи становится экономически рентабельным при данном ценовом уровне, потребность в буровых установках, квалифицированной рабочей силе и других компонентах цепочки поставок представляет собой дополнительное ограничение: повышение цен на газ подстегивает расширение буровой деятельности, что толкает вверх затраты по всей цепочке поставок. Тем не менее, рост цены почти в три раза, от 4 до 11 долл. за МБТЕ, в 2040 году приведет к дополнительной добыче 260 млрд м³ в год в конце прогнозного периода. Таким образом, в то время как рост добычи сланцевого газа не может быть устойчивым в течение длительного времени, если цены остаются значи-

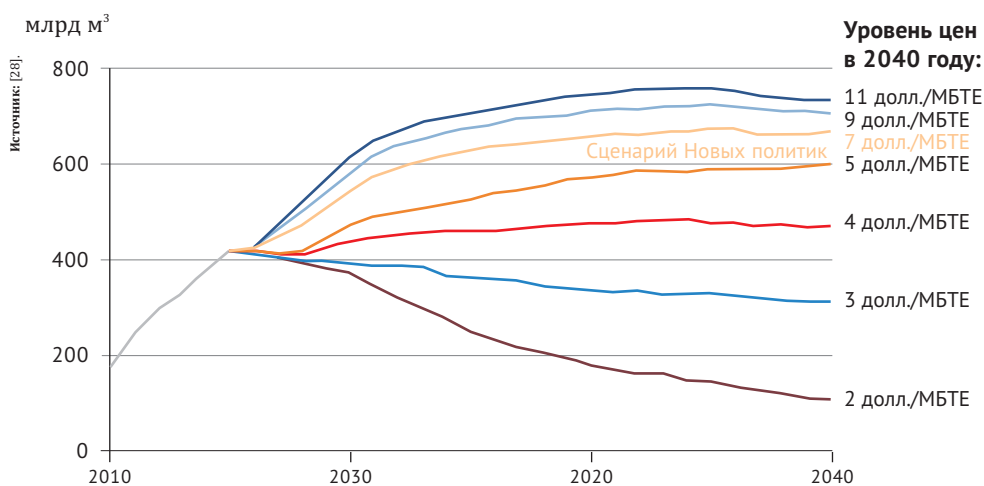


Рис. 16. Зависимость уровней добычи сланцевого газа в США от будущих цен на газ

тельно ниже 4 долл./МБТЕ в течение прогнозируемого периода, резкое увеличение цен — от текущих минимумов — действительно поддерживает быстрый рост производства. Но даже при высоких ценах производство, вероятно, достигнет пика до 2040 года.

Интересен, на наш взгляд, и вывод МАЭ о том, что достигнутые в США успехи в добыче сланцевого газа могут отсрочить «сланцевую революцию» в других странах. Эксперты МЭА в WEO-2017 отмечают: «Иногда считается, что успех сланцевой добычи в Соединенных Штатах предвещает скорую сланцевую революцию в мировом масштабе, когда другие страны приобретают или импортируют американские технологии и ноу-хау, которые помогут им осваивать свои собственные ресурсы сланцевого газа». В то же время примеры Канады и Мексики показывают, что дешевый американский сланцевый газ может в конечном итоге служить сдерживающим фактором для успешного развития его добычи в этих странах, несмотря на хорошую ресурсную базу. «Однако стимулов для инвестиций в ее разработку практически нет, когда оптовые цены остаются низкими. Та же логика применима, хотя и в несколько более размытой форме, к более удаленным сланцевым ресурсам от Аргентины до Китая» [6].

Тем не менее, в базовом сценарии WEO-2017 прогнозируется, что на уровне 2040 года объем производства сланцевого газа в Канаде составит почти 155 млрд м³, в Китае — почти 100 млрд м³ и в Аргентине — почти 50 млрд м³, а во всех остальных странах мира — 83 млрд м³.

В WEO-2017 существенно пересмотрена, в сторону снижения, роль в мировой добыче газа метана угольных пластов (см. табл. 7). Если в WEO-2014 добыча МУП в мире в 2040 году оценивалась в 356 млрд м³, а в WEO-2015 — в 342 млрд м³, то в WEO-2017 — только в 130 млрд м³ (рис. 17). При этом отмечается, что ресурсы метана угольных пластов относительно широко распростра-

нены в мире, но до сих пор добыча МУП росла только в Соединенных Штатах, Канаде, Австралии и Китае. И хотя за 2000–2016 гг. добыча МУП в мире почти удвоилась, достигнув 70 млрд м³, это не идет ни в какое сравнение с динамикой добычи сланцевого газа, которая (добыча) за этот же период выросла более чем в двадцать раз.

Согласно Сценарию Новых политик, к 2040 году глобальная добыча МУП, как уже было показано выше, составит всего лишь примерно 130 млрд м³. В США и Канаде ему будет сложно конкурировать со сланцевым газом, стоимость которого резко снижается. В Австралии в течение последних десяти лет производство МУП быстро росло главным образом в целях его растущего экспорта в виде СПГ. По прогнозам МЭА, к началу 2020-х гг. объем добычи здесь возрастет до 35 млрд м³, после чего Австралия станет крупнейшим мировым производителем МУП, а к 2040 году его добыча увеличится до 55 млрд м³.

По мнению экспертов МЭА, Китай имеет амбициозные планы по увеличению добычи нетрадиционного газа, в том числе МУП и шахтного метана, который улавливается на угледобывающих предприятиях. По их оценкам, в 2040 году из 225 млрд м³ всей добычи нетрадиционного газа в Китае на долю МУП придет-

ся около 30 млрд м³ (в WEO-2016 — почти 45 млрд м³). Увеличится производство МУП и в ряде развивающихся стран Азии, главными из которых являются Индонезия и Индия.

При этом эксперты МЭА отмечают, что хотя для добычи МУП используется другой набор технологий, чем для добычи сланцевого газа, производство МУП вызвало аналогичные экологические и социальные проблемы, связанные с возможным загрязнением воды, доступом к земле и неорганизованными выбросами, в целом ряде стран.

Следует отметить, что более тщательный анализ перспектив развития добычи нетрадиционного газа в мире выполнить практически невозможно, так как в каждом из рассмотренных нами WEO картина дается далеко не полной. Например, прогнозные оценки по всем видам добычи нетрадиционного газа даны только в WEO-2014 и WEO-2015. В WEO-2016 разбивки по видам нет вообще, и приходится только догадываться, за счет какого газа суммарное производство нетрадиционного газа на уровне 2040 года вырастет, по оценкам МЭА, по сравнению с WEO-2015 на 37 млрд м³ (см. табл. 7).

Еще сложнее понять структуру перспективной добычи нетрадиционного газа в WEO-2017. Из него лишь видно, что на уровне 2040 года

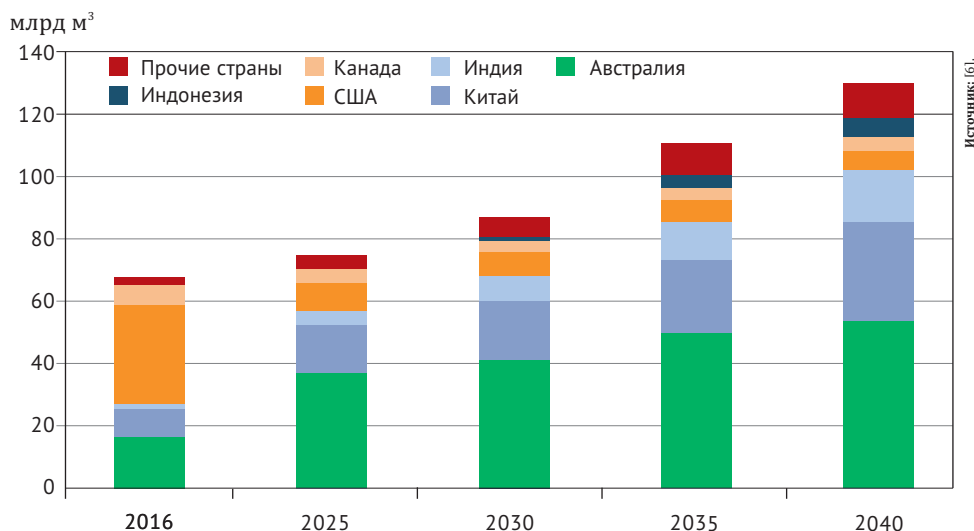


Рис. 17. Прогнозируемая динамика добычи метана угольных пластов в Сценарии Новых политик WEO-2017

общая добыча нетрадиционного газа снизилась, по сравнению с WEO-2016, на 50 млрд м³, а по сравнению с WEO-2015 — на 13 млрд м³. В то же время добыча сланцевого газа, по сравнению с WEO-2015, выросла на 247 млрд м³, а МУП — сократилась на 212 млрд м³.

На остальные три вида нетрадиционного газа — газ плотных коллекторов, синтетический газ из угля и газ из газогидратов — приходится, таким образом, в том же 2040 году 336 млрд м³ против 384 млрд м³ в WEO-2015. Так за счет какого газа снизилась добыча? Газ плотных коллекторов или синтетического из угля? Остается только догадываться, так как в самом WEO-2017 об этом нет ни слова¹⁰.

Заключение

Представленный анализ эволюции взглядов МЭА на перспективы добычи нетрадиционных видов газа дает лишь общее представление о взглядах специалистов этой организации на перспективы развития мирового энергопотребления и место в нем природного газа. К сожалению, размер статьи не позволил даже кратко остановиться на оценках перспективного спроса конкурирующих с газом энергоносителей — угля, атомной энергии и ВИЭ. Но даже такое общее представление свидетельствует о высокой степени неопределенности рассмотренных в статье процессов.

Выход из такой ситуации для России и ее нефтегазовых компаний, планирующих оставаться крупнейшим игроком на зарубежных газовых рынках, один: постоянно отслеживать все новые веяния и прогнозы, тщательно их анализировать, в том числе и для того, чтобы разобраться, что стоит за этими

прогнозами. И, конечно же, проводить свою гибкую политику, не забывая о необходимости всемерного снижения затрат на свои экспортные проекты.

При этом, разрабатывая долгосрочные прогнозы развития энергетики (и ее нефтегазовой отрасли) и принимая на их основе практические решения (долгосрочные программы и дорожные карты), необходимо учитывать всю совокупность факторов, определяющих будущее мирового энергопотребления, включая:

- факторы конкурентной среды на рынке энергоносителей (объем их запасов и/или ресурсов, экономические показатели производства и использования, экологические последствия освоения и пр.);

- факторы долгосрочного существования различных энергоносителей, включая неопределенность конкурентной среды на рынке энергоносителей и обеспечение надежности выбранного пути энергообеспечения;

- научно-технические факторы производства, транспорта, преобразования (переработки) и использования энергоресурсов, в том числе возможность появления новых, высокоэффективных технологий дальнего транспорта энергии, которые по-новому могут ответить на традиционный вопрос: «Производить или импортировать?».

И, конечно же, безусловно, надо изучать и тщательно анализировать состояние и складывающиеся тенденции развития всей мировой экономики и энергетики, в том числе и прогнозы МЭА.

В частности, прогностические исследования возможности вовлечения в мировой энергетический баланс нетрадиционных источников природного газа, проведенные МЭА, и их анализ позволяют сделать следующие основные выводы:

- по мере развития технологий, получения новой информации об условиях залегания нетрадиционного газа и опыта работ по его добыче, данные о величине ресурсно-

го потенциала (технически извлекаемых ресурсов и запасов) нетрадиционного газа будут значительно корректироваться (как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения). Это влечет за собой дополнительную неопределенность приводимых в прогнозах оценок перспективных уровней добычи такого газа, особенно сланцевого¹¹;

- технологический прорыв в разработке нетрадиционных ресурсов, который произошел в 2010-е годы, степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку нетрадиционных ресурсов газа, привели к частой смене волн энтузиазма волнами скептицизма, что нашло отражение и в прогнозах МЭА;

- тем не менее, нетрадиционные ресурсы — источник газа уже сегодняшнего дня, а не завтрашнего, причем источник, который может иметь большой потенциал для добычи. Даже тех знаний, которыми человечество обладает в настоящее время, достаточно, чтобы обеспечить нетрадиционным ресурсам газа достойное место в мировом энергообеспечении, особенно в энергодефицитных странах и районах, зависящих от дальнепривозных или импортных энергоносителей;

- несмотря на дальнейшее повышение эффективности использования топлива и энергии и меры по декарбонизации энергетики, человечеству, по крайней мере в ближайшие десятилетия, понадобятся и традиционные, и нетрадиционные углеводороды по ценам, приемлемым и для их производителей, и для потребителей. В связи с этим нужны совместные усилия по созданию новых эффективных и экологически чистых технологий и в производстве, и в транспорте, и в потреблении энергоресурсов;

¹¹ В этом смысле утверждение Vello A. Kuuskraa, президента Advanced Resources International, Inc. и международно признанного эксперта по технологиям нетрадиционного газа и повышения нефтеотдачи пластов о том, что «мы еще не знаем истинных масштабов и характера ресурсной базы нетрадиционных источников газа», сегодня так же актуально, как и 20 лет назад [29].

¹⁰ Проведение детального анализа прогнозов МЭА затрудняет также определенная небрежность, по крайней мере в последних WEO, которая проявляется в том, что в ряде случаев цифры в тексте «не бьются» с цифрами в таблицах, а цифры в таблицах не дают приводимую в них же их сумму. При чем дело не в округлениях показателей, что вполне допустимо и понятно, а именно в небрежности.

• результаты прогнозирования МЭА, в том числе его сценарии развития добычи нетрадиционного газа в мире, целесообразно учитывать как возможный, с достаточно высокой степенью вероятности, вариант развития глобальной энергетики и основных газовых рынков, дополняя эти оценки анализом аналогичных прогнозов других авторитетных (международно признанных) аналитических центров.

В то же время, необходимо еще раз подчеркнуть, что относиться к зарубежным прогнозам надо критически. Иначе легко оказаться под гипнозом подобных прогнозов «ведущих зарубежных специалистов и исследовательских центров» и уподобиться «специалистам» из Минэкономразвития РФ, выпустившим в апреле 2012 года «Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года» [30]. В Инновационном сценарии (Варианте Inn)¹² этого документа «добыча сланцевого газа в период 2018–2030 гг. может составить порядка 60 млрд м³ и метана из угольных пластов, в 2013–2030 годах — около 141 млрд м³». Еще более грандиозные цели «нарисованы» в Варианте С — «В 2018–2030 годах возможная добыча сланцевого газа может составить порядка 128 млрд м³, при этом предполагается, что в 2013–2030 годах и [добыча] метана из угольных пластов составит порядка 170 млрд м³» [30]¹³.

¹² В Сценарных условиях рассматриваются два качественно отличных друг от друга сценария социально-экономического развития — Консервативный (энерго-сырьевой) и Инновационный. Консервативный сценарий (вариант En) характеризуется умеренными (не более 3,6%) долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в гражданских высоко- и среднетехнологических секторах. Инновационный сценарий (вариант Inn) характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста и укреплением позиций России в мировой экономике. В рамках Инновационного сценария дополнительно рассмотрено несколько вариантов развития, в том числе три варианта мировых цен на нефть: низкий (вариант А), основной и повышенный (вариант С) [30].

¹³ Критический анализ этих прогнозов дан нами в [16].

Что же касается перспектив развития газовой отрасли в России, то не лишне будет повторить наши выводы, сделанные еще шесть лет назад, поскольку они, к сожалению, отнюдь не утратили своей актуальности.

«Будущее российской газовой отрасли, конкурентоспособность ее продукции на мировом рынке во многом будут зависеть от того, насколько отечественной науке и российским компаниям удастся продвинуться в решении таких задач, как:

- создание новых, более эффективных технологий производства сжиженного природного газа;
- создание новых технологий трубопроводного транспорта газа;
- создание принципиально новых технологий дальнего транспорта природного газа;
- создание отечественных технологий освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа;
- создание отечественных технологий освоения ресурсов нетрадиционного газа — газогидратов, метана угольных пластов, сланцевого газа и др.

Наряду с технологиями производственного назначения требуется совершенствование и технологий управления инвестиционными проектами, самого процесса проектирования. Этот процесс у нас чрезвычайно длителен, затратен, сплошь и рядом применяются методы и приемы прошлого века [31].

Без решения этих задач существует опасность того, что огромные ресурсы нетрадиционного газа России (как, впрочем, и традиционных ресурсов углеводородного сырья!), сосредоточенные в труднодоступных, необжитых регионах Востока и Севера страны, могут оказаться невостребованными рынком именно в силу своей территориальной удаленности от основных регионов — потребителей энергоресурсов» [16].

Да простит нас читатель за такую длинную цитату!

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академий наук на 2013–2020 гг. Раздел 9 «Науки о Земле»; направления фундаментальных исследований: 131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья», в рамках государственного задания по темам «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3.

Использованные источники и литература

1. Публикации и статьи МЭА. Прогноз мировой энергетики — URL: <https://www.iea.org/russian/publications/>
2. *Мастепанов А.М.* Прогнозы развития мирового нефтегазового комплекса как отражение глобальных проблем и тенденций энергопотребления // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. — С. 8–25.
3. *Мастепанов А.М.* МЭА и Секретариат ОПЕК: два прогноза — два взгляда на перспективы развития глобальной энергетики / А.М. Мастепанов, П.С. Баринин // Бурение и нефть. 2018. № 6. — С. 2–10.
4. Market Report Series: Oil 2017. Analysis and Forecasts to 2022. 146 pages — URL: http://www.iea.org/bookshop/740-Market_Report_Series_Oil_2017
5. Medium Term Gas Market Report 2016. Market Analysis and Forecasts to 2021. 122 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTGMR2016.pdf>
6. World Energy Outlook 2017. OECD/IEA, 2017. 782 pages — URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2017>
7. *Мастепанов А.М.* Климат ориентированные сценарии в прогнозах Международного энергетического агентства // Экологический вестник России. 2017, №6, с. 4-10
8. World Energy Outlook 2000. OECD/IEA, 2000, 457 p. — URL: <https://www.iea.org/media/weowebiste/2008-1994/weo2000.pdf>
9. World Energy Outlook 2010. OECD/IEA, 2010, 738 p. — URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2010/weo2010.pdf>
10. World Energy Outlook 2009. OECD/IEA, 2009, 698 p. — URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2009.pdf>
11. World Energy Outlook 2001 Insights. Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth. OECD/IEA, 2001, 422 p. — URL: <https://www.iea.org/media/weowebiste/2008-1994/weo2001.pdf>
12. Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков / Под общ. ред. А.М. Мастепанова и А.И. Громова. — М.: ИЦ «Энергия», 2013. — 128 с.
13. World Energy Outlook 2006. OECD/IEA, 2006, 601 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2006.pdf>
14. World Energy Outlook 2007. OECD/IEA, 2007, 674 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2007.pdf>
15. World Energy Outlook 2004. OECD/IEA, 2004, 577 p. — URL: <https://www.iea.org/media/weowebiste/2008-1994/WEO2004.pdf>
16. *Мастепанов А.М.* Сланцевый газ: что он несет России? Сайт Российского Совета по международным делам. — URL: http://www.russiancouncil.ru/inner/?id_4=1046#top
17. World Energy Outlook 2005. OECD/IEA, 2005, 634 p. — URL: <https://www.iea.org/media/weowebiste/2008-1994/WEO2005.pdf>
18. World Energy Outlook 2008. OECD/IEA, 2008, 578 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2008.pdf>
19. WEO 2011. Special report «Are We Entering a Golden Age of Gas?». — OECD/IEA, 2011, 131 p. — URL: <https://webstore.iea.org/weo-2011-special-report-are-we-entering-a-golden-age>
20. World Energy Outlook 2011. OECD/IEA, 2011, 666 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2011.pdf>
21. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. OECD/IEA, 2012, 150 p. — URL: <https://www.webstore.iea.org/weo-2012-special-report-golden-rules-for-a-golden-age-of-gas>
22. World Energy Outlook 2012. OECD/IEA, 2012, 672 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2012.pdf>
23. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas. April 9, Paris. — Energy Training Week. — URL: https://www.iea.org/media/training/presentations/Day_2_Session_2_Unconventional_Gas.pdf
24. Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035. DOE/EIA-0383(2012). June 2012. — URL: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2012).pdf)
25. World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013, 708 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2013.pdf>
26. World Energy Outlook 2014. OECD/IEA, 2014, 748 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2014.pdf>
27. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015, 718 p. — URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2015.pdf>
28. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA, 2016, 684 p. — URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2016>
29. Kuuskraa, V. A., Koperna, G., Schmoker, J., and Quinn, J. Barnett Shale Rising Star in Fort Worth Basin // Oil and Gas Journal. Vol. 96. No. 21, May 25, 1998. — P. 67–76.
30. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Минэкономразвития России. — М., 2012. — URL: http://www.economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20120428_0010
31. *Ананенков А.Г.* Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы / А.Г. Ананенков, А.М. Мастепанов. — М.: ООО «Газойл пресс», 2010.

Автоматизированная система оперативного построения карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»

О.Б. Арно, А.К. Арабский, А.В. Меркулов, С.И. Гункин, О.В. Сафронов, Д.А. Шилов, Э.Г. Талыбов

Аннотация. Рассмотрены принципы построения карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений с анализом их недостатков в рамках требований нормативной документации. Представлен новый, инновационный метод построения карт изобар. Он позволяет построить карту изобар в автоматическом режиме на любую дату. Длительность процесса ограничена временем, необходимым на полный цикл опроса системой телеметрии всех скважин месторождения. Также из процесса исключается влияние человеческого фактора. Все это повышает оперативность и точность построения карт изобар. Представлена автоматизированная система оперативного построения карт изобар для нефтегазоконденсатного месторождения (АСОПКИ НГКМ). Ее апробация начата на Харвутинской площади «Ямбургского НГКМ». Система реализована на базе резервной мощности информационно-управляющей системы диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Ямбург» и является её подсистемой. Это исключило затраты на приобретение дополнительного оборудования и сократило время на внедрение. АСОПКИ НГКМ позволяет следить за динамикой забойного и пластового давления в течение любого отрезка времени. Учитывая положительный результат эксплуатации АСУ ТП ПД, рекомендовано внедрить ее и на других газопромысловых объектах ООО «Газпром добыча Ямбург».

Ключевые слова: карта изобар, газогидродинамическое исследование скважин, пьезометрическая поверхность, забойное давление, пластовое давление, устьевое давление, устьевая температура, расход газа, база данных, автоматизированная система, система телеметрии, кусты газовых скважин.

Automated system of expeditious creation of isobars cards for oil-gas condensate fields

GAZPROM DOBYCHA YAMBURG LLC

O.B. Arno, A.K. Arabski, A.V. Merkulov, S.I. Gunkin, O.V. Safronov, D.A. Shilov, E.G. Talybov

Abstract. The principles of creation of isobars cards for oil-gas condensate fields with the analysis of their shortcomings within requirements of standard documentation are considered. The new, innovative method of creation of isobars cards is presented. The method allows constructing the isobars card in the automatic mode for any date. Duration of process is limited to time necessary for a full cycle of poll by telemetry system of all wells of a field. Also influence of a human factor is excluded from process. All this increases efficiency and accuracy of creation of isobars cards. The automated system of expeditious creation of isobars cards (ASECIC) for an oil-gas condensate field is presented. Its approbation is begun on Harvutinskaya area of Yamburg field. This system is implemented on the basis of the available reserves at management information system of Gazprom dobycha Yamburg dispatcher control. It has excluded costs of acquisition of optional equipment and has reduced time for implementation. ASEIC of gas field allows watching dynamics of bottom-hole pressure and formation pressure for any interval of time. Considering positive result of operation of industrial control system with this system, it is recommended to implement it on other gas-field objects of Gazprom dobycha Yamburg.

Keywords: the isobars card, gas hydrodynamic survey of wells, piezometric surface, bottom-hole pressure, formation pressure, wellhead pressure, wellhead temperature, a gas rate, a database, the automated system, system of telemetry, gas well cluster.

Карты изобар широко используются при анализе состояния разработки нефтегазоконденсатных месторождений и планировании геолого-технических мероприятий. Соответственно, оперативное построение достоверных карт изобар является одной из важнейших задач для любого добывающего нефтегазоконденсатную продукцию предприятия.

Известны различные методы построения карт изобар. Например, в работе [1] рассматривается метод, в котором для построения карт изобар используют величины пластовых давлений, замеренных в скважинах во время проведения газогидродинамических исследований (ГДИ) скважин и приведенных к выбранной горизонтальной плоскости. Од-

нако строящиеся по этим данным карты лишь приближенно характеризуют сглаженную пьезометрическую поверхность без депрессионных воронок вблизи забоя эксплуатационной скважины. Как известно, пьезометрическая поверхность изменяется во времени, поэтому карта изобар в этом случае лишь характеризует ее форму на опреде-

ленный, зафиксированный момент времени.

Построение карт изобар с помощью рассматриваемого метода требует практически полного охвата фонда скважин ГДИ. А это не всегда целесообразно из-за возможных больших потерь добываемого продукта во время их проведения. В дополнение к этому замеры пластовых давлений по всем скважинам месторождения должны быть проведены за достаточно короткий промежуток времени, в течение которого форма общей пьезометрической поверхности не успевает заметно измениться.

В ряде случаев остановка скважины для определения пластового давления нецелесообразна или не рекомендуется по техническим причинам. В частности, если обсадная колонна негерметична, то частые остановки скважины для замера пластового давления могут увеличить опасность утечки газа через негерметичности колонны. При больших глубинах залежи, к которым относятся морские газоконденсатные месторождения Азербайджана, Астраханское и др., остановка скважин на длительное время считается нецелесообразной из-за аномально высокого пластового давления в них. Остановка скважин для измерения пластового давления на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами снижает коэффициент эксплуатации скважин, вскрывших пласты, и связана с длительной стабилизацией и восстановлением давления [2]. Кроме этого, ГДИ нельзя проводить на нескольких скважинах одновременно, особенно если они близко расположены, так как в этом случае на величину измеряемого в каждой скважине давления будут влиять остановки других скважин. Поэтому календарный график замеров пластовых давлений с целью построения карты изобар должен составляться таким образом, чтобы выполнялись следующие условия:

— все замеры должны быть проведены в возможно более короткий срок;

— исключить влияние остановок других (соседних) скважин на ве-

личину измеряемого в скважине пластового давления.

Эти два требования противоречивы, и выполнить их одновременно не всегда удается.

График замеров составляется так, чтобы в основном выполнялось второе требование, т.е. отсутствие влияния других (соседних) скважин. В результате на дату построения карт изобар лишь небольшая часть фонда скважин оказывается охваченной замерами. Для остальных скважин используются либо устаревшие замеры, либо замеры по ближайшим скважинам, применяя при этом те или иные методы проведения замеров пластовых давлений по скважинам к одной дате. Чаще всего используется метод линейной интерполяции [1].

Кроме того, в соответствии с требованиями руководящего документа ПАО «Газпром» [3] периодичность проведения замеров пластового давления составляет от полугода до года, в то время как построение карт изобар необходимо выполнять ежеквартально. При этом замеры пластового давления проводятся либо равномерно по всему фонду скважин в течение года, либо по определенной выборке скважин в течение короткого периода времени.

В работе [4] предлагается метод изобарного картирования зонально-неоднородного продуктивного пласта, который включает использование результатов ГДИ и промысловых данных. К недостаткам данного метода можно причислить сложность составления, низкую оперативность построения карт изобар и их невысокую точность. Это связано с тем, что перед замерами давления в забоях скважин определяют коэффициенты продуктивности всех скважин генеральной совокупности, а затем часть скважин из нее исключают, осуществляя замеры давления лишь в тех, которые отвечают критерию репрезентативности. И далее, уже из этого усеченного массива дополнительно исключают из рассмотрения скважины, чтобы добиться равномерной плотности размещения скважин выборки по площади продуктивного пласта.

В работе [5] приводится метод построения карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений с использованием результатов ГДИ и промысловых данных на примере Верх-Тарского месторождения. Недостатком данного метода является сложность, высокая трудоемкость и низкая оперативность построения карт изобар.

Таким образом, методы, описанные в работах [1, 4, 5], отличаются сложностью и высокой трудоемкостью составления карт изобар, низкой оперативностью, эффективностью и точностью их построения, что создает определенные трудности при разработке карт и последующей их интерпретации.

Сотрудниками ООО «Газпром добыча Ямбург» предложен инновационный метод разработки карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений [6], который позволяет оперативно строить карту изобар на любую дату с достаточно высокой точностью и значительным уменьшением трудоемкости процесса составления их за счет максимальной автоматизации всех операций при разработке указанных карт.

При реализации этого метода результаты ГДИ и промысловые данные по всем скважинам заносят в базу данных (БД) информационно-управляющей системы (ИУС) нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Используя средства систем телеметрии кустов скважин, в реальном масштабе времени производят с заданным шагом дискретизации измерения: устьевого давления $P_{у,и}$, устьевой температуры $T_{у,и}$, расхода газа Q_u и записывают их в БД ИУС НГКМ. Используя результаты измерений, полученные в течение дня, система определяет среднесуточные значения всех этих параметров. По среднесуточным значениям параметров $P_{у,и}$, $T_{у,и}$, Q_u и паспортным данным скважин система расчетным путем определяет значения забойного давления $P_{з,р}$ и пластового давления $P_{п,р}$, которые ИУС НГКМ также записывает в свою БД. Используя значения указанных данных, хранящихся в БД, по команде система осуществляет в автоматическом режиме по-

строение карты изобар для любой указанной в задании даты.

При этом для неработающих скважин забойное давление принимают равным пластовому давлению и определяют его из соотношения [2]:

$$P_{з.р.} = P_{у.и} e^S,$$

где $S = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{Z_{cp} T_{cp}}$; $P_{у.и}$ — статическое

давление на устье скважины, измеряют средствами телеметрии; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа; L — глубина скважины; Z_{cp} — среднее значение коэффициента сжимаемости газа; T_{cp} — средняя температура газа в интервале между нейтральным слоем земли в данном регионе и глубиной L .

Если скважина не работает, то среднюю температуру газа T_{cp} для нее определяют по формуле:

$$T_{cp} = \frac{T_{нс} + T_L}{2},$$

где $T_{нс}$ — температура нейтрального слоя земли; T_L — температура газа на глубине L , т.е. на расчетной глубине.

А если с момента остановки скважины прошло не более десяти часов, то среднюю температуру газа T_{cp} определяют по формуле:

$$T_{cp} = \frac{T_{у.и} + T_L}{2},$$

где $T_{у.и}$ — температура газа на устье скважины на момент построения карты изобар.

Пластовое давление $P_{н.р}$ в районе работающей скважины определяют через забойное давление $P_{з.р}$, которое вычисляют из соотношения [2]:

$$P_{з.р} = [P_{у.и}^2 e^{2S} + \theta Q_u^2]^{(1/2)},$$

где $2S = 0,0683 \frac{\bar{\rho}L}{Z_{cp} T_{cp}}$;

$$\theta = \frac{0,01413 \cdot 10^{-10} \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 (e^{2S} - 1) \cdot \lambda}{D^5};$$

$P_{у.и}$, Q_u — давление у устья фонтанных труб и дебит скважины, которые измеряют средствами телеметрии; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; D — внутренний диаметр фонтанных труб.

Среднюю температуру газа T_{cp}

для работающей скважины определяют из соотношения:

$$T_{cp} = \frac{T_{у.и} + T_L}{2}.$$

После определения забойного давления работающей скважины при стационарных режимах фильтрации, пластовое давление вычисляют по формуле [2]:

$$P_{н.р} = \sqrt{P_{з.р}^2 + aQ_u + bQ_u^2},$$

где a , b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые определяют при проведении ГДИ.

Имея в наличии все среднесуточные значения пластового давления $P_{н.р}$ по каждой скважине, можно построить карту изобар по команде для всего месторождения на любую дату.

Применение данной инновационной технологии позволяет:

- построить карту изобар в автоматическом режиме за временной отрезок, длительность которого ограничена временем, необходимым на полный цикл опроса системой телеметрии всех скважин месторождения (для чего требуются минуты, а не дни), а это значительно повышает оперативность построения этих карт, и соответственно, их ценность;
- существенно повысить точность построения карт изобар, так как она определяется точностью из-

мерительных средств телеметрии, и при этом исключается использование методов линейной интерполяции и участие человека в работе по составлению карт изобар.

На основе идей и принципов, изложенных в [6], разработана и функционирует автоматизированная система оперативного построения карт изобар для нефтегазоконденсатного месторождения (АСОПКИ НГКМ), позволяющая автоматически строить карты изобар для всего месторождения на любую дату. Ее апробация начата на Харвутинской площади «Ямбургского НГКМ», так как эта площадь Ямбургского месторождения в настоящее время наиболее типична по климатическим условиям и современна в плане технического оснащения. Данная система реализована на базе резервной мощности информационно-управляющей системы диспетчерского управления (ИУС ДУ) ООО «Газпром добыча Ямбург» — является одной из ее подсистем, что исключило затраты на приобретение дополнительного оборудования и значительно сократило время на внедрение системы, существенно повышая ее экономическую эффективность.

При запуске АСОПКИ НГКМ открывается веб-форм (рис. 1) и система из БД ИУС ДУ выбирает значения среднесуточного забойного давления по скважинам за последние сутки.

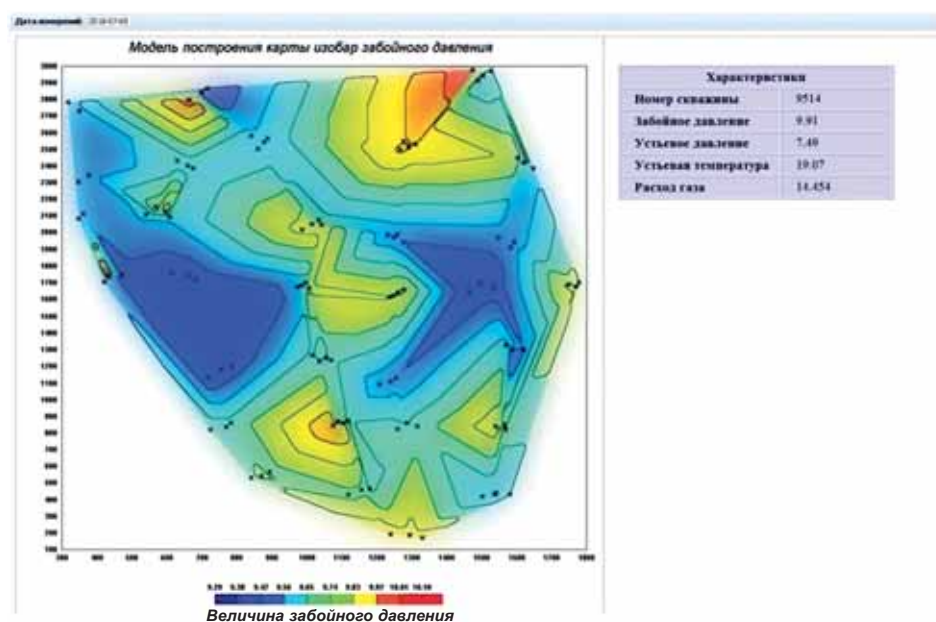


Рис. 1. Изображение карты изобар на дисплее оператора

Используя эти данные и сетку координат, система строит карту изобар. При этом для отображения изменения величины давления на плоскости используется цветовое отображение, с переходом от самого низкого давления (окрашиваемого синим цветом) до самого высокого (окрашиваемого красным цветом) по градиенту. Чтобы облегчить прочтение карты пользователями, под ней размещена шкала «легенда» с указанием соответствия величин давления и цвета на карте. Крестики, отмеченные на карте, соответствуют расположению скважин. Для того чтобы узнать характеристики скважины, необходимо навести курсор мышки на соответствующую точку, и в правой части формы будут выведены характеристики выбранной скважины.

АСОПКИ НГКМ позволяет пользователю выбрать любую интересующую дату из тех, когда проводились измерения и были сохранены соответствующие параметры скважин в БД системы. Для этого необходимо кликнуть по полю с «Датой измерений» в верхней части формы и в появившемся календаре выбрать интересующую дату. Сразу после выбора даты система произведет запрос БД ИУС и построит карту изобар на указанную дату.

При вводе в БД значений коэффициентов фильтрационного сопротивления a , b АСОПКИ НГКМ позволяет составить карту изобар и для пластовых давлений НГКМ, а также следить за динамикой забойного и пластового давления в течение любого отрезка времени.

Благодаря созданию и внедрению АСОПКИ НГКМ появилась воз-

можность оперативно построить карту изобар для любой даты, что позволяет принимать эффективные управляющие решения по разработке НГКМ и тем самым повышать эффективность его освоения.

Опираясь на проделанную работу и в развитие ее, разработан способ изобарного картирования неоднородного продуктивного пласта нефтегазоконденсатного месторождения, положительное решение о выдаче патента на изобретение по которому получено в 2018 году.

Учитывая положительный результат эксплуатации АСУ ТП ПД, рекомендовано учесть последние разработки и внедрить ее и на других газопромысловых объектах ООО «Газпром добыча Ямбург».

Список использованной литературы

1. *Васильевский В.Н.* Исследование нефтяных пластов и скважин / В.Н. Васильевский, А.И. Петров. — М., Недра, 1973. — С. 344.
2. *Гриценко А.И.* Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. — М.: Наука, 1995. — 523 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. — М.: Наука, 2002. — 95 с.
4. Патент № 2416719 RU. Способ изобарного картирования зонально-неоднородного продуктивного пласта / Якимов А.С. и др. Заявитель и патентообладатель ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». Заявл. 03.12.2009, опубл. 20.04.2011, Бюл. № 11.
5. *Тюнькин А.И.* Методика построения карт изобар с использованием результатов гидродинамических исследований и промышленных данных на примере Верх-Тарского месторождения / А.И. Тюнькин, Т.М. Мухаметзянов, И.С. Игнатов, П.Т. Им // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. — С. 66–69.
6. Патент № 2634770 RU. Способ построения карт изобар для нефтегазоконденсатных месторождений / О.Б. Арно, А.К. Арабский, А.В. Меркулов, С.И. Гункин, Г.Е. Вить, Э.Г. Талыбов // Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Ямбург». Заявл. 12.07.2016, опубл. 03.11.2017, Бюл. № 31.



УДК 553.981

89163573819@mail.ru

* Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

Сравнительный анализ приоритетных направлений освоения природного газа в России из различных типов источников*

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

И.В. Жилина, заведующая лабораторией ресурсной базы нефтегазового комплекса, кандидат геолого-минералогических наук

А.В. Ершов, научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса

Аннотация. Сравнительный анализ основных характеристик и последствий освоения сланцевого газа, газогидратов и месторождений углеводородов на арктическом шельфе с точки зрения целесообразности и экономической эффективности добычи показал, что в настоящее время основной упор необходимо сделать на поиски и разведку традиционных месторождений на суше, в ближней-средней перспективе — освоение ближнего арктического шельфа, и в долгосрочных планах — дальнего шельфа, газогидратов и сланцевого газа, если в этом будет необходимость.

Ключевые слова: арктический шельф, риски освоения месторождений углеводородов, газ, сланцевый газ, газогидраты, сравнительный анализ.

Comparative analysis of priority directions for the development of natural gas in Russia from different types of Sources

OIL AND GAS RESEARCH INSTITUTE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES

I.V. Zhilina, Head of the Laboratory of the resource base of the oil and gas complex, Ph.D.

A.V. Ershov, Researcher of the Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Abstract. Comparative analysis of the main characteristics and consequences of the development of projects for the production of shale gas, gas hydrates and hydrocarbon deposits on the Arctic shelf in terms of reasonability and economic efficiency of production has shown that at the present moment the main accent should be done on prospecting and exploration of traditional deposits on land, in the near-medium perspective — development of the nearest Arctic shelf, and in the long-term plans - the far shelf, gas hydrates and shale gas, if it will be necessary.

Key words: Arctic shelf, risks of developing hydrocarbon deposits, gas, shale gas, gas hydrates, comparative analysis.

В настоящее время выбор приоритетных направлений для поисков залежей углеводородов, природного газа в частности, — весьма актуальная задача. Среди таких направлений в большей степени выделяют сланцевый газ, газогидраты и месторождения арктического шельфа, которые являются преимуществен-

но газовыми и газоконденсатными. Углеводородное сырье из этих типов источников относятся к трудноизвлекаемым ресурсам, и, соответственно, их освоение требует больших экономических затрат, сложных или инновационных технических решений и сопровождается высоким риском.

В работе выполнен сравнительный анализ возможности разработки месторождений природного газа из разных типов источников с точки зрения целесообразности и экономической эффективности добычи. В качестве исследуемых параметров были рассмотрены содержание природного газа на кубометр породы,

стоимость добычи и оценка риска разработки данного типа источника.

Сланцевый газ. В России месторождения сланцевого газа не разрабатываются из-за экономической нецелесообразности и наличия достаточных объемов природного газа в традиционных коллекторах. Тем не менее, исследования ведутся в рамках научных и экспериментальных проектов.

Залежи сланцевого газа находятся в очень тонкозернистых глинисто-алевролитовых породах смешанной литологии, которые являются одновременно материнской породой и резервуаром. Литология вмещающих пород в основном представлена глинами (не более 50%), карбонатами и кварцем или кальцитом. Размер зерен — от 0,5 до 0,005 мм. Пористость вмещающих пород составляет 3–5%. Содержание органического вещества — в пределах 2–20%. Степень катагенеза — от МК1 до АК [1].

Подсчет запасов газа на сланцевых месторождениях состоит из расчета двух величин, которые в итоге суммируются: это оценка объемов газа, содержащегося в порах и микротрещинах, и оценка адсорбированного газа. Далеко не весь объем месторождения является перспективным, несмотря на общий контур, поэтому учитываются только перспективные участки. Такой подход предполагает, что для достоверной оценки запасов и ресурсов сланцевого газа необходима крайне высокая степень изученности отложений [2].

В среднем содержание газа в газосланцевых породах составляет от 1, 2 до 10 м³ на тонну породы [3], при пересчете содержания газа на 1 м³ породы получается максимальное содержание газа 0,03 м³/м³ (при плотности сланцев, в среднем равной 2,5 кг/м³). Напомним, что коэффициент извлечения сланцевого газа составляет всего лишь 10–15% (в редких случаях до 25%). При этом себестоимость добычи сланцевого газа на примере месторождения Марселлус (самого рентабельного) составляет 167 долл. за 1 тыс. м³ [4].

Несмотря на масштабное освоение сланцевого газа в США, перспективы оказались не такими уж радужными. Повсеместному применению гидроразрыва пласта при добыче сланцевого газа сопутствовали участвовавшие землетрясения и загрязнение грунтовых вод химикатами [6]. Это послужило причинами для принятия достаточно жестких требований к мерам безопасности при разработке газосланцевых месторождений. Многие лидирующие в этой области компании объявили о существенном сокращении объемов производства и капитальных вложений в бурение [7].

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что в настоящее время и среднесрочной перспективе добыча сланцевого газа в России малопривлекательна, как с точки зрения себестоимости добычи, так и с точки зрения объемов концентрации в породе и коэффициента извлечения. Единственно, что может быть интересно в краткосрочной перспективе, — это исследования и в дальнейшем разработка ложных покрышек на выработанных месторождениях нефти и газа, которые также содержат рассеянные углеводороды, что можно считать аналогией газосланцевых формаций. С одной стороны, это не потребует огромных капитальных вложений, так как достаточный фонд скважин на этих месторождениях уже существует и рядом налажена необходимая инфраструктура. С другой стороны, такой подход может продлить срок эксплуатации практически выработанных месторождений. Более подробно ложные покрышки описаны в работах о трехслойном строении резервуара, например, в [8].

Газогидраты. Газогидраты — это льдоподобные соединения, в которых кристаллическая решетка воды расширена и содержит полости, заполненные молекулами газов. Образуются они при определенных термобарических условиях, связанных с низкими температурами и высоким

давлением. Таким образом, залежи газогидрата можно встретить в зонах вечной мерзлоты на суше (например, север Западной Сибири) или на глубоководных морских участках [9]. Газогидраты образуются фильтрогенным и криогенетическим путями [10], и, как следствие, могут образовывать рассеянные (в порах и трещинах) и пластовые скопления.

Многие страны (Канада, Япония, Китай и др.) сейчас проводят исследования и пробную добычу на месторождениях такого типа. Существует несколько способов извлечения метана из залежей газогидрата: локальное снижение давления, нагрев продуктивного пласта около скважины, добавление ингибиторов, разрушающих газогидрат, и закачка углекислого газа [11]. Пока все эти технологии проходят апробацию в тестовом режиме. Этот процесс дорогостоящий и нестабильный, сопровождающийся большим риском.

При добыче метана из газогидратов существует огромный риск утечки газа. Поскольку в большинстве случаев над залежами отсутствуют качественные покрышки, то искусственно высвобожденный газ может легко проникать в окружающую среду, нанося ей непоправимый ущерб (метан — парниковый газ). А такая ситуация вполне возможна, особенно учитывая тот факт, что 1 м³ газогидрата содержит порядка 160 м³ метана [10].

Массивные и пластовые залежи газогидрата встречаются преимущественно в морских месторождениях, на суше газогидрат в большей степени находится в порах или трещинах мерзлых пород, поэтому содержание метана здесь существенно ниже и составляет порядка 20–30 м³ газа на 1 м³ породы.

Как ранее отмечалось, освоение этого вида скоплений УВ высокозатратно. Приведем пример скважины, пробуренной в Канаде на берегу моря Бофорта. Стоимость скважины составила порядка 47,4 млн долл., стабильный выход газа — всего 6 суток,

за это время было добыто 13 тыс. м³ газа (т.е. дебит порядка 2 тыс. м³/сут.) [12]. В 2013 году японская компания JOGMEC оценивала себестоимость добычи метана из газогидратов в 540 долл. за 1 тыс. м³ [13].

Приведенные данные позволяют сделать вывод, что процесс разработки газогидратов высокозатратен, очень рискован и малоизучен, чтобы говорить о промышленной добыче метана из этих залежей.

Арктический шельф России. Мнения экспертов по вопросу сроков освоения месторождений газа на арктическом шельфе сильно разнятся. Одни эксперты предлагают начать разработку шельфовых месторождений в самое ближайшее время, другие, учитывая масштабы, сложность и дороговизну арктических шельфовых проектов, считают преждевременным форсировать работы в этом регионе.

Ранее авторами [14] был предложен подход к районированию северных акваторий России на территории Карского и Баренцева морей с точки зрения возможностей освоения углеводородных месторождений. В работе были выделены две зоны:

1-я зона. Континентальные арктические акватории, куда относятся месторождения, расположенные вблизи береговой линии или находящиеся в Обской, Тазовской и Гыданской губах, разработка которых в большинстве случаев может осуществляться с берега или искусственных островов. Как показывает опыт, разработка этих месторождений (Юрхаровское, Варандейское, Тобойско-Мядсейское) целесообразна и экономически выгодна. Процесс добычи углеводородов в этой зоне более безопасный и рациональный.

2-я зона. Удаленный арктический шельф, куда относится остальная территория арктического шельфа, за пределами 10 км границы от берега и исходных линий в районах Обской, Тазовской и Гыданской губ.

Освоение месторождений этой группы связано с более высокими рисками, большими экономическими затратами, более сложным техническим обеспечением.

Такой подход позволяет ранжировать сроки освоения арктического шельфа, минимизирует, насколько это возможно, риски и повышает эффективность освоения этого региона. В результате становится очевидным, что разработка месторождений континентальных арктических акваторий возможна и целесообразна в ближней и средней перспективе, а месторождений, расположенных на удаленном шельфе, отодвигается на долгосрочное планирование.

Мы не будем подробно останавливаться на оценке риска освоения месторождений УВ арктического шельфа, этому посвящено множество работ, например [15], можно только отметить, что он достаточно высок.

По официальным данным, авторами построена диаграмма среднего содержания свободного газа в породе для месторождений арктического шельфа России (шельф Карского и Баренцева морей), приведенная на диаграмме. 1. Как видно из диаграммы, среднее содержание свободного газа на арктическом шельфе составляет порядка 20–35 м³ на 1 м³ породы.

Себестоимость добычи природного газа в этом регионе составит от 140 до 400 долл. за 1 тыс. м³ [16].

Для сравнительного анализа предлагается месторождения арктического шельфа также разделить на две группы, используя районирование, предложенное в работе [14]. Таким образом, разработка месторождений континентальных арктических акваторий возможна в ближайшей и среднесрочной перспективе, тогда как освоение удаленного арктического шельфа целесообразно перенести на долгосрочную перспективу.

Сеноманские залежи свободного газа в Западной Сибири. Для сравнения с вышеописанными трудноизвлекаемыми ресурсами приведены данные по месторождениям, которые разрабатываются в настоящее время и составляют основу ресурсной базы России. Залежи свободного газа в сеноманских отложениях Западно-Сибирской НГП в большинстве своем приурочены к структурным ловушкам и «традиционным» коллекторам, которые обладают хорошими емкостно-фильтрационными свойствами: открытая пористость до 30–35% (Надым-Пурская НГО), проницаемость до 1–1,5 Д [17]. Основные запасы газа сконцентрированы на глубинах 500–1000 м. Дебиты газа из сеноманских залежей на среднестатистиче-

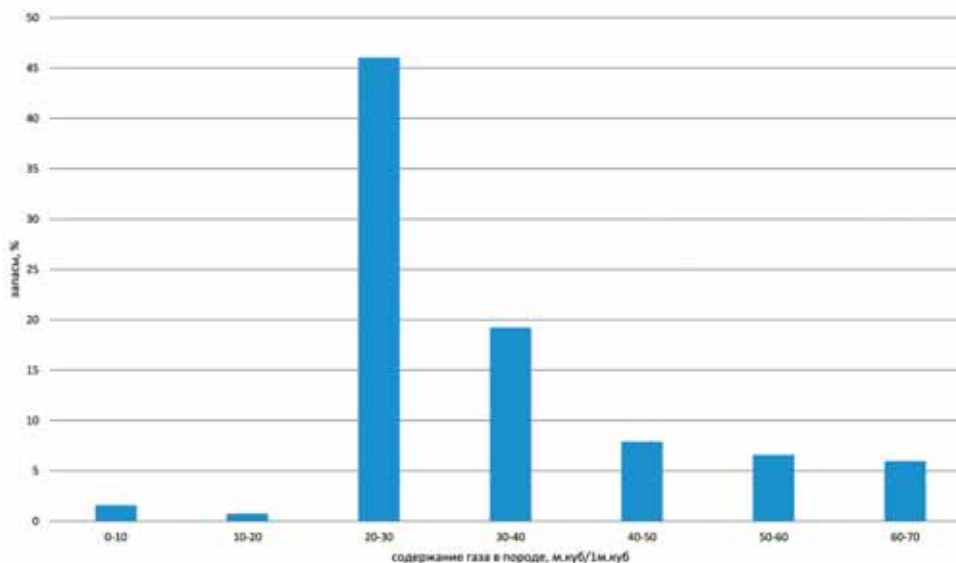


Рис. 1. Диаграмма распределения запасов свободного газа по содержанию в породе (арктический шельф России)

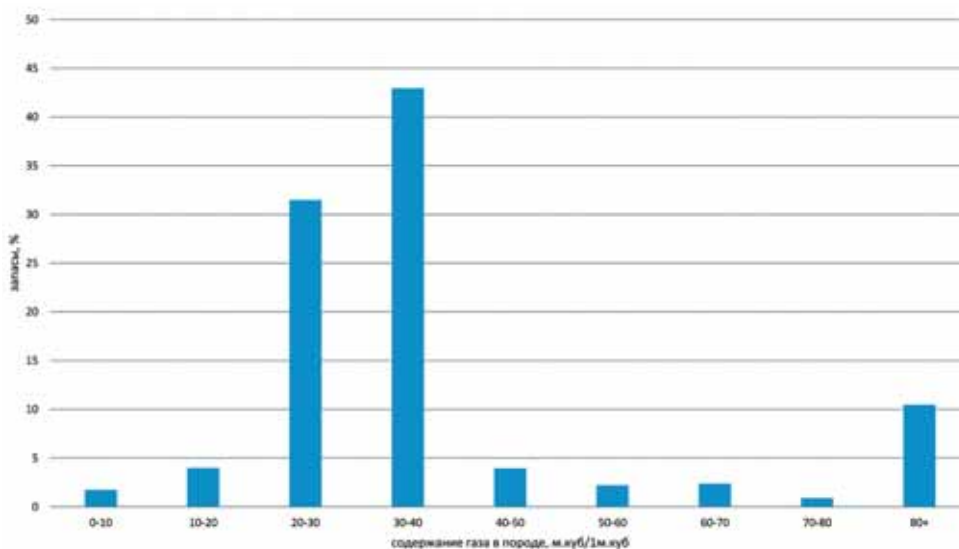


Рис. 2. Диаграмма распределения запасов свободного газа по содержанию в породе (сеноман, Западная Сибирь)

ских месторождениях — от 350 до 995 тыс. м³/сут. (Западно-Таркаса-линское месторождение) [18].

По официальным данным, авторами построена диаграмма среднего содержания свободного газа в породе для сеноманских залежей Западной Сибири (диаграмма 2). Как видно из диаграммы, среднее содержание свободного газа здесь составляет порядка 25–40 м³ на 1 м³ породы. Себестоимость добычи газа из сеноманских залежей в Западной Сибири составляет порядка 20 долл. за 1 тыс. м³ [19].

Разрабатываемые месторождения природного газа (речь идет о средних и крупных месторождениях на суше в традиционном коллекторе) могут «работать» еще долгие годы. Кроме того, возможны и новые аналогичные открытия.

Результаты и выводы. Обобщая проанализированные данные, приведенные выше, авторами выполнен сравнительный анализ перспективных направлений освоения при-

родного газа разных типов месторождений по следующим характеристикам — см. табл.

Сопоставляя результаты по каждому типу месторождений природного газа, видно, что в России в настоящее время и ближайшей перспективе экономически целесообразно разрабатывать традиционные месторождения. Соответственно, с целью восполнения сырьевой

базы страны, поиски и разведку залежей природного газа необходимо сосредоточить на объектах этого типа и именно на суше. Кроме того, освоение месторождений континентальных арктических акваторий также возможно в ближайшей и среднесрочной перспективе (часть месторождений уже находится в разработке), при условии роста мировых цен на углеводородное сырье и разработки новых технологических решений для повышения рентабельности добычи. Границы и подробное обоснование принципов районирования арктического шельфа приведены в работе [14].

Освоение же удаленного арктического шельфа, сланцевого газа и газогидратов в этом столетии в России неактуально. Конечно, необходимо исследовать эти направления, разрабатывать и совершенствовать технологии поисков и добычи, обращая особое внимание на безопасность этих процессов, тем самым снижая риски возможной эксплуатации. В любом случае, для России эти направления могут стать актуальными только в долгосрочной перспективе.

Сопоставление характеристик разного типа месторождений природного газа

Источник газа	Содержание газа в породе, м ³ /м ³	Себестоимость, \$ за 1 тыс. м ³	Степень риска, коэффициент, экспертная оценка	Перспективы
Сланцевый газ	0,03	160–200	5–6	Долгосрочная перспектива
Газогидраты	30–160	300–550	7–9	Долгосрочная перспектива
Арктический шельф России (континентальные арктические акватории)	20–35	140–200	3–4	Средне- и долгосрочная перспектива
Арктический шельф России (удаленный арктический шельф)	20–35	200–400	5–7	Долгосрочная перспектива
Сеноманские отложения Западной Сибири	25–40	20–30	1–3	Сейчас

Литература:

1. Жилина И.В. Условия образования месторождений сланцевого газа / В.И. Жилина // Современные проблемы гуманитарных и естественных наук : сб. тр. — М., 2015. — С. 388–393.
2. U.S. Energy Information Administration | Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 — corrected Executive Summary, Table 5)
3. Патыко Д. Так называемый сланцевый газ. Интервью с чл.-корр. А.В. Кудельским / Д. Патыко. — URL: http://www.csl.basnet.by/press-nan/2013/08/09_tak_nazyvaemyj_slancevyj_gaz.pdf (Дата обращения 26.10.2017).

4. *Медведева А.Э.* Разведка, добыча и потребление сланцевого газа в мире / А.Э. Медведева, Д.А. Сарафанова // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право. 2014. № 11. — С. 31–37.
5. *Жилина И.В.* Анализ современного состояния и перспективы освоения ресурсов сланцевого газа в США и Европе / И.В. Жилина // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. № 5. — С. 50–53.
6. *Vengosh A.* A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States / A. Vengosh // Environmental Science and Technology. 48: 8334–8348.
7. Bloomberg press: закат сланцевого газа // Вокруг газа: электронный журнал. 29.04.2012. — URL: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/bloomberg-press-zakat-slantsevogo-gaza/> (Дата обращения 26.10.2017).
8. *Риле Е.Б.* Заполнение углеводородами ловушек в трехслойных природных резервуарах / Е.Б. Риле, Д.И. Валиева // Георесурсы, геознергетика, геополитика : электрон. науч. журн. 2010. № 2(2). — 12 с. — URL: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 26.10.2017).
9. *Ruppe C., Demas A.* Modern Perspective on Gas Hydrates / C. Ruppel, A. Demas // USGS. — URL: <https://www.usgs.gov/news/modern-perspective-gas-hydrates> (accessed august 13, 2018).
10. *Воробьев А.Е.* Прогнозирование чрезвычайных ситуаций при разрушении залежей газовых гидратов на озере Байкал / А.Е. Воробьев, Е. Чекушина, Ч.Ц. Рыгзынов // Бурение и нефть. 2013. № 11. — URL: <http://www.burneft.ru/archive/issues/2013-11/16> (Дата обращения 26.10.2017).
11. *Dandapani R.* Gas Hydrates: Where And How To Look for Them / R. Dandapani // The Way Ahead of the SPE. — URL: <https://www.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=3559>(accessed august 13, 2018).
12. *Кузниченков Ю.Н.* Перспективы добычи сланцевого газа, шахтного метана и газа из газогидратов / Ю.Н. Кузниченков // ГАЗинформ. 15.12.2011. — URL: http://www.neolant.ru/press-center/aboutus/news_detail.php?ID=1016 (Дата обращения 26.10.2017).
13. *Собко А.* Почему Китай поспешил объявить о газовой революции / А. Собко // Бизнес. № 85(2582) от 22 мая 2017 г. — С. 13.
14. *Жилина И.В.* К вопросу о районировании арктического континентального шельфа / И.В. Жилина, М.Н. Попова, А.В. Ершов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 6. — С. 16–21.
15. *Жилина И.В.* Анализ ресурсной базы углеводородов и выбор приоритетных направлений нефтегазодобычи с учетом рисков, сопутствующих разработке месторождений на суше и шельфе России / И.В. Жилина, А.В. Ершов, О.В. Новикова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2013. № 7. — С. 24–28.
16. *Швец Н.Н.* Нефтегазовые ресурсы Арктики: правовой статус, оценка запасов / Н.Н. Швец, П.В. Береснева // Вестник МГИМО. 2014. № 4(37). — С. 60–67.
17. *Извеков И.Б.* Критерии и перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Ямальской, Надым-Пурской и Гызанской областей Западно-Сибирской мегапровинции / И.Б. Извеков // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. 2015. № 4(24). — С. 149–160.
18. *Беспалова С.Н.* Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С.Н. Беспалова, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. 1995. № 7. — URL: <http://www.geolib.narod.ru/OilGasGeo/1995/07/Stat/stat03.html> (Дата обращения 26.10.2017).
19. *Фадеева А.* «Газпром» назвал текущую себестоимость добычи газа / А. Фадеева, А. Махнева // Ведомости. ТЭК. 1 июня 2016. — URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/06/01/643170-gazprom-sebestoimost-gaza> (Дата обращения 26.10.2017).

Bibliography:

1. *Zhilina I.V.* Conditions for the formation of shale gas deposits / I.V. Zhilina // Modern problems of the humanities and natural sciences. M.2015. — P. 388–393.
2. U.S. Energy Information Administration / Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 — corrected Executive Summary, Table 5)
3. *Patko D.* The so-called shale gas. Interview with tsp. corresp. A.V. Kudelskim / D. Patko // URL: http://www.csl.bas-net.by/pressnan/2013/08/09_tak_nazyvaemyj_slancevyj_gaz.pdf (date of the application 26.10.2017).
4. *Medvedeva A.E.* Exploration, production and consumption of shale gas in the world / A.E. Medvedeva, D.A. Sarafanova // Modern science: actual problems of theory and practice. Series: Economics and Law. 2014. № 11. — P. 31–37.
5. *Zhilina I.V.* Analysis of the current state and prospects for the development of shale gas resources in the United States and Europe / I.V. Zhilina // Problems of economics and management of oil and gas complex. — M. 2013. № 5. — P. 50–53.
6. *Vengosh A.* A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States / A. Vengosh // Environmental Science and Technology. 48: 8334–8348.
7. Bloomberg press: shale gas sunset // Around gas: electronic journal. 29.04.2012. — URL: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/bloomberg-press-zakat-slantsevogo-gaza/> (date of the application 26.10.2017).
8. *Rile E.B.* Filling traps with hydrocarbons in three-layer natural reservoirs / E.B. Rile, D.I. Valieva // Georesources, geoenergy, geopolitics: electronic journal. 2010. № 2(2). — 12 p. — URL: <http://www.oilgasjournal.ru> (date of the application 26.10.2017).
9. *Ruppel C.* Modern Perspective on Gas Hydrates / C. Ruppel, A. Demas // USGS. — URL: <https://www.usgs.gov/news/modern-perspective-gas-hydrates> (accessed august 13, 2018)
10. *Vorobev A.E.* Prediction of emergency situations during the destruction of gas hydrate deposits in Lake Baikal / A.E. Vorobev, E. Chekushina, C.C. Rygzynov // Drilling and oil. 2013. № 11. — URL: <http://www.burneft.ru/archive/issues/2013-11/16> (date of the application 26.10.2017).
11. *Dandapani R.* Gas Hydrates: Where And How To Look for Them / R. Dandapani // The Way Ahead of the SPE. — URL: <https://www.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=3559>(accessed august 13, 2018);
12. *Kuznechenkov Y.N.* Prospects for the extraction of shale gas, coal mine methane and gas from gas hydrates / Y.N. Kuznechenkov // GAZinform 15.12.2011. http://neolant.ru/press-center/aboutus/news_detail.php?ID=1016 (date of the application 26.10.2017).

13. *Sobko A.* Why China rushed to announce gas revolution / A. Sobko // Business. № 85(2582) from 22. 05.2017. — P. 13.
14. *Zhilina I.V.* On the issue of regionalization of the Arctic continental shelf / I.V. Zhilina, M.N. Popova, A.V. Ershov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017. № 6. — P. 16–21.
15. *Zhilina I.V.* Analysis of the resource base of hydrocarbons and the choice of priority areas of oil and gas production, taking into account the risks associated with the development of deposits onshore and offshore Russia / I.V. Zhilina, A.V. Ershov, O.V. Novikova // Problems of economics and management of oil and gas complex 2013. № 7. — P. 24–28.
16. *Shvec N.N.* Arctic oil and gas resources: legal status, reserves assessment / N.N. Shvec, P.V. Beresneva // Bulletin of MGIMO University. 2014. № 4(37). — P. 60–67.
17. *Izvekov I.B.* Criteria and prospects for prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in the Jurassic and Cretaceous sediments in the junction zone of the Yamal, Nadym-Pursky and Gyzansk regions of the West Siberian megaprovince / I.B. Izvekov // Current issues of research of reservoir systems of hydrocarbon deposits. 2015. № 4(24). — P. 149–160.
18. *Bespalova S.N.* Evaluation of the influence of faults on geological features of deposits and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia / S.N. Bespalova, O.V. Bakuev // Geology of oil and gas. 1995. № 7. — URL: <http://www.geolib.narod.ru/OilGasGeo/1995/07/Stat/stat03.html> (date of the application 26.10.2017).
19. *Fadeeva A.* Gazprom called the current cost of gas production / A. Fadeeva, A. Mahneva // Vedomosti. TEC. 01.06.2016. — URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/06/01/643170-gazprom-sebestoimost-gaza> (date of the application 26.10.2017).

Аналитический обзор реализации программ импортозамещения нефтегазовыми компаниями

ФГБОУ ВО «РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ» (МГРИ-РГГРУ)

Ю.В. Забайкин, доцент, кандидат экономических наук, доцент кафедры производственного и финансового менеджмента, профессор РАЕ

В.С. Мекша, доцент, кандидат экономических наук, доцент кафедры экономики минерального сырьевого комплекса

К.Н. Бойко, магистр

А.В. Березина, магистр

Аннотация. Статья посвящена проблемам импортозамещения оборудования и продукции в России в связи с введением экономических санкций. Для исследования данной проблемы была рассмотрена возможность внедрения программы импортозамещения в нефтегазовой отрасли. Обозначены рекомендации по снижению импортной зависимости страны и рассмотрены возможные риски.

Ключевые слова: импортозамещение, нефть, газ, топливно-энергетический комплекс, добыча, модернизация, санкции, технологии, оборудование.

Analytical review of the implementation of programs of import substitution of oil and gas companies

FEDERAL STATE BUDGETARY EDUCATIONAL INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
“RUSSIAN STATE UNIVERSITY FOR GEOLOGICAL PROSPECTING NAMED AFTER
SERGO ORDZHONIKIDZE, (MOSCOW)

U.V. Zabaykin, associate Professor, candidate of economic Sciences, associate Professor of production and financial management, Professor RAE

V.S. Meksha, associate Professor, candidate of economic Sciences, associate Professor of the Department of Economics of mineral resources

K.N. Boyko, MSC

A.V. Berezina, MSC

Abstract. The article is devoted to the problems of import substitution of equipment and products in Russia in connection with the introduction of economic sanctions. To investigate this problem, the possibility of introducing an import substitution program in the oil and gas industry was considered. Conditions for reducing the country's import dependency are indicated and possible risks are considered.

Keywords: import substitution, oil, gas, fuel and energy complex, mining, modernization, sanctions, technologies, equipment

Еще до начала принятия программы импортозамещения Группой «Газпром» была принята в 2011 году инновационная программа, в соответствии с которой выделяются значительные средства на финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР).

Основная цель Программы — постоянное повышение технологиче-

ского уровня «Газпрома» для поддержания позиций технологического лидера в мировом энергобизнесе.

Более половины выделенных средств направляется на реализацию технологических приоритетов. Так, была завершена разработка решений по получению гелиевого концентрата с использованием мембранно-криогенных технологий, что

позволяет снизить энергозатраты на извлечение концентрата по сравнению с традиционной криогенной технологией. Велось составление технологической схемы разработки Ковыктинского месторождения, продолжалась работа над промышленной технологией производства синтетических жидких топлив из природного газа.

«Газпром» продолжил работу по увеличению доли отечественного высокотехнологичного оборудования в поставках материально-технических ресурсов, а также по замещению иностранного машиностроительного оборудования российским. В частности, шла реализация «дорожных карт», заключенных с Воронежской, Омской и Томской областями, по освоению местными предприятиями перспективных технологий и оборудования, интересных «Газпрому». Совместно с Ассоциацией производителей газоперекачивающего оборудования компания реализовала проект по созданию унифицированного газоперекачивающего агрегата (ГПА) мощностью 16 МВт. Это решение позволяет сократить затраты и сроки реализации проектов, повысить эффективность обслуживания и ремонта ГПА. В качестве замены западных аналогов «Газпромом» успешно используются российские комплексы подземного оборудования для добычи газа и нефти фонтанным способом в коррозионно-стойком исполнении.

Программа выполняется с высокой степенью эффективности. В рамках работы по инновационному развитию «Газпром» продолжил сотрудничество с ОАО «РОСНАНО». В частности, велись совместные работы по внедрению коррозионно-стойких защитных нанопокровов на объектах Астраханского газоперерабатывающего завода, вели испытания термоэлектрических генераторов и систем постоянного тока на литий-ионных аккумуляторных батареях.

Было продолжено сотрудничество с 11 ведущими зарубежными компаниями энергетического сектора. С пятью из них в 2013 году были подписаны Программы научно-технического сотрудничества, которые включают в том числе 13 проектов.

Проводилось взаимодействие с 9 опорными российскими вузами. С ними были заключены соглашения о сотрудничестве, на основании которых сформированы трехлетние программы научных исследований и

разработок. Кроме того, были успешно реализованы совместные программы повышения качества образования и подготовки кадров.

Продолжалась работа в области совершенствования системы управления интеллектуальной собственностью, а также системы стандартизации.

ПАО «ЛУКОЙЛ» в рамках реализации мероприятий по импортозамещению увеличило объем закупок продукции у нефтесервисных компаний Тюменской области. За последние 2 года их совокупный объем увеличился в полтора раза и составил почти 1,5 млрд руб. в 2016 году.

ПАО «ЛУКОЙЛ» активно сотрудничает с резидентами Западно-Сибирского инновационного центра (Тюменский технопарк) с момента его основания, участвуя в экспертной оценке перспектив инновационных разработок и в формировании промышленного кластера Тюменской области [2].

ПАО «НК «Роснефть» — лидер процесса качественной модернизации и инновационных изменений в российской нефтегазовой отрасли. Усилия компании направлены на развитие интеллектуального и технологического потенциала отрасли на основе мощного фундамента российской нефтегазовой школы — одной из лучших в мире — и в партнерстве с ведущими компаниями международного нефтяного бизнеса.

Выполнение задач по росту технологического потенциала компании закреплено в Программе инновационного развития на период 2011–2015 гг. (утверждена решением Совета директоров компании от 1 апреля 2011 года, протокол № 34). Документ разработан в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов и документов стратегического планирования национального, регионального и корпоративного уровней. Цели и задачи Программы поддерживают реализацию Долгосрочной программы развития компании.

Программа состоит из следующих основных блоков:

— целевые инновационные проекты;

— целевые программы модернизации и повышения эффективности производства;

— мероприятия по совершенствованию инновационной деятельности.

Инновационные проекты Программы сосредоточены на следующих основных направлениях:

— геология и разработка трудноизвлекаемых запасов;

— добыча и переработка газа;

— разработка шельфовых месторождений;

— нефтепереработка и нефтехимия;

— информационные технологии и управленческие инновации.

Инновационная деятельность компании направлена на создание и внедрение новейших технологий для достижения следующих целей:

• Блок «Разведка и добыча»:

— восполнение запасов углеводородов на уровне не менее 100% от текущей добычи;

— увеличение коэффициентов извлечения углеводородов на новых месторождениях, разработка системных мер по увеличению нефтегазоотдачи на разрабатываемых месторождениях;

— обеспечение эффективного использования попутного газа — 95%;

— разработка технологий экономически эффективного вовлечения в разработку использования нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

• Блок «Переработка»:

— повышение глубины переработки нефти;

— внедрение новых технологий переработки тяжелых остатков, нефтегазохимии;

— разработка собственных катализаторов (импортозамещение) [3].

В 2015 году, в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации от 9 августа 2014 года № ДМ-ПЗ6-6057 и от 7 ноября 2015 года № ДМ-ПЗ6-7563, а также в

связи с завершением сроков реализации действующей Программы (2011–2015 гг.), в компании инициирован процесс актуализации Программы инновационного развития на период 2016–2020 гг. [4].

Объем инновационных затрат Компании в 2015 году составил 116,9 млрд руб., при этом затраты на НИОКР составили 36 млрд руб. Все запланированные мероприятия на 2015 год выполнены.

В 2015 году продолжен рост патентной активности, уделяется особое внимание внедрению полученных результатов НИОКР и закреплению прав на интеллектуальную собственность. По итогам реализации целевых инновационных проектов в 2015 году компанией подано 69 заявок на получение охранных документов, в том числе 5 за рубежом.

Предварительные результаты реализации программ показывают следующее. По показателям научно-технологического потенциала и инновационной активности выделяется группа крупнейших ВИНК, в особенности ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ». Они являются бесспорными лидерами по объему затрат на НИОКР (3,2 млрд руб. — ПАО «Газпром нефть», 5,8 млрд руб. — ПАО «Лукойл» и 10,8 млрд руб. — ПАО «Газпром»), а также обладают крупнейшими научно-технологическими комплексами с числом занятых НИОКР в несколько тысяч человек (более 2,3 тыс. у «ЛУКОЙЛа» и около 2,5 тыс. — у ПАО «Газпром»).

Весьма значительные показатели размеров научно-технического потенциала демонстрируют ПАО «АНК «Башнефть» (затраты на НИОКР — 1,15 млрд руб.), ПАО «Татнефть» (657 млн руб.) и ПАО «Сибур Холдинг» (587 млн руб.).

Наконец, существенно менее значимые показатели вложений в НИОКР были зафиксированы у компаний замыкающей группы: ОАО «Зарубежнефть» (317 млн руб.), ООО «Русснефть» (236 млн руб.), и совсем низкие у ООО «ИНК» (около 2 млн руб.).

По числу зарегистрированных патентов и поданных патентных заявок лидерами являются ПАО «Газпром» и ПАО «Татнефть». Каждая из этих компаний ежегодно патентует более 200 объектов интеллектуальной собственности. За ними с небольшим отставанием следуют ПАО «Сибур», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НОВАТЭК» (от 30 до 57 патентуемых изобретений). Еще меньше изобретений (менее 15) ежегодно патентуют АО «Зарубежнефть», ПАО «Газпромнефть» и ПАО АНК «Башнефть». Наконец, в замыкающую группу входят компании, патентная активность которых близка к нулю, — ООО «ИНК», ООО «Русснефть».

Инновационная активность компаний не ограничивается деятельностью, связанной с патентованием. ПАО «ЛУКОЙЛ» сообщило о внедрении в 2014 году 37 технологических инновационных проектов, а также о разработке собственными силами 31 нового для компании технологического процесса. ПАО «Газпром» определило 13 технологических приоритетов для перспективного развития и внедрения. ПАО «Татнефть» сообщило о заключении договоров о сотрудничестве с 6 НИИ и 6 вузами [5].

Анализ реализации программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть — Восток»

*Общая характеристика
ООО «Газпромнефть — Восток»*

«Газпромнефть — Восток» создано 14 сентября 2005 года. «Газпромнефть — Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территориях Омской и Томской областей.

«Газпромнефть — Восток» работает на таких месторождениях, как: юго-западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области), Шингинское и Южно-Шингинское, Урманское, Арчинское,

Восточно-Мыгинское, Южно-Табанганское, Смоляное, Кулгинское, Солюновское месторождения, Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое (все — Томская область).

Дополнительные темпы прироста добычи нефти в компании (см. рис. 1) были обеспечены присоединением в июне 2015 года ООО «Арчинское» к ООО «Газпромнефть — Восток» [6].

В 2014 году «Газпромнефть — Восток» увеличила добычу нефти на 18,2%, до 1,78 млн т. В 2015 году удалось увеличить добычу нефти на 11,2%. В 2016 году добыча нефти повысилась на 6,3%. Добыча газа в 2014 году увеличилась на 28%, а в 2015 году снизилась на 11,1% по отношению к 2014 году. В 2016 году компания увеличила добычу газа на 50% [7].

Помимо добычной деятельности компания также занимается:

- капитальным строительством в части эксплуатационного бурения (эксплуатационное бурение скважин, освоение скважин, геофизические работы/услуги) и в части обустройства месторождения;

- геологоразведочными работами (сейсморазведочные работы, разведочное бурение);

- научно-исследовательскими и опытно-промышленными работами;

- работами/услугами по добыче нефти (содержание и эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин, сбор, транспортировка, подготовка, сдача и отпуск нефти, ремонт скважин и операции по повышению нефтеотдачи пластов);

- работами/услугами по добыче общераспространенных полезных ископаемых;

- работами/услугами по добыче подземных вод.

Деятельность компании является финансово результативной, что иллюстрируется ростом основных финансовых показателей (см. табл. 1).

Финансовые показатели взяты из отчетности ПАО «Газпром» в связи с тем, что у компании ООО «Газпромнефть — Восток» эта информация является конфиденциальной,

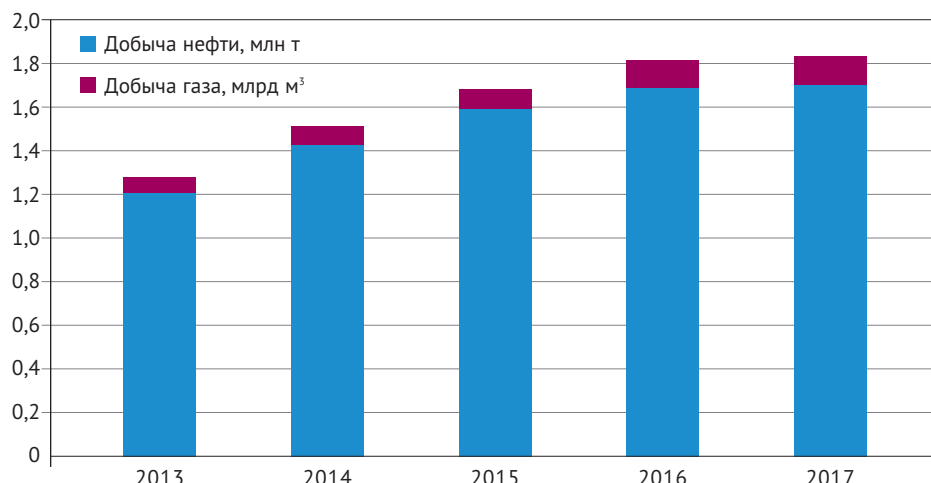


Рис. 1. Добыча нефти и газа «Газпромнефть — Восток»

как говорилось ранее, ООО «Газпромнефть — Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром» [8].

Результаты за 2017 год по сравнению с 2016 годом

Общий объем выручки в 2017 году вырос на 11%. В основном это произошло благодаря росту цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках. Рост выручки от продаж на

международном рынке на 71,6 млрд руб. объясняется увеличением реализации нефти на 72,1 млрд руб. в связи с ростом объемов экспорта нефти (+26%, 2,3 млн т).

Выручка на внутреннем рынке в 2017 году выше на 57,6 млрд руб. по сравнению с прошлым годом. Главным индикатором роста является рост выручки нефтепродуктов на 98,3 млрд руб. в связи с ростом цен на нефтепродукты на внутреннем

рынке. Снижение выручки от реализации нефти на внутреннем рынке на 49,5 млрд руб. объясняется снижением объемов реализации на 43% из-за роста объемов реализации нефти на международном рынке в связи с более высокой эффективностью продаж [9].

Общая численность работников предприятия составляет более 630 человек.

Список используемых источников

1. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction>
2. URL: <http://www.lukoil.ru/PressCenter/Pressreleases/Pressrelease?rid=199353>
3. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Q1_2017_Results_10052017_RUS.pdf
4. URL: <http://www.government.ru/orders/selection/401/14277>
5. URL: http://www.Prognoz_NTR_v_otraslyah_TEK_podpis.pdf
6. URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/press/news/item/580>
7. URL: <http://vostok.gazprom-neft.ru>
8. URL: http://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/ad-hoc_releases/new/new_04.03.16/qrep/1q2018/pril1.pdf
9. URL: http://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/ad-hoc_releases/new/new_04.03.16/qrep/1q2018/pril2.pdf

Таблица 1

Финансовые результаты (по «Газпрому»)

Финансовые результаты (млн руб.)	2016	2016
Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 695 764	2 003 575
Скорректированная EBITDA**	456 198	550 967
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	200 179	253 274

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акциза с продаж.

** EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

Способ энергосберегающего нечеткого управления процессом горения в тепловых установках

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

М.И. Васильев, И.И. Васильев

Аннотация. Определена актуальность работы, заключающаяся в том, что режим управления процессом горения в рабочем пространстве тепловых установок оказывает влияние на величину удельного расхода топлива, на сохранность технологических агрегатов и на экологические условия. Обозначены основные проблемы и решения. Показана нелинейная статическая характеристика зависимости расхода топлива от расхода воздуха в условиях стабилизации теплоты, образующейся в результате процесса горения. Разработана структурная схема энергосберегающего нечеткого управления процессом горения в рабочем пространстве тепловой установки. Выполнено математическое моделирование процесса горения в рабочем пространстве тепловой установки. Оценено влияние режима управления процессом горения на величину удельного расхода топлива. Обозначены основные преимущества использования данного метода управления процессом горения в тепловой установке.

Ключевые слова: процесс горения, тепловая установка, нечеткое управление, лингвистическая переменная, функции принадлежности.

Energy-saving method of fuzzy control combustion process in thermal plants

LIMITED LIABILITY COMPANY «GAZPROM DOBYCHA URENGOY»

M.I. Vasilyev, I.I. Vasilyev

Abstract. The relevance of the work is determined, which consists in the fact that the control mode of combustion process in the working space of thermal installations influences on the value of specific fuel consumption, on the safety of technological units and on environmental conditions. The main problems and solutions are identified. The nonlinear static characteristic of dependence of fuel consumption on air consumption in the conditions of stabilization of heat generated as a result of combustion process is shown. The structural scheme of energy-saving fuzzy control of the combustion process in the working space of a thermal installation is developed. Mathematical modeling of the combustion process in the working space of a thermal unit is performed. The influence of the combustion control mode on the specific fuel consumption is estimated. The main advantages of the use of this method of combustion process control in a thermal installation are indicated.

Keywords: combustion process, thermal plant, fuzzy control, linguistic variable, the membership function.

Актуальность работы

Режим управления процессом горения в рабочем пространстве тепловых установок оказывает влияние на величину удельного расхода топлива, на сохранность технологических агрегатов и на экологические условия.

Наиболее благоприятным энергосберегающим режимом автоматизированного управления процессом горения является режим, при котором обеспечивается минимальное значение тепловых потерь с подсосами холодного атмосферного воздуха.

В работе [1] предлагается осуществлять управление процессом горения за счет стабилизации заданного значения давления в рабочем пространстве тепловой установки. Однако в условиях ограниченных возможностей дымоотводящей системы на большинстве нагревательных промышленных печей существует ограничение на реализуемость данного способа управления газодинамическим режимом при максимальных тепловых нагрузках.

В работе [2] представлен способ энергосберегающего управления процессом горения за счет изменения положения дымового клапана

(мощности дымососа). Данный способ в «крайних» режимах работы, ввиду дестабилизации (изменения) давления в рабочем пространстве тепловой установки, приводит к нарушению технологического режима (срыву пламени с горелки), что, в свою очередь, может отрицательно сказаться на сохранности технологических агрегатов.

Исходя из анализа выводов выше указанных работ, задачей оптимизации процесса горения является поддержание коэффициента расхода воздуха равным заданному, посредством измерения концентрации кислорода в отходящих дымовых га-

зах и дальнейшего регулирования расхода воздуха в рабочее пространство тепловой установки.

Основные проблемы и решения

Для обеспечения качественного горения топлива необходимо в достаточном количестве подвести воздух в зону горения и добиться хорошего перемешивания топлива с воздухом.

Если в качестве топлива используется природный газ, то в результате полного сгорания в выходящих продуктах в атмосферу отсутствуют горючие вещества. При этом углерод и водород соединяются вместе и образуют углекислый газ и пары воды. Уравнение реакции горения метана представлено в формуле:



Кроме этих газов в атмосферу с горючими газами выходит азот и оставшийся кислород, которые «потребляют» часть образовавшейся в результате горения теплоты на увеличение собственной температуры до средней температуры дымовых газов (CO_2 , N_2 , O_2 и $2\text{H}_2\text{O}$). Поэтому избыток воздуха в рабочем пространстве приводит к понижению коэффициента полезного действия за счет роста потерь тепла.

Если сгорание газа происходит не полностью, то в атмосферу выбрасываются горючие вещества — угарный газ, водород, сажа. Неполное сгорание газа происходит вследствие недостаточного количества воздуха. При этом визуально в пламени появляются языки копоти.

Опасность неполного сгорания газа состоит в том, что угарный газ может стать причиной отравления персонала тепловой установки. Содержание CO в воздухе 0,01–0,02% может вызвать легкое отравление. Более высокая концентрация может привести к тяжелому отравлению и смерти.

Образующаяся сажа оседает на стенках котлов, ухудшая тем самым передачу тепла теплоносителю, снижает эффективность работы котель-

ной. Сажа проводит тепло хуже метана в 200 раз.

Теоретически для сжигания 1 м^3 природного газа необходимо $9,524 \text{ м}^3$ воздуха. В реальных условиях воздуха требуется больше для создания гарантированного условия полного сжигания природного газа. То есть необходимо избыточное количество воздуха. Эта величина, обозначаемая $\alpha_v(\tau)$, показывает, во сколько раз воздуха расходуется больше, чем необходимо теоретически.

Во многих действующих тепловых установках задают расход воздуха, исходя из расхода газа, не измеряя при этом концентрацию кислорода в отходящих дымовых газах. Во время плановых испытаний и замеров концентраций кислорода в дымовых газах подобных тепловых установок зачастую оказывается, что коэффициент расхода воздуха превышает значение 1,25, что приводит к потерям тепла на обогрев избыточного воздуха. Такое большое значение коэффициента расхода воздуха объясняется тем, что практически в любых тепловых установках присутствуют подсосы атмосферного воздуха, которые можно учесть только с помощью использования датчика кислорода в рабочем пространстве тепловой установки.

Энергосберегающее автоматическое управление процессом горения в рабочем пространстве тепловой установки, обеспечивающее минимальные потери теплоты на обогрев избыточного воздуха, целесообразно осуществлять с помощью нечеткого управления в соответствии с выполнением условия:

$$\alpha_v(\tau) = \frac{V_v(\tau)}{V_m(\tau)L_0} = 1,05, \quad (2)$$

где $\alpha_v(\tau)$ — коэффициент расхода воздуха; $V_v(\tau)$, $V_m(\tau)$ — расходы соответственно воздуха и топлива на тепловой установке; L_0 — расчетный коэффициент, численно равный количеству воздуха, необходимого для полного сжигания единицы измерения используемого вида топлива.

В условиях действия множества случайных факторов, наличия суще-

ственно нелинейных связей между параметрами процесса и т.д., традиционные системы автоматического управления, основанные на типовых динамических моделях, не всегда могут справляться с задачами управления. Основной причиной этого является исходное для них предположение о линейности связи между параметрами процесса, что часто не соответствует реальным условиям газодинамического режима в рабочем пространстве тепловых установок.

В таких сложных условиях для управления процессом эффективнее использовать системы автоматического управления, принцип действия которых основан на теории нечетких множеств и нечеткой логике.

Нечеткое управление имеет преимущество перед широко используемыми типовыми системами автоматического управления за счет замены используемой упрощенной количественной линейной модели управляющей системы нелинейной многосторонней лингвистической моделью, основанной на базе формализованной имитации и обобщенно практического опыта, формирования управляющих воздействий экспертом (лучшим технологом оператором) в различных реальных производственных ситуациях.

Принцип работы нечетких автоматических систем основан на использовании лингвистической модели, составленной из логических правил, задаваемых в форме «Если есть ситуация, тогда нужно такое управление» [3]. Структурная схема энергосберегающего нечеткого управления процессом горения в рабочем пространстве тепловой установки представлена на рис. 1.

Рассмотрим пример математического моделирования процесса горения в рабочем пространстве тепловой установки.

Допустим, что в начальный момент времени $\tau = 0$ процесс находится в неустановившемся состоянии при условиях: расход природного газа — $422 \text{ м}^3/\text{ч}$, расход воздуха — $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $x_{\text{ок}}(\tau = 0) = 20\%$ хода ИМ,

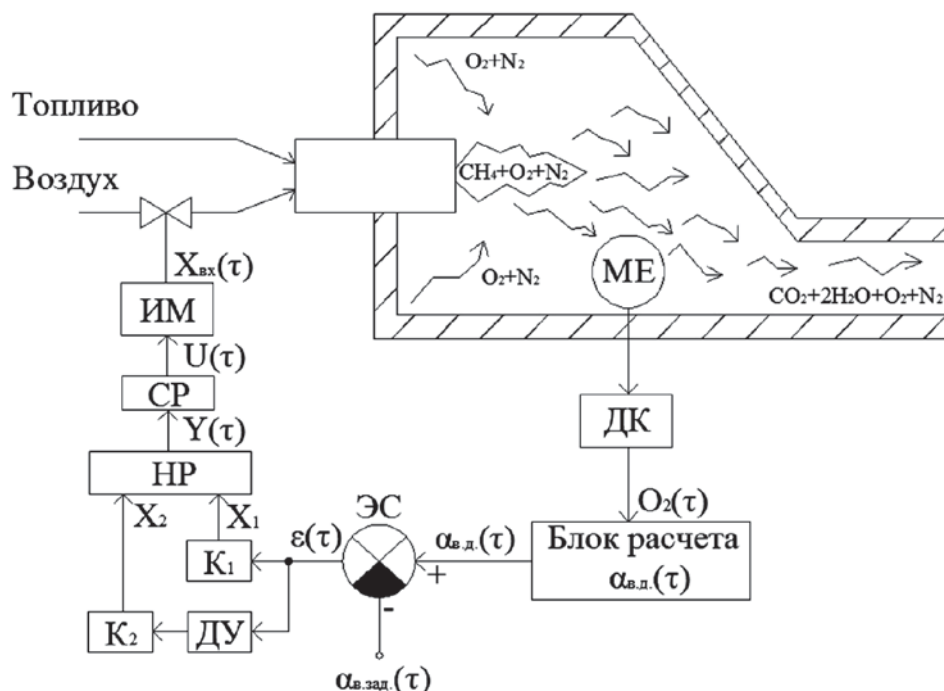


Рис. 1. Структурная схема энергосберегающего нечеткого управления процессом горения в рабочем пространстве тепловой установки

температура воздуха, подаваемого на горелку, — 30°C, низшая теплота сгорания — 35 341,03 кДж/м³, концентрация кислорода в атмосферном воздухе — 21%; расчетный коэффициент $L_0 = 1,2 \cdot (100\% / 21\%) = 9,524$, количество теплоты, необходимой на обогрев 1 м³ воздуха на 1°C — 0,000001298071 ГДж/м³·°C, количество подсасываемого атмосферного воздуха — 425 м³/ч.

Система управления характеризуется следующими параметрами: заданное значение коэффициента расхода воздуха $\alpha_{в.зад.}(\tau) = 1,05$, постоянная времени $T_{об} = 1$ с, время запаздывания $\tau_3 = 0,2$ с, дискретность расчета $\tau_d = 0,05$ с.

Динамические свойства инерционного с запаздыванием управляемого процесса учитываются при использовании численного метода Эйлера при решении системы уравнений:

$$\frac{dq_{O_2}(\tau-1)}{d\tau} = \frac{1}{T_{об}} \times$$

$$\times [q_{O_2}(\tau-1) - q_{O_2}(\tau-2)]; \quad (3)$$

$$q_{O_2}(\tau) = q_{O_2}(\tau-1) + \frac{dq_{O_2}(\tau-1)}{d\tau}; \quad (4)$$

$$\frac{dq_{O_2}(\tau)}{d\tau} = \frac{1}{\tau_3} [q_{O_2}(\tau) - q_{O_2}(\tau-1)]; \quad (5)$$

$$q_{O_2}(\tau+1) = q_{O_2}(\tau) + \frac{dq_{O_2}(\tau)}{d\tau}; \quad (6)$$

здесь $T_{об}$, τ_3 — соответственно постоянные времени количественно характеризующие инерционность и запаздывание; τ , $(\tau+1)$ и $(\tau-1)$ — текущий, последующий и соответственно предыдущий моменты времени; $q_{O_2}(\tau)$, $q_{O_2}(\tau-1)$ и $q_{O_2}(\tau+1)$ — соответственно текущее значение концентрации кислорода в отходящих дымовых газах с учетом инерционности и запаздывания, только инерционности и, соответственно, без учета инерционности и запаздывания.

Для начала определим суммарный расход воздуха в рабочем пространстве тепловой установки в начальный момент времени:

$$F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau) = F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau) + F_{\text{возд.подс.}}(\tau), \quad (7)$$

где $F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau)$ — суммарный расход воздуха, м³/ч; $F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau)$ — расход воздуха через горелку, м³/ч; $F_{\text{возд.подс.}}(\tau)$ — расход через подсосы атмосферного воздуха, м³/ч.

$$F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau) = 425 + 1000 = 1425 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Рассчитаем расход воздуха за период дискретизации:

$$V_{\text{возд.}}(\tau) = \frac{F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau)}{3600} \tau_d, \quad (8)$$

$$V_{\text{возд.}}(\tau) = \frac{1425}{3600} 0,25 = 0,0198 \text{ м}^3/\tau_d.$$

По аналогичной формуле определим расход природного газа за период дискретизации системы управления:

$$V_{\text{газа}}(\tau) = \frac{F_{\text{газа}}(\tau)}{3600} \tau_d, \quad (9)$$

$$V_{\text{газа}}(\tau) = \frac{422}{3600} 0,05 = 0,0057 \text{ м}^3/\tau_d.$$

Зная количества воздуха и газа в рабочем пространстве тепловой установки в единицу времени (период дискретизации), определим, сколько всего природного газа приняло участие в процессе горения:

$$V_{\text{газа прин.уч.}}(\tau) = \begin{cases} V_{\text{газа}}(\tau), & \text{если } V_{\text{газа}}(\tau) \cdot L_0 < < V_{\text{возд.}}(\tau), \\ \frac{V_{\text{возд.}}(\tau)}{L_0}, & \text{если } V_{\text{газа}}(\tau) \cdot L_0 \geq \geq V_{\text{возд.}}(\tau) \end{cases} \quad (10)$$

$$V_{\text{газа прин.уч.}}(\tau) = \frac{0,0198}{9,524} = 0,00208 \frac{\text{м}^3}{\tau_d},$$

так как $0,0057 \cdot 9,524 > 0,0198$.

Из предыдущего расчета видно, что исходного количества воздуха не хватает для полного сжигания газа.

Теплота, полученная в результате горения, определяется по формуле:

$$Q_{в \text{ рез-те гор.}}(\tau) = Q_{\text{низш.гор.}}(\tau) \times V_{\text{газа прин.уч.}}(\tau), \quad (11)$$

где $Q_{\text{низш.гор.}}(\tau)$ — низшая теплота сгорания природного газа.

$$Q_{в \text{ рез-те гор.}}(\tau) = 35 341,03 \cdot 0,00208 = 73,509 \text{ кДж}/\tau_d.$$

Количество воздуха, не принявшего участия в процессе горения,

можно определить с помощью выражения:

$$V_{\text{возд. не пр.уч.}}(\tau) = \begin{cases} V_{\text{возд}}(\tau) - V_{\text{газа}}(\tau) \cdot L_0, & \text{если } V_{\text{возд}}(\tau) - V_{\text{газа}}(\tau) \cdot L_0 > 0, \\ 0, & \text{если } V_{\text{возд}}(\tau) - V_{\text{газа}}(\tau) \cdot L_0 \leq 0 \end{cases} \quad (12)$$

$V_{\text{возд. не пр.уч.}}(\tau) = 0 \text{ м}^3/\tau_d$,
так как $0,0198 - 0,0057 \cdot 9,524 < 0$.

В тех случаях, когда есть избыток воздуха, необходимо определить, сколько он заберет тепла на увеличение собственной температуры до средней температуры дымовых газов:

$$Q_{\text{на обогрев возд.}}(\tau) = Q_{\text{тепл.на возд.}} \times V_{\text{возд. не пр.уч.}}(\tau) \cdot (T_{\text{д.г.}}(\tau) - T_{\text{возд.}}(\tau)), \quad (13)$$

где $Q_{\text{тепл.на возд.}}$ — количество теплоты, необходимой на обогрев одного кубометра воздуха на один градус Цельсия, $\text{кДж}/\text{м}^3 \cdot \text{°C}$; $T_{\text{возд.}}(\tau)$ — температура воздуха, °C ; $T_{\text{д.г.}}(\tau)$ — температура дымовых газов, °C .

Температура дымовых газов имеет функциональную зависимость от расхода природного газа (определяется экспериментально (рис. 2)). В результате аппроксимации зависимости температуры дымовых газов от расхода природного газа было получено уравнение.

В нашем случае количество теплоты, необходимой на обогрев из-

бытка воздуха, будет равно нулю, поскольку нет избытка воздуха.

Задачей системы нечеткого регулирования расхода воздуха по концентрации кислорода в отходящих дымовых газах является минимизация тепловых потерь с избытком воздуха. Оценить работу регулирования можно по оставшейся теплоте реакции горения:

$$Q_{\text{оставш.}}(\tau) = Q_{\text{в рез-те гор.}}(\tau) - Q_{\text{на обогрев возд.}}(\tau), \quad (14)$$

$$Q_{\text{оставш.}}(\tau) = 73,509 - 0 = 73,509 \text{ кДж}/\tau_d.$$

В процессе горения в отходящих дымовых газах изменяется концентрация кислорода в зависимости от расхода воздуха на горелку:

$$q_{\text{O}_2 2}(\tau) = \frac{V_{\text{возд. не пр.уч.}}(\tau)}{V_{\text{в.}}(\tau) + V_{\text{г.}}(\tau)} q_{\text{O}_2 \text{ атм. возд.}}, \quad (15)$$

$$q_{\text{O}_2 2}(\tau) = 0\%.$$

Значение концентрации кислорода непосредственно у датчика кислорода будет запаздывать относительно концентрации возле пламени (см. (3)–(6)). Это объясняется небольшой задержкой на процесс горения ($\tau_g = 0,2 \text{ с}$) и расстоянием от пламени до датчика, на преодоление которого дымовым газам необходимо время ($T_{\text{об}} = 1 \text{ с}$).

В начальный момент времени считаем, что концентрация кисло-

рода возле датчика будет равна концентрации возле пламени:

$$q_{\text{O}_2}(\tau) = q_{\text{O}_2 1}(\tau) = q_{\text{O}_2 2}(\tau) = 0\%.$$

Значение концентрации кислорода с датчика подается на блок формирования действительного коэффициента расхода воздуха:

$$\alpha_{\text{в.д.}}(\tau) = \frac{q_{\text{O}_2 \text{ атм. возд.}}}{q_{\text{O}_2 \text{ атм. возд.}} - q_{\text{O}_2}(\tau)}, \quad (16)$$

$$\alpha_{\text{в.д.}}(\tau) = 21 : (21 - 0) = 1.$$

Действительное значение коэффициента расхода воздуха подается на элемент сравнения. Расчет процесса нечеткого управления в данной работе не рассматривается.

Расчетные траектории переходного процесса системы регулирования на основе нечеткой логики представлены на рис. 3.

Из графика видно, что время регулирования составляет $\tau_{p1} = \tau_{p2} = 10 \text{ с}$, а значит, система управления, основанная на нечеткой логике, достаточно быстро действенная, к тому же данная система не допускает перерегулирования.

Достоинством регуляторов, основанных на нечеткой логике, является не только их быстродействие, но и возможность поддержания определенной траектории выхода на задание.

Для того чтобы оценить экономический эффект системы нечеткого регулирования, рассчитаем расход газа при той же оставшейся теплоте в установившемся режиме ($Q_{\text{оставш.}}(\tau) = 207,13 \text{ кДж}/\tau_d$), но при коэффициенте расхода воздуха, равным $\alpha_{\text{в.д.}}(\tau) = 1,35$, что приблизит расчеты к реальным объектам, которые работают в соответствии с режимами (прописанными в режимных картах).

Программный расчет показал, что для получения остаточной теплоты в процессе горения $Q_{\text{оставш.}}(\tau) = 207,13 \text{ кДж}/\tau_d$, необходимо поддерживать расход газа = $431 \text{ м}^3/\text{ч}$.

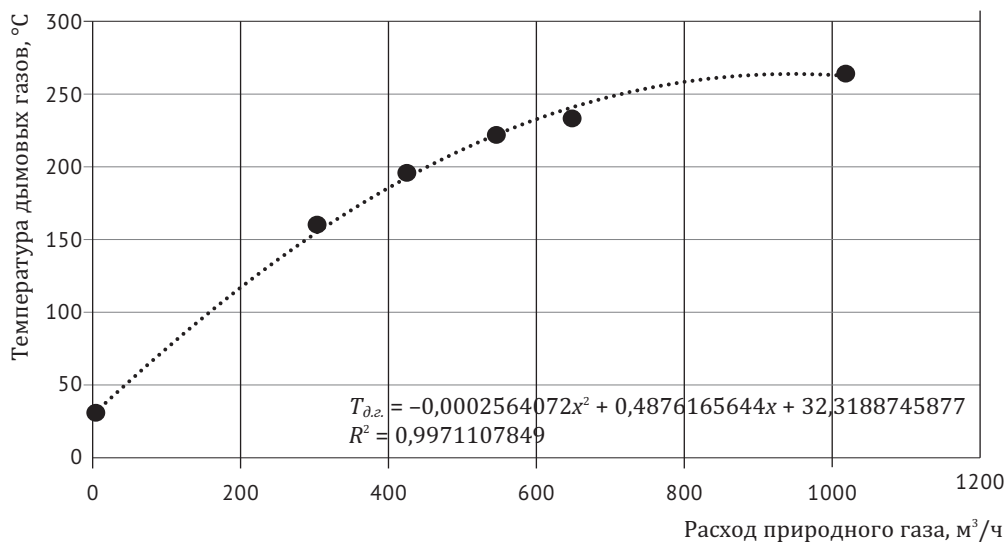


Рис. 2. Экспериментальная зависимость температуры дымовых газов от расхода природного газа

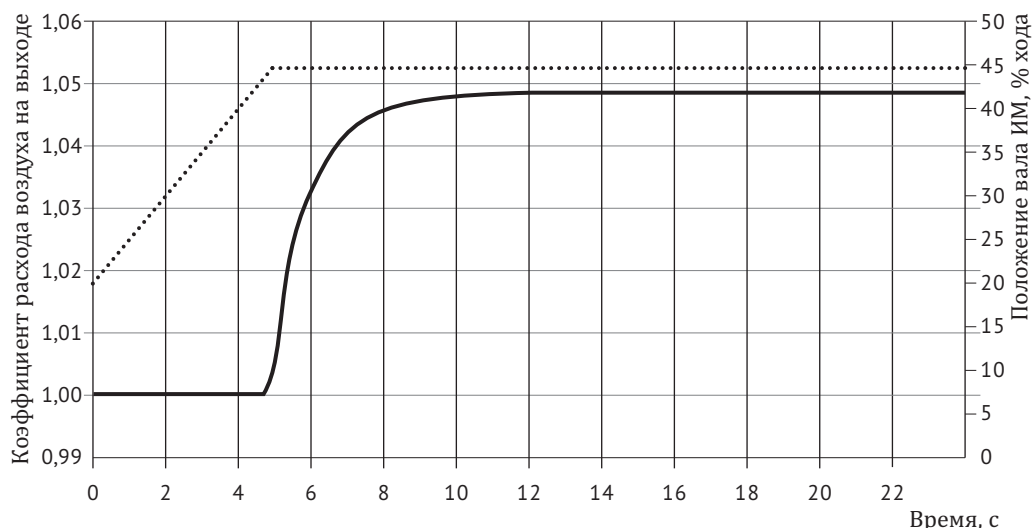


Рис. 3. Переходный процесс системы регулирования

Проверим результат ручным расчетом. Зная расход газа, коэффициент расхода воздуха, коэффициент L_0 , можно рассчитать суммарный расход воздуха на горение:

$$F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau) = \alpha_{в.д.}(\tau) \cdot L_0 \cdot F_{\text{газа}}(\tau), \quad (17)$$

$$F_{\Sigma \text{возд.}}(\tau) = 1,35 \cdot 9,524 \cdot 431 = 5541,54 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Учитывая, что коэффициент расхода воздуха больше единицы, можно сделать вывод, что весь газ принял участие в процессе горения. Тогда теплота, полученная в результате горения:

$$Q_{\text{в рез-те гор.}}(\tau) = 35\,341,03 \cdot 431 = 15\,231\,983,93 \text{ кДж/ч}.$$

Количество воздуха, не принявшего участия в процессе горения:

$$V_{\text{возд. не пр.уч.}}(\tau) = 5541,54 - 431 \cdot 9,524 = 1436,696 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Температура дымовых газов и теплота на обогрев избытка воздуха до этой температуры составят:

$$T_{д.г.} = 194,85^\circ\text{C}.$$

$$Q_{\text{на обогрев возд.}}(\tau) = 1436,696 \cdot 1,298071 \cdot (194,85 - 30) = 307\,492,69 \text{ кДж/ч}.$$

Тогда количество оставшейся теплоты:

$$Q_{\text{оставш.}}(\tau) = 15\,231\,983,93 - 307\,492,69 = 14\,924\,491,24 \text{ кДж/ч}.$$

$$14\,924\,491,24 \text{ кДж/ч} = 207,28 \text{ кДж/}\tau_d \approx 207,13 \text{ кДж/}\tau_d.$$

Таким образом, экономия системы для данного примера составит:
за час работы — $431 - 422 = 9 \text{ м}^3/\text{ч}$;
за сутки — $9 \cdot 24 = 216 \text{ м}^3/\text{д}$;
за год — $216 \cdot 365 = 78\,840 \text{ м}^3/\text{год}$.

Графики зависимостей расхода газа от оставшейся теплоты в результате процесса горения с нечетким регулированием и без регулирования представлены на рис. 4.

Из графика видно, что система с нечетким регулированием позволяет экономить газ во всем диапазоне производительности тепловой установки.

Заключение

Внедрение данного способа управления процессом горения позволит повысить КПД тепловых агрегатов и снизить содержание вредных выбросов (таких как оксид углерода и окислы азота) в продуктах сгорания.

Библиографический список

1. Васильев М.И. Управление давлением в рабочем пространстве промышленных печей при использовании принципа нечеткой логики / М.И. Васильев [и др.] // Математическое и программное обеспечение систем в промышленной и социальной сферах. — Магнитогорск: Магнитогорский гос. тех. ун-т им. Г.И. Носова, 2014. — С. 35–45.
2. Парсункин Б.Н. Энергосберегающее нечеткое управление давлением в рабочем пространстве нагревательных печей / Б.Н. Парсункин, М.И. Васильев. — Магнитогорск: Магнитогорский гос. тех. ун-т им. Г.И. Носова, 2014. — С. 81–90.
3. Рассел С. Искусственный интеллект: современный подход : научное пособие / С. Рассел, П. Норвиг. — М.: Изд. дом «Вильямс», 2010. — 408 с.



Рис. 4. Зависимости расхода газа от оставшейся теплоты



40-летие деятельности ПАО «Газпром» на континентальном шельфе

27–28 ноября в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» прошла VII Международная научно-техническая конференция «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток». Конференция посвящена 40-летию деятельности ПАО «Газпром» на континентальном шельфе. Организаторы конференции — ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В мероприятии приняли участие более 250 специалистов из 112 компаний и 5 стран мира.

Конференцию открыл генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Максим Недзвецкий.

С приветственным словом к участникам обратился заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин. «Разработка шельфа требует больших усилий и сопоставима с космической отраслью. Посредством конференции, обмена опытом и последующей работы, я уверен, мы сможем достичь тех задач, которые ставим перед собой, и добьемся успехов в направлении освоения Арктики», — отметил Павел Сорокин.

Начальник Департамента ПАО «Газпром» Елена Касьян зачитала приветствие председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера участникам конференции. «Освоение шельфа — стратегическое направление деятельности «Газпрома». За прошедшие 40 лет нами накоплен значительный опыт в этой сфере, в акваториях российских морей открыто 38 месторождений, в том числе уникальных по запасам. Огромное значение имеет научно-техническое сопровождение шельфовых проектов, которое осуществляет наш головной научный центр — «Газпром ВНИИГАЗ». Специалисты института много лет серьезно занимаются вопросами освоения ресурсов арктических и дальневосточных морей», — отметил Алексей Миллер.

К участникам научного форума обратился академик РАН, почетный президент НИЦ «Курчатовский институт» Евгений Велихов. «В этом году мы отмечаем не только 40-летие работ на шельфе, но и 5 лет с начала разработки таких уникальных месторождений, как Приразломное и Кириновское. Это серьезный вклад в мировую историю освоения арктического шельфа», — подчеркнул академик Велихов.

С докладом «Деятельность ПАО «Газпром» на континентальном шельфе Российской Федерации» выступил начальник Управления ПАО «Газпром» Вадим Петренко. «Газпром сохраняет преемственность, научные и инженерно-технические силы компании успешно продолжают решать стратегически важ-

ные задачи по освоению континентального шельфа», — отмечено в докладе.

Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Максим Недзвецкий в своем докладе рассказал о роли ВНИИГАЗа в освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа России и СССР: «За 5 лет до официального основания управления Главморнефтегаза, в 1973 году в Институте была организована комплексная лаборатория морского нефтегазопромышленного дела. С этого момента ВНИИГАЗ принимает активное участие в освоении всех шельфовых месторождений ПАО «Газпром». Максим Недзвецкий поздравил и поприветствовал почетных гостей — ветеранов, всех тех, кто создавал историю освоения шельфа.

В рамках пленарного заседания состоялась церемония награждения: благодарственные письма были вручены компаниям в связи с 40-летием работы на континентальном шельфе.

Работа конференции также включала в себя заседания 5 научных секций. Всего на конференции было заслушано более 130 докладов. Итоги подвели на заключительном пленарном заседании. В рамках конференции была организована молодежная секция «Два океана: настоящее и будущее нефтегазопромышленного дела России».

Проведение данного научного форума стало отличной возможностью для подведения итогов 40-летней работы, а также позволило обсудить комплекс работ для создания нового вектора инновационных решений будущих этапов освоения континентального шельфа.

На фото: на пленарном заседании конференции; заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин вручает генеральному директору ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Максиму Недзвецкому благодарственное письмо в связи с 40-летием работы на континентальном шельфе

vniigaz.gazprom.ru



Инновационные источники бесперебойного питания для нефтегазовой отрасли

С.И. Васютинская, доцент Московского государственного университета геодезии и картографии, кандидат экономических наук

Аннотация. Критически важная стабильность электропитания всех элементов инфраструктуры ТЭК достигается, в частности, посредством внедрения источников бесперебойного питания (ИБП), отвечающих ряду специфических требований. Они продиктованы как существенными финансовыми потерями, к которым может привести отказ отдельных потребителей, так и опасностью аварий и негативного воздействия на окружающую среду. Учитывая данные факторы, научно-производственная фирма (НПФ) «Электроаппарат» (г. Брянск) провела соответствующие исследования и разработки в области бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей для нефтегазовой отрасли, значение которых возрастает в свете политики импортозамещения.

Ключевые слова: ИБП, прерывание электропитания, аварийное питание, аккумулятор, инвертор, автоматическое управление.

Innovative uninterruptible power supply units for oil and gas industry

S.I. Vasyutinskaya, Associate Professor, Moscow State University of Geodesy and Cartography, Candidate of Economic Sciences

Abstract. The critically important stability of power supply for all elements of the fuel and energy infrastructure can be achieved in particular through the introduction of Uninterruptible power supply (UPS) units that meet specific requirements. They are caused by significant financial losses arising as the result of power supply failure and the danger of accidents and as consequence of negative impact on the environment. Taking into account these factors, the scientific production firm Elektroapparat (Bryansk) carried out conceptual research in the field of UPSs for the oil and gas industry, the importance of which increases in the light of the policy of import substitution.

Keywords: UPS, power interruption, emergency power supply, battery, inverter, automatic control.

В нефтегазовой промышленности имеется значительное количество потребителей электроэнергии, относимых к первой категории, электроснабжение которых выполняется по особой схеме. Учитывая современные тенденции в нефтегазовой отрасли, состоящие в постоянном наращивании мощностей при одновременном повышении требований к безопасности, вопрос о надежности электроснабжения наиболее ответственных потребителей перед лицом возможных финансовых потерь приобретает все большее значение. С внедрением автоматических систем управления нефтега-

зовая промышленность еще более остро нуждается в безотказных источниках бесперебойного питания (ИБП).

В общем случае ИБП являются:

1. Источником резервного или аварийного питания.

2. Защитными устройствами (от токов перегрузки и короткого замыкания).

3. Средством улучшения качества напряжения.

Между тем большинство ИБП, ныне используемых в ТЭК, имеют период работы от 30 минут до 1 часа и в основном импортируются. Цель данной статьи — представить семей-

ство ИБП «Полюс», которые разработаны инновационными подразделениями научно-производственной фирмы «Электроаппарат» (г. Брянск) со временем автономной работы на предприятиях ТЭК до пяти часов.

На базе опыта, накопленного менеджментом предприятия в период работы в ПАО «Транснефть», был сформулирован ряд фундаментальных задач по адаптации разрабатываемых ИБП к реальным требованиям, предъявляемым при обеспечении безопасности энергоснабжения транспортировки газа и нефти. В частности, предусмотрено, что ИБП «Полюс» будут устанавливаться

ся в блок-контейнерах магистральных газо- и нефтепроводов, в телекоммуникационных шкафах КИПиА, а также интегрироваться в системы мониторинга протяженных объектов, узлы связи и диспетчерские пункты, а также в офисную инфраструктуру. В этих целях разработаны и совершенствуются конструктивы трех основных структурно-схемных решений ИБП: резервного и интерактивного, а также ИБП двойного преобразования.

Адаптация резервных ИБП к нуждам трубопроводной отрасли связана в первую очередь с повышением надежности, поскольку они применяются в основном для резервного питания персональных компьютеров и серверов. При выходе параметров электроэнергии за нормированные значения или исчезновении напряжения ИБП автоматически подключает потребителя электроэнергии к питанию через автономный инвертор. При нормализации параметров электроэнергии ИБП снова переключает нагрузку на питание от внешней сети.

По принципу действия ИБП классифицируют на три основные группы: пассивные — резервные (Off-Line/Stand-By/back-up UPS), линейные интерактивные (Line-Interactive) и включенные (On-Line). ИБП пассивные-резервные в нормальном

режиме функционирования отключены от сети: нагрузка получает питание от внешней сети при допустимых отклонениях входного напряжения и частоты тока. ИБП состоит из двух параллельных ветвей. В первую ветвь входит фильтр (Ф) и нагрузка (Н), а во вторую — выпрямитель (В), аккумуляторная батарея (Б), инвертор (И) и нагрузка (Н).

При нормальных параметрах внешней сети напряжение прикладывается к нагрузке через фильтр, который снимает всевозможные помехи. Параллельно через выпрямитель подзаряжаются аккумуляторные батареи. При исчезновении или при выходе за установленные диапазоны входного напряжения питание нагрузки автоматически переключается на аккумуля-

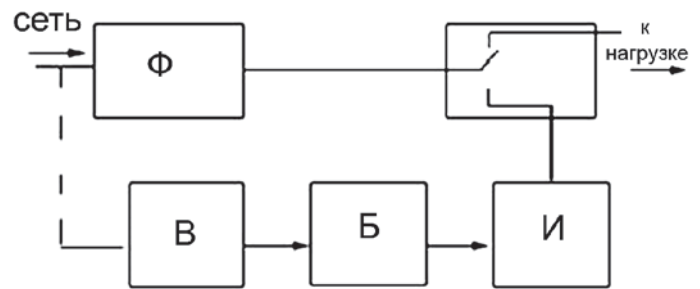


Рис. 1. Структурная схема ИБП пассивного типа

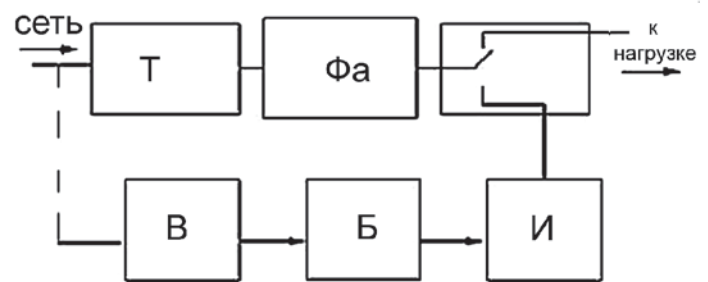


Рис. 2. Схема ИБП линейного интерактивного типа:
Ф — трансформатор с переключающимися обмотками;
Фа — фильтр автоматический; В — выпрямитель; Б — батарея;
И — инвертор

торные батареи через инвертор. Изготовленный на «Электроаппарате» образец производит такого рода переключение за время до 0,015 мс при времени коммутации в пределах 0,01–0,02.

В ИБП линейно-интерактивного типа (рис. 2) в цепь включен ступенчатый автоматический регулятор напряжения (автотрансформатор), построенный на основе трансформатора с переключающимися обмотками. Нагрузка подключается полностью к питанию от инвертора, когда входное напряжение внешней сети пропадает. Инвертор осуществляет стабилизацию напряжения подзарядку аккумуляторных батарей до тех пор, пока не потребуются его включение для полного питания нагрузки при несоответствии параметров электроэнергии внешней сети.

Как было подтверждено в ходе разработок, одним из преимуществ ИБП такого типа является широкий диапазон допустимых входных напряжений. Это качество приобретает особое значение при эксплуатации трубопровода и коммуникационного



Плата управления ИБП «Полюс»

оборудования в отдаленных местностях, характеризующихся нестабильностью электроснабжения.

Исследование «Электроаппарата» подтвердило, что самой надежной технологией ИБП является решение On-Line, схема которого приведена на рис. 3. От выпрямителя напряжение сети прикладывается к преобразователю постоянного напряжения высокого уровня в низкое ПН1 (конвертор), и далее — к преобразователю напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока (ПН2) / (инвертор). Питание преобразователя ПН2 осуществляется от аккумуляторных батарей и от внешней сети через выпрямитель. При отклонениях напряжения питающей сети от номинальных значений источником питания для преобразователя ПН2 является аккумуляторная батарея (АБ).

В большинстве ИБП мощностью до 5 кВА вместо непрерывно подключенных аккумуляторных батарей, в условиях трубопровода требующих особых условий размещения, а также надлежащего технического обслуживания, подключен резервный преобразователь напряжения постоянного тока, включающийся при сбоях параметров электроэнергии внешней сети и дублирующий шину напряжения постоянного тока.

В случаях незначительных отклонений параметров входного напряжения от номинальных значений ИБП рассматриваемого типа обеспечивает на выходе номинальное напряжение при отклонениях, находящихся в пределах $\pm 1-3\%$. На-

личие дополнительной цепи позволяет подключать нагрузку непосредственно к силовой внешней сети. Качество напряжения и надежность электроснабжения в рассмотренном типе ИБП существенно выше, чем у предыдущих.

Исследование специалистов «Электроаппарата», а также контакты с предприятиями ТЭК показали, что важным концептуальным направлением дальнейшего повышения потребительских качеств резервных, относительно несложно устроенных ИБП является повышение качества выходного напряжения несинусоидальной формы, которые не обеспечивают стабилизацию напряжения и частоты, а также имеют снижение времени переключения на резервное питание. Вместе с тем, опыты на испытательном стенде разработанного образца подтвердили и два бесспорных преимущества этого класса ИБП: они имеют КПД не ниже 97% и практически бесшумны.

Интерактивные ИБП отличаются тем, что к их входу подключен ступенчатый стабилизатор напряжения, который обеспечивает требуемое выходное напряжение. Автономные инверторы интерактивных ИБП формируют напряжение как прямоугольной или трапецеидальной формы, как в резервных ИБП, так и синусоидальной конфигурации. Время переключения на питание от АБ меньше, чем в резервных ИБП, так как работа инвертора синхронизирована с входным напряжением. Таким образом, в случае приоритетности сохранения качества на-

пряжения перед ее экономией интерактивные ИБП также могут эффективно применяться на серверных станциях, а также для поддержания работоспособности коммуникационных сетей даже в экстремальных условиях.

Ввиду упомянутых высоких требований к надежности ИБП в нефтегазовой промышленности на первое место выдвигается требование эффективности защиты всех электроустройств. Такой защиты важных потребителей можно достичь лишь применением ИБП двойного преобразования. На них входное напряжение переменного тока вначале преобразуется в напряжение постоянного тока, а затем с помощью инвертора — в напряжение переменного тока. ИБП двойного преобразования имеют КПД 82–92%. Важным достоинством ИБП двойного преобразования является то, что они кроме стабилизации напряжения осуществляют стабилизацию частоты тока.

Точный инженерный и экономический расчет, который разработчики «Электроаппарата» будут готовы предоставить потенциальным потребителям, заложит основы комплексного решения оснащения трубопроводов системами бесперебойного питания. При этом они в соответствии с планкой, заданной лучшими зарубежными образцами, будут готовы решать следующие типичные задачи:

1. Перезапуск оборудования при восстановлении сетевого питания.
2. Мониторинг (запись значений напряжения, уровня заряда аккумуляторных батарей).

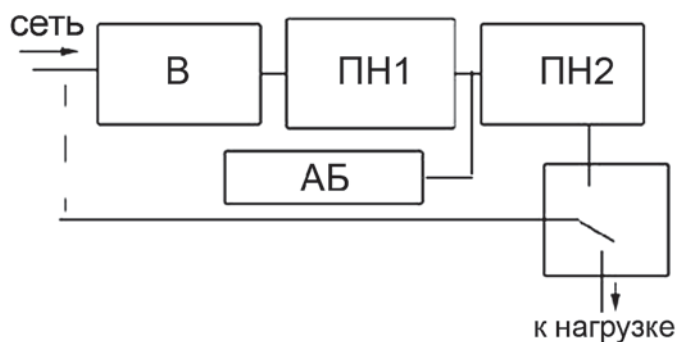


Рис. 3. Схема ИБП On-Line типа

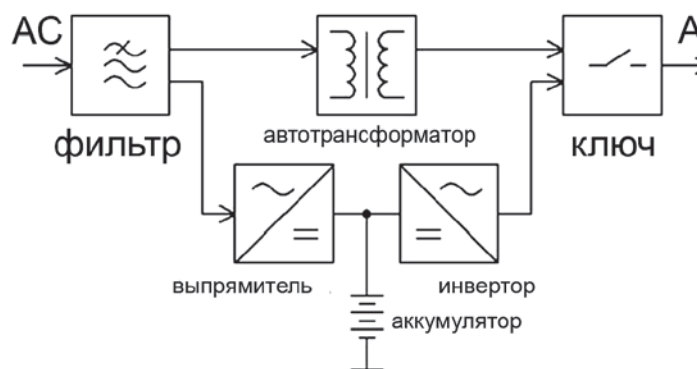


Рис. 4. Принципиальная схема интерактивного ИБП



Один из вариантов компоновки блока аккумуляторов ИБП «Полюс»

3. Отображение параметров электрической сети, в том числе выходного напряжения, тока и мощности.

4. Выдача предупреждающих сигналов о возможных аварийных ситуациях (звуковые сигналы, запуск внешних программ и т.п.).

Согласно стратегии завода «Электроаппарат», на первом этапе начинается производство моноблочных однофазных ИБП на базе гелевых аккумуляторных батарей с выходной мощностью 1 кВт и 3 кВт с использованием on-line-технологии (двойное преобразование), а также модулей дополнительных аккумуляторных батарей (ДАБ), которые могут значительно увеличить время безотказной работы, что особенно важно для дистанционно удаленных объектов ТЭК.

Выпуск моноблочных однофазных источников бесперебойного питания на основе аккумуляторных батарей технологии GEL (гелевые АКБ) с выходной мощностью 1 кВт и

3 кВт по технологии On-line (двойное преобразование), а также гелевых модулей дополнительных аккумуляторных батарей (ДАБ). Данный тип ИБП предназначен для использования в электропитании нагруженных серверов (например, файловых), высокопроизводительных рабочих станций локальных вычислительных сетей, а также любого дру-

мя безотказной работы подключенного к ИБП оборудования.

В процессе освоения производства ИБП-1, ИБП-2, а также ДАБ планируется проведение научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы по внедрению технологии использования литий-ионных аккумуляторных батарей взамен гелевых.

гого оборудования, предъявляющего повышенные требования к качеству сетевого электропитания.

С целью максимально полного покрытия нужд ТЭК ИБП «Полюс» планируются к выпуску в двух исполнениях: ИБП-1 «Полюс» 3000 ВА / 2700 Вт, ИБП-2 «Полюс» 1000 ВА / 700 Вт с комплектацией модулями дополнительных аккумуляторных батарей, которые способны значительно увеличить время

Основные технические параметры ИБП «Полюс»

Технические характеристики	ИБП-1	ИБП-2
Выходная мощность	3000 ВА / 2700 Вт	1000 ВА / 700 Вт
Время работы при полной нагрузке	не менее 3 мин.	не менее 14 мин
Время работы при половинной нагрузке	не менее 11 мин.	не менее 32 мин
Форма выходного сигнала	Синусоида	синусоида
Макс. поглощаемая энергия импульса	480 Дж	420 Дж
Количество выходных разъемов питания	9	6
Тип выходных разъемов питания	IEC 320 C13	IEC 320 C13
Возможность установки в стойку	Есть	Есть
Тип напряжения на входе	1-фазное	1-фазное
Тип напряжения на выходе	1-фазное	1-фазное
Входное напряжение	160–280 В	160–280 В
Входная частота	45–65 Гц	45–65 Гц
Стабильность выходного напряжения	±3%	±3%
Выходная частота	47–63 Гц	47–63 Гц

Литий-ионные аккумуляторные батареи перед гелевыми и свинцово-кислотными имеют ряд преимуществ, которые очень важны для ИБП:

- существенно меньший вес и габариты. При одинаковом физическом объеме литий-ионные батареи обладают более высоким уровнем энергетической плотности. Они могут накапливать более чем в три раза больше энергии на килограмм веса, чем гелевые или свинцовые аккумуляторы. Следовательно, можно существенно сэкономить пространство в серверной или ЦОД;

- отсутствие заметного эффекта памяти. Батарея не требует полной разрядки перед циклом заряда, что особенно важно для ИБП, так как при питании оборудования без подачи энергии из сети они далеко не всегда полностью разряжаются. Конечно, у литий-ионных аккумуляторов минимальный эффект памяти тоже присутствует. Однако он настолько мал, что, по словам ученых, речь идет исключительно о принципиальном наличии эффекта, а не о его сколько-нибудь существенном влиянии на работу батареи;

- широкий диапазон рабочих температур. Гелевые аккумуляторы теряют приблизительно половину мощности при повышении температуры на каждые 10°C при температуре выше 25°C. Это значит, что в помещении, где они используются, нужно более мощное охлаждение. В то же время литий-ионные аккумуляторы гораздо менее чувствительны к колебаниям температуры, такие изменения практически не влияют на срок службы батареи. Они могут использоваться при температуре до 50°C без заметных изменений производительности;

- высокие уровни тока при зарядке и разрядке. Литий-ионные аккумуляторы могут быстро получать и отдавать большие объемы энергии. Это делает их более продуктивным решением для питания энергоемкого оборудования;

- большое количество циклов заряда/разряда. Средние показате-



В инструментальном цехе НПФ «Электроаппарат»

ли для гелевых батарей — 800 циклов, тогда как для литий-ионных — 5000;

- длительный период эксплуатации. Этот показатель очень важен для батарей, используемых в ИБП. Литий-ионные работают более 12 лет;

- очень низкий саморазряд. В среднем этот показатель не превышает 2% от первоначального заряда в месяц.

Кроме того, в настоящее время на рынке слабо представлены ИБП с пассивным охлаждением. Проведение НИОКР по внедрению использо-

вания пассивного охлаждения ИБП на базе технологии On-line позволит выйти на рынок с совершенно новым оборудованием, не имеющим аналогов в мире. Данная технология позволит достичь повышения отказоустойчивости ИБП за счет исключения механически подвижных элементов, снизить уровень шума до 5–10 дБ и собственное энергопотребление ИБП при одновременном повышении срока его службы без дополнительного технического обслуживания.

— Научно-производственная фирма «Электроаппарат» стремится к комплексному подходу как к решению производственных вопросов, так и к планированию научных раз-

работок, — говорит генеральный директор НПФ Александр Туранцев. — В частности, мы предполагаем оснастить ИБП собственного производства инновационную систему

мониторинга протяженных объектов «АРГУС-ЭА», концепция которой была представлена в июне этого года на прошедшей в немецком городе Ганновер ярмарке СЕВИТ».

Использованная литература:

1. *Егоров Р.* Рынок ожидает ИБП из Брянска / Р. Егоров // Radiofront. 2018. № 2. — С. 12–13.
2. *Григораш О.В.* Модульные системы гарантированного электроснабжения / О.В. Григораш [и др.]. — Краснодар, 2005. — С. 306–400.
3. *Григораш О.В.* Автономные источники электроэнергии: состояние и перспективы / О.В. Григораш [и др.]. — Краснодар, 2012. — С. 174–210.
4. *Барнетт П.* Изменение тенденций в дизайне источника бесперебойного питания / П. Барнетт П. // Журнал «Electronics and Power». 1987, июль. — С. 457–460.
5. *Куско А.* Стандартные силовые системы / А. Куско. — Нью-Йорк: Книжная компания Mc Grew-Hill, 2017.
6. *Псёл Н.* Система мониторинга «АРГУС-ЭА»: новые возможности волоконно-оптических систем для мониторинга трубопроводов / Н. Псёл // Журнал «ptj-Вестник трубопроводных технологий». 2018, июнь. — С. 48–52.

Sources:

1. *Yegorov R.* The Market Awaits UPS units from Bryansk / R. Yegorov // Radiofront. 2018. № 2. — P. 12–13.
2. *Grigorash O.V.* Modul systems of guarantied power supply / O.V. Grigorash [et al.]. — Krasnodar, 2005. — P. 306–400.
3. *Grigorash O.V.* Autonomous power supply systems: state and prospects / O.V. Grigorash [et al.]. — Krasnodar, 2012. P. 174–210.
4. *Barnett P.* Changing Trends in the Design of Uninterruptible Power Supply / P. Barnett // Journal Electronics and Power. July 1987. 33 (7PP). — P. 457–460.
5. *Kusko A.* Standard Power Systems / A. Kusko. — New York: Mc Grew-Hill Book Company, 1989.
6. *Psel N.* ARGUS-EA monitoring system: New possibilities of fiber optic systems for pipeline monitoring / N. Psel // The journal «ptj-Bulletin of Pipeline Technologies», June 2018. — P. 48–52.



Перспективы применения СЖТ технологий в России

РГУ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА

В.А. Карасевич, кандидат технических наук

С.В. Спасов, магистрант

Аннотация. В данной статье рассматриваются перспективы применения СЖТ технологий в России. Проведен анализ потенциального сырья для СЖТ производств, сделан краткий обзор технических решений.

Ключевые слова: твердые бытовые отходы (ТБО), попутный нефтяной газ (ПНГ), синтетическое жидкое топливо (СЖТ), осадок сточных вод.

Potential of GTL production in Russia

RUSSIAN STATE OIL & GAS UNIVERSITY

V.A. Karasevich, PhD

S.V. Spasov, Undergraduate

Abstract: The article is about GTL production potential in Russia. We have analyzed potential feedstock for GTL processes and common technological approaches in this area.

Keywords: landfill waste, GTL, associated petroleum gas, sewage.

Введение

В связи с ярко выраженными трендами, направленными на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу, в мире наблюдается рост интереса к получению синтетического жидкого топлива (СЖТ технологиям). Это связано с возможностью использования таких технологий для переработки попутного нефтяного газа и газа, получаемого при переработке отходов. Во втором случае на выходе получают «экологически чистые» дизель и бензин, при использовании которых не учитываются выбросы парниковых газов.

Ежегодно в России производится более 100 млн т бензинов и дизеля различных марок. Традиционно выработка этих продуктов происходит на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), однако с учетом постоянно продолжающегося роста цен на нефтепродукты, в особенности на

дизель и высокооктановый бензин, все более интересными с экономической точки зрения становятся альтернативные варианты их производства, в том числе с помощью СЖТ технологий.

Технологии и мировой опыт в области СЖТ

Существуют три типа технологий, позволяющих превращать углеводороды из природного газа в синтетические жидкие продукты, это:

- прямая конверсия природного газа;
- непрямая конверсия через синтез-газ;
- синтез метанола из синтез-газа.

Если кратко разобрать каждый из видов технологий, то наиболее эффективный и безопасный способ — синтез с реакцией Фишера-Тропша. Здесь возможны варианты:

либо использование чистого кислорода, либо использование кислорода воздуха. Во втором варианте полученный синтез-газ менее насыщен, а в первом — требуется строительство воздухоразделительной установки, что увеличивает объемы требуемых инвестиций и издержки. Таким образом, нужно исходить из целей производителя, ситуации на рынке и основных требований к качеству.

Процесс переработки природного или попутного нефтяного газа методом Фишера-Тропша состоит из четырех стадий:

- 1) очистка и подготовка газа;
- 2) получение синтез-газа;
- 3) реакция Фишера-Тропша;
- 4) получение продуктов переработки.

Схематически данный процесс отражен на *рис. 1*, где можно наглядно оценить стадии и шаги получения синтетической нефти в резуль-

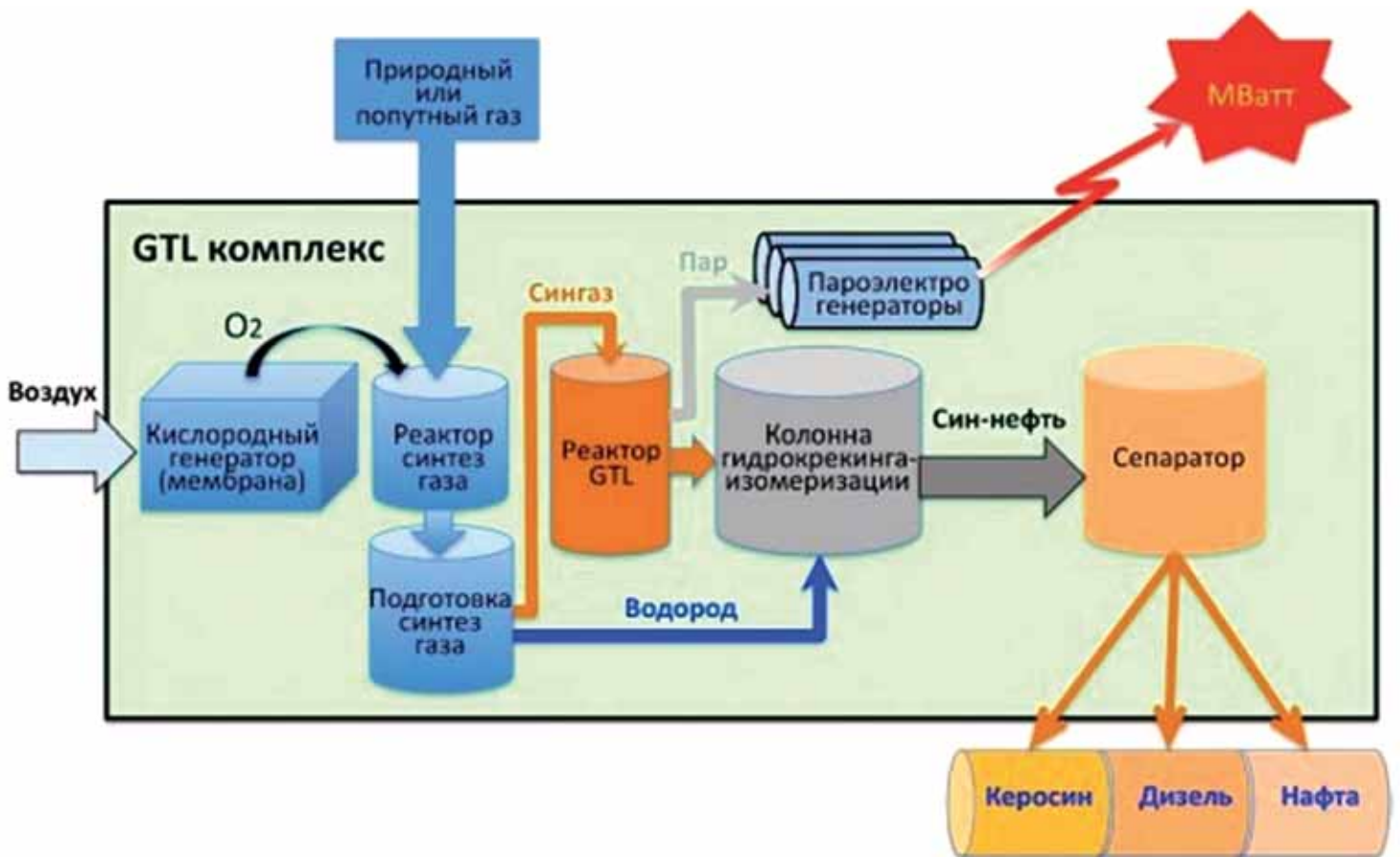


Рис. 1. Процесс GTL, схема переработки методом Фишера–Тропша

тате переработки природного или попутного газа. Реакция Фишера–Тропша представлена на рис. 2 и 3.

Данный процесс требует строительства дополнительных мощностей для успешного синтеза газа и его интеграции в существующую схему, что является непростой и капиталоемкой задачей, но это оправдано, так как для страны с таким ресурсным потенциалом, как у России, нерациональное сжигание и одностороннее использование газа является в корне неверным. Переход от экспорта сырья к экспорту более дорогих химических продуктов — назревший шаг. И это вполне выполнимо при огромном ресурсном потенциале, которым мы обладаем.

Стоит сказать и про образование такого ключевого продукта (в рамках конверсии природного газа), как диметилэфир, который может использоваться как экологически чистое дизельное топливо при незначительной модификации

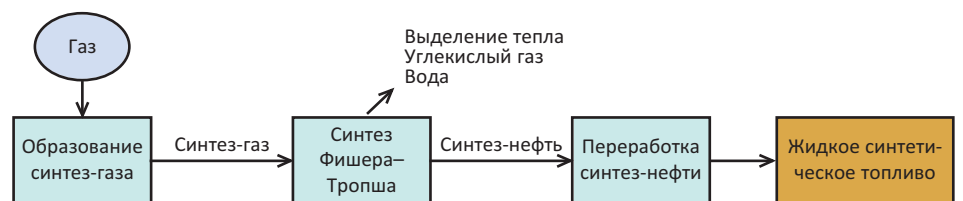


Рис. 2. Схема получения жидкого синтетического топлива реакцией Фишера–Тропша

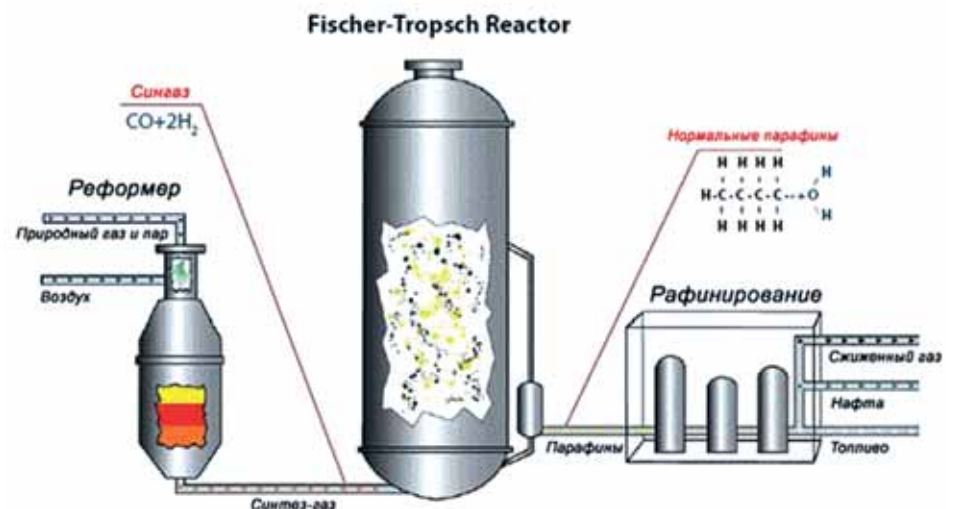


Рис. 3. Реакция Фишера–Тропша

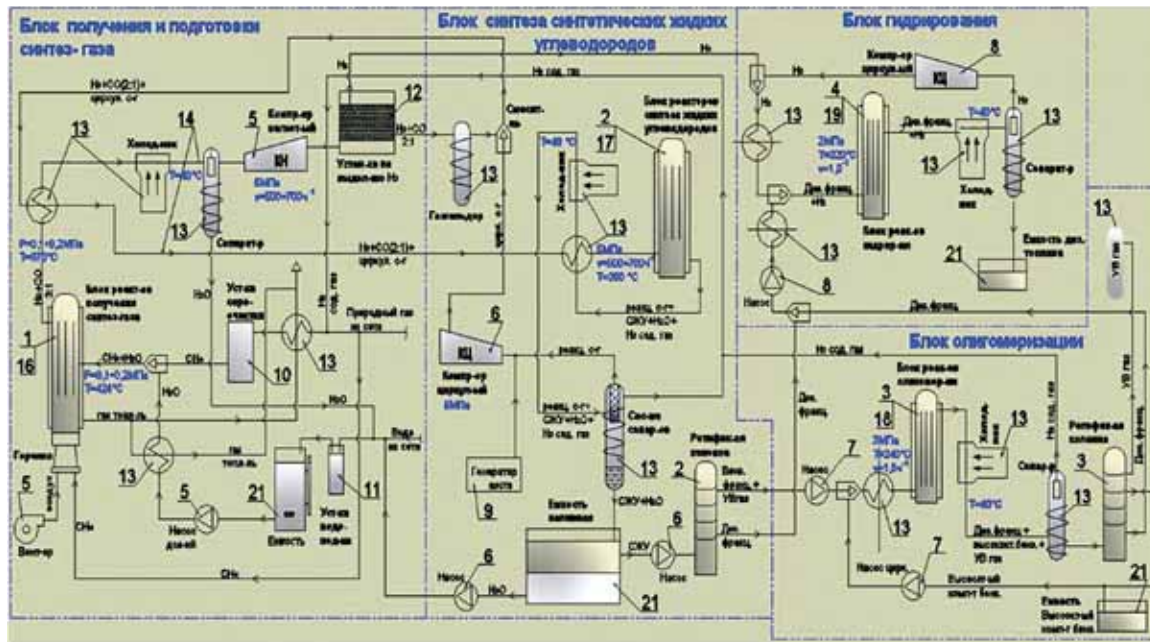


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема процесса получения высокооктанового бензина с помощью бифункциональных катализаторов

топливной системы транспортного средства.

Также заслуживает внимание и реализованная в Ростовской области схема с применением бифункционального катализатора (рис. 4). В этом случае используется бифункциональный катализатор, а реакция при получении СЖТ отличается от реакции Фишера-Тропша.

Сегодня СЖТ технологии применяются в странах Африки (ЮАР — один завод по переработке угля и один — по переработке природного газа), Нигерии, Средней Азии (в Туркмении построено 2 СЖТ-завода на природном газе, строится завод в Узбекистане, в Казахстане с помощью СЖТ-технологии планируют перерабатывать попутный нефтяной газ), Японии, большой СЖТ-завод работает в Катаре. Основными компаниями — владельцами технологий СЖТ являются Shell, Sasol (для крупнотоннажных проектов), Comcraft GTL — для малотоннажных проектов.

Наряду с западными компаниями в России есть ряд разработок в области СЖТ. Кроме рассмотренной выше технологии, примененной в Ростовской области, стоит также выделить разработки компании Инфра.

Ресурсная база для производства СЖТ в регионах РФ

Основным ресурсом, который сегодня рассматривается в качестве исходного сырья для СЖТ, является природный газ. На удаленных или небольших месторождениях природного газа применение СЖТ технологий дает возможность повысить добавленную стоимость произведенного продукта, что сокращает долю затрат на его транспортировку в себестоимости продукции. СЖТ технологии также могли бы быть востребованы в регионах с собственной добычей природного газа, где осуществляется внешний завоз нефтепродуктов (например, Якутия, север Красноярского края). Однако более перспективно выглядит использование в качестве сырья для СЖТ технологий продуктов утилизации и переработки, что само по себе является важной экологической задачей. В этом случае достигается синергетический эффект, затраты на применение СЖТ технологий также можно раскидать на переработку и на производство СЖТ.

Ежегодно, по данным Минприроды России (1), в стране вырабатывается более 70 млн т ТБО (потенциал

производства газа ТБО — более 10 млрд м³, из них лишь 7% идет в переработку), более 50 млрд м³ попутного нефтяного газа (сжигается до 25% от общего объема), более 2 млрд м³ шахтного метана. Переработка этого сырья является важной государственной задачей, а недостаточное к нему внимание может не только наносить значительный вред экологии, но и в случае с шахтным газом приводить к взрывам и человеческим жертвам, в случае с газом ТБО — к выбросам и массовому отравлению проживающего вблизи полигонов населения. Общий потенциал выработки СЖТ по вышеуказанным продуктам может достигать 10 млн т в год.

С учетом того, что свыше половины разведанных запасов природного газа находятся на значительном удалении от потребителя, его переработка в синтетическое топливо и дальнейшая транспортировка могут быть неплохой альтернативой строительства газопроводов, так как СЖТ является более дорогим продуктом, чем природный газ.

Кроме того, в регионах России есть немало небольших газовых месторождений, применение СЖТ технологий может улучшить их экономическую эффективность за счет бо-

лее глубокой переработки природного газа и разницы в розничных ценах на газ и нефтепродукты.

Попутный нефтяной газ (ПНГ)

Согласно данным Министерства энергетики РФ, в 2017 году в стране было добыто 85,4 млрд м³ ПНГ, более 10 млрд м³ было сожжено на факелах. На рис. 5 представлена информация от компании Креон Энерджи о добыче и сжигании ПНГ по федеральным округам. Более половины всего ПНГ было сожжено в Сибирском и Уральском федеральных округах, также немало ПНГ сжигают на факелах в Дальневосточном федеральном округе.

Постановлением Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» был установлен показатель использования ПНГ в 95%, также были введены повышающие коэффициенты к плате за объемы сожженного на факелах ПНГ, превышающего целевой показатель в 5% (табл. 1).

Направленное на значительный рост штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах, данное Постановление стимулировало нефтяные компании инвестировать значительные средства в переработку и использование ПНГ. Например, ПАО «Роснефть», лидирующая с большим отрывом по добыче ПНГ в России (более 50% от всей добычи), за последние 10 лет потратила на переработку и утилизацию ПНГ более 200 млрд руб. Вместе с тем задача выйти на 95% его переработки все еще не решена и потребует дополнительных миллиардных инвестиций. Те же проблемы решают и другие российские нефтяные компании.

Основные направления переработки ПНГ — это его закачивание в пласт, использование для производства тепла и электроэнергии, нефтехимия. В то же время нефтяным компаниям приходится завозить дорогое дизельное топливо для собственных нужд. В данном случае целесообразно рассматривать применение малотоннажных СЖТ технологий, которое, особенно в северных условиях (где из-за завоза цена на дизель наиболее высокая), может дать экономический и экологический эффект.

Таблица 1

Повышающий коэффициент к плате за объемы сожженного ПНГ, превышающие целевой показатель в 5%

Год	Повышающий коэффициент
2012	4,5
2013	12
2014	25
2020	100

Газ ТБО и осадка сточных вод

В Российской Федерации работает до 25 тыс. полигонов ТБО и мусорных свалок, на которых накопилось свыше 1 млрд т отходов. Общая площадь свалок превышает 4 млн га. Для того чтобы предотвратить с них выбросы свалочного газа (подобные явления иногда происходят и вызывают нервную реакцию у населения), наряду с грамотной их эксплуатацией необходимо периодически осуществлять их дегазацию. При дегазации полигонов (бурении на них газовых скважин) на выходе получается газ ТБО (табл. 2). Накопившиеся на полигонах и свалках отходы, в принципе, можно переработать с помощью пиролиза, однако этот процесс представляется достаточно трудоемким из-за значительного количества отходов.

Ежегодно, по данным Минприроды России (1), в стране вырабатывается около 70 млн т ТБО, сегодня в переработку идет лишь 7%. Доля органических отходов в общем объеме отходов может достигать 30%.

В России уже запущена государственная поддержка переработки ТБО, направленная на выработку из ТБО электроэнергии. Например, в 2017 году Совет рынка провел первый отбор проектов строительства по договорам предоставления мощности работающих на ТБО электростанций (7), в результате к 2022 году будет построено 5 электростанций (4 — в Москве и области, 1 — в Татарстане) общей мощностью 335 МВт. В 2018 году будет проведен второй отбор проектов со сроками строительства в 2023–2024 годах, ожидаемая

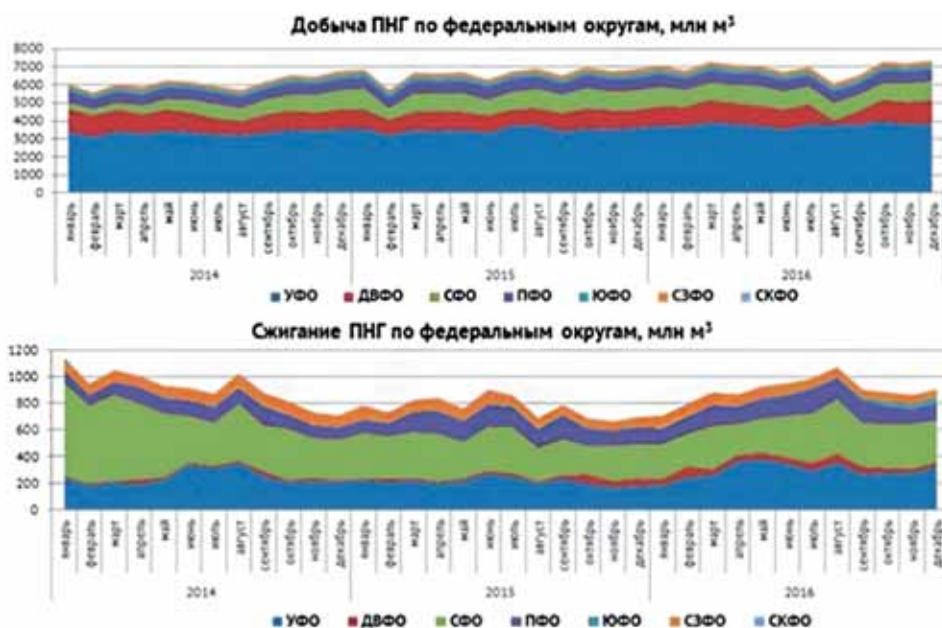


Рис. 5. Добыча и сжигание ПНГ по федеральным округам

мощность электростанций составит 110 МВт (поровну в Ставропольском и Краснодарском краях).

Кроме того, в 2018 году обозначены планы по созданию новой отрасли по переработке ТБО. Однако все равно в процессе сортировки ТБО будет возникать значительное количество органических отходов. Основные варианты переработки этих отходов — анаэробное брожение или пиролиз. В обоих случаях мы получаем газ, который может быть использован в том числе и на производство СЖТ. Данный вариант утилизации газа представляется интересным, так как обычно вблизи полигонов ТБО отсутствуют потребители тепла и электроэнергии, сами же полигоны не энергоемки.

При переработке ТБО существует два способа получения сырья для производства синтез-газа. В первом случае, основываясь на опыте проекта в Краснодарском крае и существующей нормативной базе (закон о недрах), необходимо получать лицензию на разработку свалки как месторождения у Роснедр на конкурсной основе, а в дальнейшем взаимодействовать с государством, как при добыче традиционных полезных ископаемых. В результате, как и в случае с биогазом при переработке отходов животноводства, получается газ, который по своему составу состоит на 40–75% из метана, а на 30–45% из диоксида углерода, из него в дальнейшем получается синтез-газ, который как сырье поступает на установку СЖТ.

Во втором случае, как показывает посещение полигона по отдельной переработке отходов в Калужской области, после разделения мусора (удаления стекла, твердых частиц, бумаги, пластмассы) не переработанной остается органическая часть мусора. В результате анаэробного брожения из нее можно вырабатывать биогаз (табл. 2). В результате термической переработки с применением катализатора из биогаза получается синтез-газ (комбинация оксида углерода и водорода), который в дальнейшем направляет-

Таблица 2

Состав биогаза и газа ТБО

Состав биогаза и газа ТБО	Биогаз	Газ ТБО	Пиролизный газ
Метан (объемные %)	60–70	35–65	10–15
Водород (объемные %)	0	0–3	12–28
Углекислый газ (объемные %)	30–40	15–50	5–20 (+15–35% CO)
Азот и нитраты (объемные %)	0–2	5–40	—
Кислород (объемные %)	0	0–5	0–5
Аммиак (мг/л)	100	5	—
Нижшая теплота сгорания (кВтч/м ³)	6,5	4,4	

ся как сырье для получения синтетического жидкого топлива (СЖТ).

Даже при том, что стоимость газа ТБО можно принять равной нулю (его утилизация — головная боль предприятий ТБО), существует дополнительная возможность улучшения экономики проекта за счет частичного переноса затрат на тариф за утилизацию мусора (в качестве инвестиционной надбавки).

Согласно данным Совета Федерации РФ, в стране через очистные сооружения ежегодно проходит свыше 10 млрд м³ сточных вод, образуется свыше 5 млн т осадка влажностью 75%. Использование биогазовых реакторов для анаэробного взбраживания этого осадка — стандартная практика для водоканалов с начала XX века, однако в России активно применяется лишь Мосводоканалом. Обычно этот газ сжигается или идет на выработку электроэнергии, однако возможно его использование и в качестве сырья для производства СЖТ.

Перспективы применения в регионах РФ

Существует несколько причин, подтверждающих перспективность развития направления конверсии природного газа в синтетические жидкие топлива и диметилловый эфир:

1. Замедление роста разведанных запасов нефти — сырья для производства жидких моторных топлив. По экспертным оценкам, в связи с непрерывным ростом мирового потребления моторных топлив разведанных запасов нефти должно хватить примерно на 40 лет.

2. Продолжение глобального потепления климата Земли, вызванного в том числе увеличением выбросов газов, способствующих парниковому эффекту, в том числе окислов азота, метана, углекислого газа и т.п., является неблагоприятным фактором, который оказывает негативное влияние на окружающую среду. Исходя из этого, все жестче становятся требования по сокращению сжигания в факелах попутного газа на нефтегазовых промыслах.

3. Повышение на мировом рынке экологических требований к моторным топливам (бензинам и дизельным топливам) относительно содержания серы, ароматических углеводородов (в частности, бензола), олефинов.

Таким образом, технология GTL может обеспечить производство дополнительного количества высококачественных бессернистых жидких моторных топлив на базе использования природных и попутных газов отдаленных месторождений с различными запасами, что одновременно решает проблему рентабельной транспортировки энергоносителей к местам их потребления и способствует сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу.

Огромным преимуществом проектов GTL является возможность создания экономически эффективной системы транспортировки жидких продуктов при окружающих температурах и давлениях. Эти продукты могут транспортироваться по уже существующим нефтепроводам или в стандартных танкерах и цистернах, при этом нет необходимости в специальных танкерах и хра-

нилищах с криогенными резервуарами и оборудованием (3).

В последнее время большое внимание в России уделяется технологии производства диметилового эфира (ДМЭ), который может использоваться как экологически чистое дизельное топливо (при незначительной модификации топливной системы транспортного средства). Производство ДМЭ представляет интерес, прежде всего, для обеспечения экологически чистыми моторными топливами муниципального транспорта крупных городов, в особенности Москвы.

Постепенное истощение месторождений природного газа приводит к снижению давления на устье скважины. В настоящее время добыча такого низконапорного газа с давлением его до давления магистрального газопровода и дальнейшим транспортом считается экономически нецелесообразной. Одним из решений этой проблемы может стать строительство заводов GTL.

Стоит сказать и про причины, которые вызывают интерес в использовании GTL технологии. Дальнейшее развитие энергетики России связано с необходимостью освоения месторождений природного газа, расположенных на значительных расстояниях от потребителей и не имеющих надежной транспортной схемы. Реализация технологий GTL в районах труднодоступных месторождений позволит не только квалифицированно утилизировать природный газ таких месторождений, но и поставлять на рынки новые виды высокоэффективной продукции. Важной задачей является создание более гибкой и менее дорогостоящей системы доставки природного газа или продуктов его переработки потребителям. При этом потребительский рынок для продукции GTL практически неограничен.

Технологии производства синтетического топлива рассматриваются нефтегазовыми компаниями как способ достижения рентабельности вовлечения в эксплуатацию труднодоступных залежей углеводородов,

в том числе месторождений, содержащих низконапорный газ. Однако слабой стороной практически всех видов синтетического топлива являются чрезвычайно высокие затраты на организацию производства. Поиском выхода из этой ситуации занимаются в настоящее время многие крупные недропользователи. Найти оптимальное решение, существенно снижающее издержки производства, является приоритетной задачей, которая открыла бы новые горизонты для развития российского нефтегазового сектора.

Выводы

Существует необходимость внедрения современных технологий переработки отходов и побочных продуктов производств (ПНГ, ТБО), а также природного газа с малых и удаленных от потребителя месторождений.

Одним из перспективных вариантов является применение СЖТ технологий, в результате которых на выходе получается ряд нефтепродуктов, в том числе дизели и бензины, имеющие более высокую ценность, чем природный газ. Внедрение подобных технологий может повысить рентабельность освоения малых и удаленных месторождений, что сделает некоторые проекты освоения месторождений экономически интересными.

Распространение СЖТ технологий для попутного нефтяного газа должно способствовать увеличению рентабельности его переработки и, следовательно, способствовать уменьшению его факельного сжигания.

Источники:

1. Сайт Минприроды России. — URL: <http://www.mnr.gov.ru>
2. Сайт Минэнерго России. — URL: <https://www.minenergo.gov.ru>
3. ПНГ: сжигать невыгодно перерабатывать. — URL: <https://www.neftegaz.ru>
4. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа : постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148.
5. Аналитические материалы компании «Выгон Консалтинг»;
6. Краткий обзор технологий GTL и CTL. Аналитическая записка. Центр стратегических исследований ТЭК Дальнего Востока;
7. URL: <http://www.cleanleap.com>
8. Торговая площадки АТС. — URL: <https://www.atsenergo.ru/tbo>

Наряду с крупнотоннажными проектами неплохие шансы имеют малотоннажные (до 50 тыс. т продукта в год) СЖТ установки, которые могут в том числе вырабатывать топливо для собственных нужд удаленных добывающих предприятий.

В процессе получения синтез-газа для СЖТ технологий в качестве сырья могут быть задействованы до сих пор неиспользуемые в народном хозяйстве продукты переработки и дегазации с заводов и полигонов твердых бытовых отходов и станций фильтрации сточных вод, а также шахтный метан и не полностью утилизируемый сегодня попутный нефтяной газ (ПНГ). Переработка этого сырья является важной государственной задачей, а недостаточное к нему внимание может не только наносить значительный вред экологии, но и в случае с шахтным газом приводить к взрывам и человеческим жертвам, в случае с газом ТБО — к выбросам и массовому отравлению живущего вблизи полигонов населения. Все это приобретает дополнительное значение в свете попутного улучшения экологической ситуации в местах производства вышеописанного сырья, а также в связи с невозобновляемостью нефти и природного газа.

При переработке биомассы и ТБО получают продукты (биогазель и биобензин) которые имеют дополнительную экспортную стоимость по сравнению с традиционными бензинами и дизелями, так как при их использовании не надо платить за выбросы.

Подготовка управленческих кадров для нефтегазового сектора на основе трудовых функций профессиональных стандартов

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УПРАВЛЕНИЯ

В.Я. Афанасьев, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе

О.И. Большакова, кандидат физико-математических наук, доцент

О.В. Байкова, кандидат экономических наук, доцент

Аннотация. Статья посвящена подготовке управленческих кадров для нефтегазового сектора на основе сближения образовательных и профессиональных стандартов с целью ориентации образовательных программ на трудовые функции.

Ключевые слова: подготовка управленческих кадров, образовательные стандарты, профессиональные стандарты, трудовые функции.

Preparation of managerial cadres for the oil and gas sector on the basis of labor functions of professional standards

STATE UNIVERSITY OF MANAGEMENT

V.Ya. Afanasyev, Doctor of Economics, professor, the head of the department of economy and management in fuel and energy complex

O.I. Bolshakova, Candidate of physical & mathematical sciences, Docent

O.V. Baykova, Candidate of Economic Sciences, Docent

Abstract. The article is devoted to the training of management personnel for the oil and gas sector based on convergence of educational and professional standards, in order to focus educational programs on labor functions.

Keywords: management training, educational standards, professional standards, labor functions.

Конкурентоспособность в любой отрасли современной экономики во многом зависит от подготовленности кадров к решению задач, стоящих перед данной сферой. Нефтегазовый комплекс не является исключением. Как сделать так, чтобы молодые бакалавры и магистры, приходя в нефтегазовые компании, были готовы к решению управленческих задач в современных условиях? В ряду основных задач для достижения этой цели можно отметить следующее:

— во-первых, они должны знать существующие технологии и инновационные методы добычи традиционных и нетрадиционных углеводородов и их переработки, так как именно

новые технологии и цифровая трансформация позволяют существенно снизить себестоимость процессов;

— во-вторых, уметь оценивать затраты и выгоды при реализации инновационных проектов для нахождения экономически эффективных путей решения существующих проблем;

— в-третьих, владеть необходимыми управленческими навыками.

Объединять решение таких задач должны отраслевые образовательные программы [3]. Так, например, в институте отраслевого менеджмента Государственного университета управления реализуются

образовательные программы «Менеджмент организаций топливно-энергетического комплекса» (бакалавриат) и «Топливо-энергетический бизнес» (магистратура), в которых при подготовке студентов базовая подготовка по направлениям «Экономика» и «Менеджмент» сочетается со специальными дисциплинами, включающими циклы технологических, экономических и управленческих дисциплин, отражающих специфику отраслей топливно-энергетического комплекса.

Однако зачастую выпускникам трудно применять фундаментальные теоретические знания на практике для решения профессиональ-

ных задач. Сближение образовательных и профессиональных стандартов, осуществляемое в настоящее время в рамках работы над ФГОС (Федеральный государственный образовательный стандарт) 4-го поколения, может сыграть положительную роль, так как подразумевает ориентацию образовательных программ на трудовые функции, сформулированные в существующих профессиональных стандартах [1,2]. Например, разработка профессиональных компетенций образовательной программы «Менеджмент организаций топливно-энергетического комплекса» (бакалавриат) базируется, в частности, на трудовых функциях и предусмотренных для них необходимых знаниях и умениях применительно к ТЭК в профессиональных стандартах.

Так, в рамках трудовой функции «Руководство выполнением типовых задач тактического планирования производства» профессионального стандарта «Специалист по стратегическому и тактическому планированию и организации производства», утвержденного приказом Минтруда России от 8 сентября 2014 года № 609н (зарегистрирован в Минюсте России 30 сентября 2014 года № 34197) — 40 «Сквозные виды профессиональной деятельности», студенты должны будут приобрести следующие знания и умения.

Необходимые умения:

- использовать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач в области планирования производства, оценивать их эффективность и качество;
- обосновывать количественные и качественные требования к производственным ресурсам, необходимым для решения поставленных профессиональных задач, оценивать рациональность их использования в ТЭК;
- работать в коллективе, выстраивать эффективные коммуникации с коллегами и руководством;
- формировать базу данных и разрабатывать организационно-управленческую документацию с ис-

пользованием современных технологий электронного документооборота;

- выбирать способы организации производства инновационного продукта в изменяющихся (различных) условиях рабочей ситуации, планирования и контроля реализации проектов в ТЭК;

- выполнять оценку производственно-технологического потенциала инновационной организации ТЭК с использованием стандартных методик и алгоритмов;

- осуществлять текущий и итоговый контроль, оценку и коррекцию планов производственно-хозяйственной деятельности структурного подразделения (отдела, цеха) промышленной организации в отраслях ТЭК.

Необходимые знания:

- современные методы организации наукоемкого производства и характеристики передовых производственных технологий в топливно-энергетическом комплексе;

- типовые организационные формы и методы управления производством, рациональные границы их применения в ТЭК;

- нормативные правовые акты, методические материалы по вопросам организации управления производством, производственного планирования и управления производством, учета и анализа результатов производственно-хозяйственной деятельности;

- методы определения специализации подразделений организации ТЭК и производственных связей между ними;

- методы технико-экономического анализа показателей работы организации и ее подразделений;

- порядок определения экономической эффективности внедрения новой техники и технологии, рационализаторских предложений и изобретений в ТЭК;

- отечественный и зарубежный опыт рациональной организации производственной деятельности организации ТЭК в условиях современной экономики и др.

В рамках трудовой функции «Анализ и прогноз конъюнктуры товарно-промышленных (энергетических) рынков» профессионального стандарта «Треjder нефтегазового рынка», утвержденного приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 августа 2017 года № 643 (зарегистрирован в Минюсте России 19 сентября 2017 года № 48240) — 19.051 Торговля углеводородным сырьем и продуктами его переработки), студенты должны будут приобрести следующие знания и умения.

Необходимые умения:

- использовать комплекс программных продуктов, текстовые редакторы, программное обеспечение для документооборота;

- пользоваться поисковыми системами, информационными ресурсами для получения оперативных сведений о состоянии нефтегазовых рынков, их сегментах, участниках;

- формировать документацию по развитию рыночной ситуации.

Необходимые знания:

- основы нефтегазового производства (технологическая цепочка);

- основы макро- и микроэкономики нефтегазового комплекса, структура мирового энергетического рынка;

- факторы, определяющие рыночную конъюнктуру в мировой топливной энергетике и нефтегазохимии;

- основные отечественные и зарубежные стандарты качества реализуемой на нефтегазовых рынках продукции;

- основные программные средства доступа к информационным источникам в области трейдинга энергоресурсами, а также программное обеспечение компьютерного моделирования и экономического анализа и др.

Успешно решать такого рода задачи вузы могут только при тесном взаимодействии с научными организациями и потенциальными работодателями — нефтегазовыми компаниями.

В некоторых случаях посредниками между вузами и работодателями являются базовые кафедры, созданные в отраслевых организациях. Так, например, студенты бакалаврских и магистерских программ кафедры экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе ГУУ имеют возможность проходить практику в филиале кафедры на базе ООО «НИИгазэкономика» [4], выполнять предусмотренные магистерской программой научно-исследовательские работы (НИРы) и магистерские диссертации по ключевым проблемам развития отрасли. Однако у крупных работодателей и отраслей в целом нет достаточно стимулов для участия в образовательном процессе.

С учетом вышеизложенного можно сформулировать следующие предложения по подготовке управленческих кадров для отраслей ТЭК:

— необходимо разработать меры по стимулированию компаний и организаций ТЭК, в том числе государственных, участвующих в разработке востребованных образовательных программ и заключающих договоры на целевое обучение студентов на данных программах;

— требуется увеличить число бюджетных мест магистратуры очной, очно-заочной и заочной форм подготовки для ТЭК в федеральных государственных бюджетных образовательных учреждениях высшего образования;

— необходима адаптация профессорско-преподавательского состава профильного образования в федеральных государственных бюд-

жетных образовательных учреждениях высшего образования на освоение и закрепление компетенций управления конкретными предприятиями, что возможно с помощью проведения стажировок в компаниях и организациях ТЭК и «круглых столов» с их представителями;

— необходима разработка профессиональных стандартов по инженерно-управленческой деятельности в топливно-энергетическом комплексе;

— необходима адаптация состава, содержания и уровня требований работодателей нефтегазовых отраслей к качеству освоения профессиональных компетенций будущими специалистами;

— необходимо конструктивное сотрудничество с компаниями и организациями топливно-энергетического комплекса в разработке производственной и преддипломной программ практики, а также привлечение представителей нефтегазовых компаний к руководству практиками и написанием выпускных квалификационных работ студентов;

— необходимы апробация и оценка освоения профессиональных компетенций выпускниками вузов в компаниях и организациях топливно-энергетического комплекса, по результатам которых принимается решение об их трудоустройстве;

— целесообразно стимулирование компаний и организаций топливно-энергетического комплекса к более активному привлечению студентов в научных исследованиях по программам инновационных разра-

боток, в том числе с целью выполнения задач цифровой трансформации и импортозамещения в ТЭК;

— требуется развитие программ целевой подготовки, адаптации, отбора выпускников для профильной работы в компаниях и организациях топливно-энергетического комплекса с целью обеспечения кадровым резервом молодых и адаптированных специалистов, отвечающих текущим потребностям российской экономики;

— необходимо поддерживать постоянную обратную связь федеральных государственных бюджетных образовательных учреждений высшего образования с компаниями и организациями топливно-энергетического комплекса в форме непрерывных образовательных программ повышения квалификации и переподготовки кадров.

По нашему мнению, такие задачи подготовки кадров для российского топливно-энергетического комплекса могут быть решены в рамках специальных государственных программ или в рамках заключения соглашений о государственно-частном партнерстве, так как объекты образования входят в перечень объектов соглашений о государственно-частном и муниципально-частном партнерстве в соответствии с Федеральным законом от 13 июля 2015 года № 224-ФЗ «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Список литературы:

1. Об образовании в Российской Федерации : Федер. закон от 29 декабря 2012 года №273-ФЗ (последняя редакция) // КонсультантПлюс. — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140174/ (дата обращения: 25.03.2018).
2. Галкина Т.П. Организационное развитие и обучение персонала / Т.П. Галкина // Кадровик. Кадровый менеджмент. 2008. № 9.
3. Зеленцова Л.С. Инженерно-управленческое образование как национальный приоритет / Л.С. Зеленцова, В.Б. Воронцов // Вестник Университета (Государственный университет управления). 2013. № 12.
4. Афанасьев В.Я. Принципы управления деятельности научно-исследовательских организаций / В.Я. Афанасьев, П.Е. Иванов, А.С. Хрипунова // Вестник Университета (Государственный университет управления). 2011. № 26.



Наука, образование и духовность

22–23 ноября в конференц-зале бизнес-инкубатора Ухтинского государственного технического университета была проведена VI Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) «Наука, образование и духовность в контексте концепции устойчивого развития».

Первый день конференции прошел под названием «День студенческой науки». Второй день был объявлен в программе конференции «Днем профессиональной науки». Актуальные проблемы в области науки и управления обсудили преподаватели и специалисты.

Открывая программу дня, директор Института экономики, управления и информационных технологий (ИнЭУиИТ) Е. Шелболкина обратила внимание на изменения в формате конференции: в этом году ключевым словом в названии форума, его ключевой категорией является «управление». «Хочу отметить, что данная конференция — это мероприятие Института экономики, управления и информационных технологий. Мы хотим наглядно показать и доказать, что контакты между нашими дисциплинами (информационно-вычислительные технологии, реклама и связи с общественностью, экономика, менеджмент) возможны и необходимы», — подчеркнула Евгения Петровна.

Второй день конференции был отмечен активной дискуссией на тему будущего нашего региона. К острейшим проблемам Ухты и северных городов Республики Коми привлек внимание доклад советника при ректорате УГТУ Д. Безгодова «Ухта как опорный город. О каркасе средних и малых опорных городов регионов». Поддержали обсуждение проблемы М. Стыров (старший научный сотрудник Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения РАН), священник храма Рождества Христова при епархиальном управлении Сыктывкарской епархии, представивший доклад «Управление экономическим развитием региона, предприятия, домохозяйства: свобода и ответственность», и М. Канева (старший преподаватель кафедры экономики УГТУ).

Работа конференции продолжилась секционными заседаниями.

*Валерий Масорин,
ugtu.net*



«Синергия-2018»

28 ноября в конференц-зале Центра морского бурения компании ПАО «НК «Роснефть» прошла международная научно-практическая конференция «Синергия-2018» по проблемам интегративной подготовки линейных инженеров для предприятий нефтегазового и нефтехимического комплексов России. Организатором мероприятия стал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Конференцию открыл ректор Губкинского университета Виктор Мартынов, выступив с видеопрезентацией на тему: «Цифровая инфраструктура национального исследовательского университета» в рамках сессии «Вызовы цифровизации инженерному образованию». В докладе он отметил, что «цифровизация нашей экономики, образования — это очень актуальный вызов нашего времени. На сегодняшний день нашим основным документом, который нацеливает нас на большую работу, — это программа «Цифровая экономика РФ» до 2024 года, которая была утверждена в 2017 году».

После торжественного открытия конференции состоялась сессия «On-line демонстрация междисциплинарного студенческого тренинга по управлению траекторий (геонавигации) ствола виртуальной горизонтальной скважины в процессе ее бурения на виртуальном месторождении» в аудитории Центра морского бурения.

Мероприятие было разделено на три блока. Первая и вторая часть конференции прошли в виде панельных дискуссий — «Инженерная деятельность в цифровой экономике» и «Подготовка инженерных кадров для цифровой экономики». Третья часть мероприятия проходила в виде пленарного заседания. Панельные дискуссии провели ректор Губкинского университета Виктор Мартынов и президент ассоциации инженерного образования России Юрий Похолков, модератором пленарного заседания выступил советник ректора Губкинского университета Виктор Шейнбаум.

Организаторы и участники конференции отметили важность в проведении подобных мероприятий, которые служат площадкой для обсуждения насущных вопросов и поиска возможностей для сотрудничества в общем деле, цель которого — процветание страны в целом.

gubkin.ru

Использование стресс-анализа для обоснования инвестиционных проектов в энергетическом секторе экономики

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

В.А. Зубакин, заведующий кафедрой «Возобновляемые источники энергии», профессор,
доктор экономических наук

С.В. Тарасова, студентка 2-го курса магистратуры по специальности «Возобновляемые источники энергии»

Аннотация. В данной статье описаны методы оценки эффективности инвестиционных проектов. Проведен анализ исторических событий, на основании которых были сделаны выводы о рациональности использования стресс-анализа для проектов в энергетическом секторе экономики. Описана суть и преимущества использования данного метода.

Ключевые слова: стресс-анализ, оценка инвестиционного проекта, возобновляемые источники энергии, экономическая эффективность.

Using stress-analysis for rationale of investment projects in the energy sector of economics

NATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS «GUBKIN UNIVERSITY»

V.A. Zubakin, Professor, Doctor of Economics, Head of the Department of «Renewable Energy Sources»

S.V. Tarasova, 2nd-year magistracy undergraduate student in the specialty «Renewable Energy Sources»

Abstract. This article describes the methods for evaluating the effectiveness of investment projects. The analysis of historical events on the basis of which conclusions were drawn about the rationality of using stress analysis for projects in the energy sector of the economy. Described the essence and the advantages of using this method.

Keywords: stress-analysis, investment project assessment, renewable energy, economic efficiency.

В странах с рыночной экономикой для обоснования эффективности инвестиционных проектов на сегодняшний день пользуются методикой по оценке эффективности, разработанной ЮНИДО еще в 70-х годах прошлого столетия. На ее основе в России представлен документ «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», который содержит описание корректных методов расчета эффективности. Помимо него практически все отрасли имеют собственные методики со специфической направленностью. На основании перечисленных документов осуществляется оценка эффективности инвестиционных проектов, в основном такими методами, как расчет показателя эффективности чистого приве-

денного дохода (Net Present Value — NPV), индекса рентабельности инвестиций (Profitability Index — PI), внутренней нормы доходности, дисконтированного срока окупаемости проекта и др. Данные методы все просты для расчета, но имеют ряд недостатков и соответствуют действительности только в случае низкой вероятности стратегических и рыночных рисков. Например, при расчете чистого дисконтированного дохода размер дисконта принимается неизменным, хотя в будущем он может меняться в связи с изменением экономических условий.

Последние десятилетия дали всем ясно понять, что экономическая ситуация может меняться очень быстро. И предвидеть ее не могут даже прогностические моде-

ли. События 1998 года и последующие кризисы обрушились на страны внезапно. А предсказать их смогли из миллионов специалистов, исследователей рынков и профессионалов, занятых в правительственных структурах, не более двадцати человек. Тех, кто смог оценить масштаб разрушений и потерь, еще меньше. Такие события известный американский экономист и трейдер Нассим Николас Талеб называет «Черные лебеди»: они аномальны, так как ничто в прошлом не могло их предвещать, и обладают огромной силой воздействия, как и произошедшие ранее кризисы.

Рассмотрим «Черных лебедей», случившихся в России, поподробнее. Первый пример — это экономический кризис 1998 года, который

последовал после резкого снижения мировых цен на товары топливно-энергетического комплекса и кризиса в Юго-Восточной Азии. Впоследствии из-за тяжелой экономической ситуации в стране и неэффективной макроэкономической политики властей 1990-х годов произошел дефолт. Курс доллара к рублю возрос с 5,99 до 20 руб., процентная ставка по кредитам увеличилась с 29,8 до 49%, цены на нефть упали до 8–10 долл. за баррель при себестоимости добычи и транспортировки в 13–15 долл.

Второй пример — финансово-экономический кризис в России 2008–2010 годов. Хотя начался кризис с США и с обвала фондового рынка, но для России удар оказался сильнее, чем для других стран. И последующие внешнеполитические события ухудшили ситуацию. Что отразилось на курсе доллара к рублю значительными «скачками». На 1 января 2008 года 1 долл. стоил 29,39 руб., а к 5 февраля 2009 года стоимость составляла уже 46,84 руб. За 2008 год цены на нефть упали более, чем в 2 раза. Например, нефть сорта Brent стоила в январе 91,5 долл. за баррель, а в декабре — 40,11 долл.

И третий пример — валютный кризис в России 2014–2016 годов. Из-за внешнеполитических событий и острых отношений с другими странами, в частности с Украиной, падения стоимости нефти и введенных санкций, значительно снизился курс рубля. На 1 января 2014 года курс доллара составил 32,66 руб., в конце года — уже 58,18. В 2015 году падение курса рубля продолжилось. В 2016 году стоимость доллара составила 77,73 руб. Инфляция в стране выросла, что привело к снижению потребительского спроса. Такие события сильно ударили по инвестиционным проектам и договорам по поставкам импортного оборудования, что привело к спаду доверия к рублю и интереса инвесторов к российским проектам.

Все три примера — то, что произошло за последние 20 лет. Срок реализации инвестиционных проектов в энергетическом секторе эко-

номики составляет для электро-энергетической отрасли 3–5 лет, для нефтегазовой отрасли 7–10 лет. Окупаемость варьируется от 5 до 20 лет, в зависимости от проекта. Из этого следует вывод, что вероятность собития масштаба «Черного лебедя» во время реализации проекта может быть весьма высока.

Помимо произошедших кризисов еще один серьезный «Черный лебедь» — это санкции против РФ со стороны других государств, введенные в 2014 году и продолжающие действовать в настоящее время. Центральный банк РФ назвал их главным фактором, препятствующим росту российской экономики в 2016–2018 годах.

От санкций в энергетическом секторе страны пострадала больше всего нефтегазовая отрасль. Причинами этого стали ограничения по поставкам оборудования для добычи нефти и газа. Технологии и оборудования, которые используются, например, для повышения нефтеотдачи пластов, заимствованы и приобретены в основном за рубежом. Количество трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти, для которых необходимо повышение отдачи пластов, на сегодняшний день достигает 55–75% от первоначальных геологических запасов. Из-за перебоев с поставками оборудования заморозились крупные проекты по разработке месторождений, например, добыча углеводородов на арктическом шельфе.

В такой ситуации для анализа инвестиционного проекта эффективнее пользоваться более гибким методом оценки, учитывающим внешние риск-факторы. Таким методом является стресс-анализ или стресс-тестирование. Стресс-тестирование — аналитическая методика, используемая для определения устойчивости системы в условиях превышения пределов нормального функционирования. Иными словами, стресс-тестирование — это «шоковый» метод оценки устойчивости при проявлении исключительных, однако вероятных событий. На макроуровне при проведении стресс-те-

стов в качестве основной цели всегда выступает оценка стабильности финансового сектора или группы финансовых институтов. На уровне отдельных проектов моделирование позволяет оценить устойчивость показателя чистой приведенной стоимости к различного рода шокным ситуациям, в случае реализации потенциально возможных стрессовых сценариев.

По количеству и способу учета риск-параметров, введенных в модель, стресс-тесты делятся на две большие группы: однофакторные и многофакторные.

При проведении однофакторных стресс-тестов (анализа чувствительности) рассматривается влияние изменения одного из параметров риска на объект оценки. В случае, если однофакторный стресс-тест в банковской сфере применяется к таким объектам, как финансовый результат, достаточность капитала, то выбирается какой-либо один, наиболее значимый параметр оценки. Многофакторные стресс-тесты (анализ сценариев) являются гораздо более сложными. В таких случаях рассматривается влияние сразу нескольких факторов риска на объект оценки. Примером многофакторного стресс-теста может быть оценка экстремального изменения финансового результата банка вследствие комбинированного влияния всех видов риска: кредитного, рыночного и ликвидности — с учетом корреляции между факторами риска.

Применяемая в настоящее время методология данного метода полноценно реализуется только в секторе банков и кредитных организаций, что делает актуальной задачу выявления путей совершенствования методологической базы как в проектном управлении, так и в риск-менеджменте всей небанковской сферы российской экономики. Изучение возможных путей разработки методологии стресс-тестирования небанковского сектора, в частности тестирования инвестиционных проектов, является перспективным направлением.

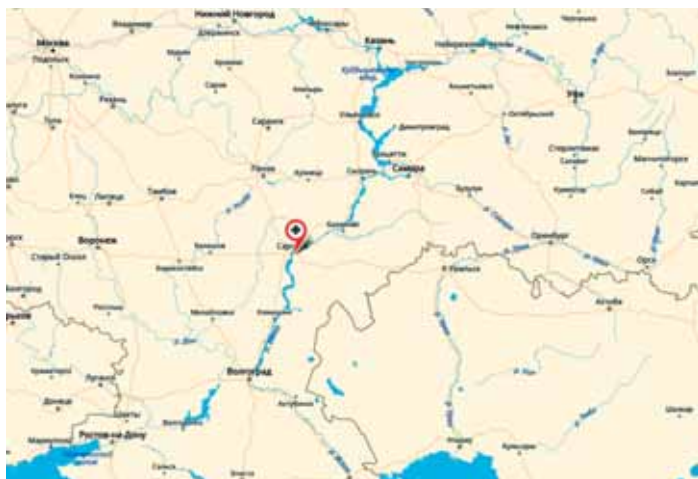


Рис. 1. Расположение СЭС «Саратов»

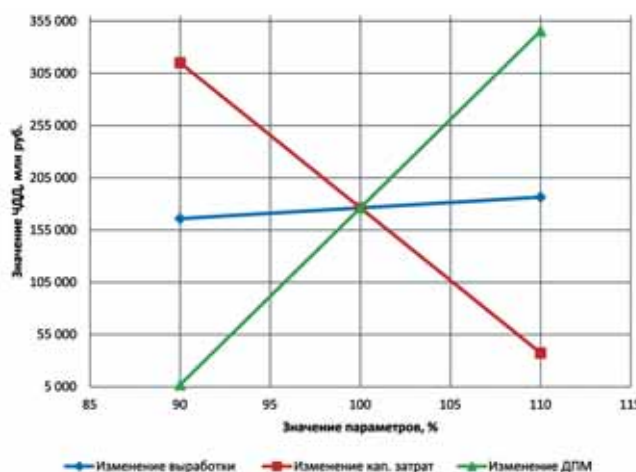


Рис. 2. Диаграмма чувствительности ЧДД

Рассмотрим пример расчета инвестиционного проекта энергетического сектора экономики — солнечной электростанции Саратов (СЭС Саратов), и проанализируем его с помощью методики стресс-теста.

В Ершовском районе Саратовской области в 2018 году будет введена вторая очередь СЭС мощностью 10 МВт компанией ГК «Хевел» (рис. 1).

Для оценки устойчивости инвестиционного проекта необходимо оценить интегральные показатели эффективности. Основными показателями чаще всего выступают:

- чистая приведенная стоимость (NPV, Net Present Value);

- внутренняя норма доходности (IRR, Internal Rate of Return);
- срок окупаемости (PP, Pay-Back Period);
- дисконтированный срок окупаемости (DPP, Discounted Payback Period).

Расчетные параметры показывают, что проект эффективен. Проведем анализ чувствительности и определим максимально возможную «нагрузку» на проект при условии, что он не станет убыточным на всем жизненном цикле.

По данным результатам можно сделать вывод, что наибольшее влияние на величину чистой приве-

денной стоимости данного проекта оказывает численное изменение таких параметров, как «Изменение капитальных затрат» и «Изменение выплат ДПМ».

Для наглядности ниже приведена диаграмма чувствительности ЧДД (рис. 2). Далее рассмотрим, что будет происходить с проектом в сценарных условиях, если:

1. Произойдет рост кредитной ставки на 50%, т.е. кредитная ставка будет составлять не 10%, а 15%.

Данные результаты показывают, что в случае повышения кредитной ставки до 15% инвестиционный проект теряет свою при-

Исходные данные проекта

Таблица 1

Показатель	Значения
Год начала реализации	2018 год
Срок строительства	2 года
Срок жизни проекта	25 лет
Ставка дисконта	10%
Срок амортизации	15 лет
Налог на имущество	2,2%
НДС	0%
Налог на прибыль	20%
Мощность	10 МВт
Число часов использования	1115 час
Ставка кредита	10%
Срок кредита	10 лет
Среднее значение тарифа на мощность	208 тыс. руб./МВт в мес.
Среднее значение тарифа на э/э	1,7 тыс. руб./МВтч
Среднее значение тарифа на мощность по ДПМ	2579 МВт в мес.

Расчетные значения

Таблица 2

Показатель	Значения
Чистый дисконтированный доход (NPV)	176 209 тыс. руб.
Внутренняя норма доходности (IRR)	14,37%
Срок окупаемости (PP)	10 лет
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	12 лет

Анализ чувствительности

Таблица 3

Переменные	Величина ЧДД		
	90%	100%	110%
Изменение выработки	165 912		186 504
Изменение кап. затрат	315 053	176 208	37 364
Изменение выплат ДПМ	6 868		345 549

Расчетные значения

Таблица 4

Показатель	Ед. измерения	Ставка 10%	Ставка 15%
NPV	тыс. руб.	176 209	-4146
IRR	%	14,37%	9,91%
PP	лет	10	12
DPP	лет	12	17

Расчетные значения

Таблица 5

Показатель	Ед. измерения	1\$ = 60 руб.	1\$ = 90 руб.
NPV	долл.	11 205	7 470
IRR	%	7%	11%
PP	лет	12	12
DPP	лет	12	12

Расчетные значения

Таблица 6

Показатель	Ед. измерения	Пуск вовремя	Пуск через год
NPV	тыс. руб.	176 209	-205 084
IRR	%	14,37%	6,53%
PP	лет	10	12
DPP	лет	12	—

Расчетные значения

Таблица 7

Показатель	Ед. измерения	Локализация выполнена	Локализация не выполнена
NPV	тыс. руб.	176 209	40 737
IRR	%	14,37%	11,01%
PP	лет	10	11
DPP	лет	12	15

влекательность, так как ЧДД принимает отрицательное значение.

2. Произойдет рост курса долларовой валюты на 50%.

При увеличении курса доллара с 60 до 90 руб. значение ЧДД уменьшается, но при этом значение ВНР и срока окупаемости остается преж-

ним. Изменение курса валюты влияет на эффективность, но проект остается рентабельным.

3. Запуск СЭС задерживается на год.

По условиям ДПМ генерирующая компания принимает на себя обязательства по строительству и вводу в эксплуатацию объектов генерации взамен на гарантированное возмещение затрат на строи-

При условии, что пуск объекта будет задержан на год, сумма штрафа составит 127 102 тыс. руб., также проект теряет доход в размере 331 728 тыс. руб. Что принесет колоссальные убытки и проект потеряет свою привлекательность.

4. Не выполнены условия локализации.

При расчете цены на мощность к плановой величине капитальных затрат применяется коэффициент, отражающий выполнение целевого показателя степени локализации. Если условия выполняются, коэффициент равен 1, при невыполнении $k = 0,35$.

Проведенный стресс-анализ показывает, что необходимо учитывать кредитную ставку для проекта, и в первую очередь обратить внимание на возможность выполнения условий ДПМ по локализации и по введению объекта в эксплуатацию.

Благодаря данным расчетам и рассмотренным сценариям обрисовывается общая картина проекта и выявляются необходимые управленческие решения по реализации строительства СЭС.

Список использованной литературы:

1. Талеб Н.Н. Чёрный лебедь. Под знаком непредсказуемости / Н.Н. Талеб // Азбука-Аттикус, КоЛибри, 2018.
2. Моисеев С.Р. Тайны стресс-тестов / С.Р. Моисеев // Банковское дело. 2010. № 6.
3. Подходы к организации стресс-тестирования в кредитных организациях (на основе обзора международной финансовой практики) // Центральный банк РФ, 2003.
4. Кувшинова О. Экономика потеряет шесть лет / О. Кувшинова // Ведомости. 2015. № 3916. 14 сентября.
5. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности : Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449.

Bibliography:

1. Taleb N.N. Black Swan and Domains of Statistics / N.N. Taleb // The American Statistician, August 2007, Vol. 61, No. 3;
2. Moiseev S.R. Secrets of stress tests / S.R. Moiseev //
3. Approaches to the organization of stress testing in credit institutions (based on a review of international financial practices) // Central Bank of the Russian Federation, 2003.
4. Kuvshinova O. The economy will lose six years / O. Kuvshinova // Vedomosti. № 3916. September 14, 2015.
5. «On the mechanism for stimulating the use of renewable energy sources in the wholesale market of electric energy and power : Decree of the Government of the Russian Federation of May 28, 2013, № 449.

Из истории нефтегазовых поисково-разведочных работ на территории Саратовского Поволжья в 1930–1960-е годы

Р.В. Грибов, соискатель кафедры истории, философии, политологии и социологии Саратовского социально-экономического института (филиала) РЭУ им. Г.В. Плеханова

Аннотация. В статье рассмотрены основные направления поисково-разведочных работ на территории Саратовского края в 1930–1960-е годы. Проанализированы факторы, способствовавшие эффективному поиску полезных ископаемых. На примере Саратовского региона показан исторический опыт открытия и разработки крупнейших нефтегазовых месторождений, что повлекло за собой не только введение в эксплуатацию огромных производственных мощностей, но и изменение всей структуры экономики страны и региона.

Ключевые слова: нефтегазоносная область, сейсморазведка, скважина, месторождение.

From the history of oil and gas exploration in the Saratov Volga region in the years 1930–1960

R.V. Gribov, candidate of the department of history, philosophy, political science and sociology, Saratov socio-economic Institute (branch) of Plekhanov Russian University of Economics, Saratov

Abstract. The article describes the main directions of exploration in the territory of the Saratov region 1930–1960-ies. The factors contributing to the effective search for minerals are analyzed. By the example of the Saratov region, the historical experience of the discovery and development of the largest oil and gas fields is shown, which entailed not only the commissioning of huge production capacities, but also a change in the entire structure of the economy of the country and the region.

Keywords: oil and gas field, seismic exploration, well, field.

В первые десятилетия XX века экономика Саратовского края носила аграрный характер. Формирование доходной части бюджета Саратовской губернии в первую очередь зависело от деятельности предприятий перерабатывающей промышленности (мукомольная и маслособойная, винокуренная, кожевенная), что создавало определенные риски для всей финансовой системы региона. Во второй половине 1920-х годов партийное руководство приступило к решению одной из главных задач на пути строительства социализма — индустриализации. Развернутый план действий в этом направлении был предложен на XIV съезде ВКП(б) в 1925 году. Фундаментом экономического развития должна была стать тяжелая индустрия. Перспективным направлением для по-

тенциального роста экономики региона, в том числе и местного бюджета, являлось развитие топливно-энергетического комплекса, тем более, что для этого имелись все предпосылки. Местное население давно знало о наличии нефтяных и газовых залежей и даже использовало природные ресурсы в незначительных масштабах. Однако исследовательские работы на предмет промышленного использования ресурсов начались лишь в 1928 году под руководством И.М. Губкина [4; с. 102]. В ходе поисково-разведочных работ на территории между Волгой и Уралом была обнаружена мощная нефтегазоносная база, которая получила название Урало-Волжской. В нее вошли открытые позже месторождения Башкирской, Татарской и Удмуртской республик, а также Куйбы-

шевской, Пермской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской, Ульяновской и Пензенской областей.

При непосредственном участии саратовских ученых-геологов Б.А. Можаровского, Г.В. Вахрушева, А.И. Олли в 1930-х годах буровики Нижневолжского геологоразведочного треста начали масштабные разведочные работы в Саратовском Поволжье. Нефтегазразведочная партия треста во главе с начальником Ф.С. Сатаровым и геологом И.И. Енгуразовым в относительно короткий срок очертила Елшанскую структуру недалеко от Саратова.

Помимо Урало-Волжской нефтегазоносной области по территории Саратовской области проходила граница Прикаспийской впадины. Здесь она поворачивала почти строго на восток, проходила чуть севернее

Красного Кута на Мокроус, Дергачи и Озинки, а затем шла севернее Уральска и южнее Оренбурга и т. д. Именно эти саратовские земли вошли в состав Прикаспийской нефтегазоносной области. В начале 1930-х годов уже был ряд свидетельств тому, что бортовая часть Прикаспийской впадины чрезвычайно перспективна с точки зрения возможной добычи газа и нефти. Так, в 1932 году профессор Саратовского государственного университета Б.А. Можаровский указывал, что газонефтеносность Дергачевского района в заволжской полосе области связана с наличием совершенно не разведанных залежей нефти в осадках палеозойского времени. Последующие изыскания подтвердили эту смелую гипотезу [1; с. 18].

Планомерный ход поисково-разведочных работ прервала Великая Отечественная война. Оккупация Донбасса, откуда для отечественной промышленности поступала основная часть топливных ресурсов, заставила власть срочно искать новые источники их поступления. Перед геологами была поставлена задача не только более подробно исследовать Елшанское газовое месторож-

дение, открытое в октябре 1941 года, но и провести дальнейшую разведку всего Саратовского Поволжья с целью поиска месторождений нефти и газа. Уже в 1942 году начался детальный поиск углеводородов на правом берегу Волги, в районе Соколовой горы, где были проведены геологические съемки площади, а затем газовая и электроразведки [6].

Основные работы по освоению Елшанского и Соколовогорского месторождений были возложены на Нижневолжский геологоразведочный трест. В тяжелейших условиях военного времени реализация планов правительства по увеличению добычи нефти и газа натолкнулась на ряд сложностей: не хватало бурового оборудования, инструментов, материалов, транспортной и другой специальной техники, а самое главное — квалифицированных кадров. Отсутствие в Саратовской области подготовленных для этих задач специалистов первоначально компенсировалось за счет приезжих. Так, специально для строительства газопровода «Саратов — Москва» на нефтяных предприятиях Баку, Башкирии, Куйбышева были подготовлены сот-

ни квалифицированных рабочих-бурильщиков, помощников бурильщиков, выщечников и др. Они прикреплялись к лучшим мастерам и перенимали их передовой производственный опыт. Кроме того, предприятия Лениннефти, Азезбековнефти, Молотовнефти произвели досрочный выпуск специалистов по большинству квалификаций, для того чтобы молодежь смогла применить свои знания на месторождениях Саратовского региона [2].

Как следствие, уже осенью 1942 года голубое топливо Елшанского месторождения поступило на промышленные предприятия Саратова, а в 1946 году — по первому магистральному газопроводу «Саратов — Москва» в столицу.

Активные геологические изыскания значительно раздвинули границы перспективных земель для расширения фронта поисковых работ. В течение 1942–1946 годов на территории Саратовского края было открыто еще 6 месторождений нефти и газа. Прогнозируемые масштабы запасов углеводородов оказались столь впечатляющими, что руководство страны поспешило создать в регионе систему подготовки кадров данного профиля. При Нижневолжском геологоразведочном тресте уже в годы Великой Отечественной войны была создана крупная, укомплектованная квалифицированными кадрами и оснащенная отечественным и импортным оборудованием научно-исследовательская лаборатория, сотрудников которой консультировали специалисты Академии наук СССР, Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского института, Ленинградского и Саратовского государственных университетов.

Лаборатория решала серьезные задачи, которые ранее выполнялись только в крупных научных центрах Советского Союза. Там осуществлялись палеонтологические исследования, направленные на изучение останков ископаемых животных и ранее существовавших растений, что позволяло сравнивать результа-



На строительстве газопровода «Саратов — Москва»

ты бурения различных скважин, определять глубины, на которых ожидалась нефть, газ или вода, объяснять условия, при которых происходило образование пород, вмещающих нефтегазовые залежи. Ценные результаты в этом направлении получили научные работники лаборатории Г.Е. Леонтович, Е.И. Чернова, С.И. Савинов, А.Н. Иванова. С этой же целью проводились литолого-петрографические исследования горных пород — изучение их свойств, определяющих способность проводить и собирать в себе нефть, газ и воду.

Так как для бурения скважин требовался хороший глинистый раствор, предохраняющий стенки скважин от обваливания, в лаборатории специально изучались различные образцы глин, подбирались рецептура их химической обработки. Для цементов были найдены ускорители, улучшающие их прочность на разрыв и ускоряющие схватывание.

В лаборатории изучалась нефть, полученная на Ириновском, Курдюмском и Соколовогорском, Тепловском месторождениях, а также горючий газ Елшанско-Курдюмского месторождения. Был разработан флуоресцентный метод, позволяющий быстро определять в породах наличие даже ничтожного количества битумов, нефти и их состав. В специальном фотокабинете лаборатории были произведены съемки строительства газопровода в 1942 году, изготовлен палеонтологический атлас, получивший высокую оценку специалистов. Тем самым научные работники внесли огромный вклад в изучение газонефтеносности Саратовской области [3].

Комитет по делам высшей школы при Совнарком СССР и Наркомпросе РСФСР принял решение организовать при Саратовском государственном университете подготовку кадров по геологии газовых месторождений и химической переработке газов. Была поставлена цель уже в 1945 году выпустить 15 специалистов, в 1946 — 30, а с 1947



Первая газовая скважина Елшанского месторождения

года ежегодно подготавливать 25 специалистов в области геологии газовых месторождений и 25 — по химической переработке газов. Кроме того, с 1 сентября 1945 года восстанавливались Саратовский научно-исследовательский геолого-почвенный институт и научно-исследовательский институт механики и физики [5].

Созданная в эти годы, а затем расширенная, система подготовки кадров дала положительный результат. Уже в 1947 году скважина № 34 Елшанского месторождения дала первую промышленную нефть в Саратовской области. В 1948 году были открыты Песчано-Уметское и Соколовогорское месторождения. Их открытие положило начало развитию областной нефтегазовой промышленности. Саратовская область, ранее потреблявшая почти исключительно привозное топливо, стала поставлять его. Для эксплуатации открытых месторождений нефти и газа были созданы Елшанский, Песчано-Уметский и Соколовогорский нефтепромыслы. В феврале 1949 года на основе этого промыслового фонда было организовано объединение «Саратовнефть» (позднее — «Саратовнефтегаз»).

Однако для бурно растущей промышленности Саратовской области и городов, связанных с Саратовом магистральными трубопроводами, этого количества нефти и газа было уже недостаточно. Особенно ощущался дефицит топлива зимой, когда его потребление резко возрастало. При этом возможности местных недр еще не были исчерпаны.

Запасы нефти и газа, обнаруженные в Саратовской области в 1941–1947 годы, в основном залежали на глубинах до 1000 м. Однако все больший интерес у геологов вызывали более глубокие девонские отложения. Первым энтузиастом освоения девона был И.И. Енгуразов, ставший к тому времени главным геологом Нижневолжского геологоразведочного треста, переименованного в 1947 году в Саратовский трест геологоразведочных и буровых работ Министерства нефтяной промышленности СССР — «Саргеолбуртрест».

Перспектива поиска топливных ресурсов в девоне вызвала острую дискуссию, которая вышла далеко за пределы региона. Для обсуждения самой возможности подобных исследований в Саратове неоднократно созывались совещания с уча-

ствием представителей Министерства, а также научной общественности. Итогом научной полемики стала победа группы ученых, среди которых были И.И. Енгуразов, Б.А. Можаровский, В.М. Сенюков, предложивших пробурить скважину для вскрытия девонских отложений на Соколовогорском месторождении, где к этому времени уже были найдены залежи нефти и газа в каменноугольных отложениях.

Для реализации этого уникального для того времени эксперимента необходимо было забуриться на глубину 1800–2000 м. Однако отсутствие опыта бурения подобных скважин и соответствующей техники усложняли поставленную задачу. На вооружении буровиков треста имелось лишь несколько буровых станков американского производства, позволявших достигать двухкилометровой глубины. 9 февраля 1948 года бригада под руководством мастера В.Ф. Ширяева начала бурение скважины № 10 с проектной глубиной 2000 м. Все работы на скважине контролировались непосредственно Министерством нефтяной промышленности. В ноябре 1948 года на глубине 1927 м был получен первый фонтан нефти. Вслед за скважиной № 10, которая давала до 250 т сырья в сутки, были введены в эксплуатацию скважины № 16 и № 22. Все они сначала работали фонтанным способом и поставляли высококачественную безводную нефть [6].

К 1950 году на Соколовогорском месторождении было пробурено более 50 тыс. м глубоких скважин для добычи девонской нефти. Прогнозируемые запасы этой кладовой позволили оценить ее как самую большую во всей Саратовской области. В тяжелые послевоенные годы, когда страна испытывала острую нехватку отечественного энергетического топлива, разработка такого крупного нефтегазового месторождения, как Соколовогорское, имело важное значение не только в масштабе области, но и всей страны. Саратовская нефть оказалась исключительно

высокого качества и долгие годы шла на экспорт. Важность открытия девонской нефти в Саратове была столь велика, что начальник объединения «Саратовнефть» А.И. Кутуков, главный геолог И.И. Енгуразов и буровой мастер В.С. Ширяев были удостоены звания лауреатов Сталинской премии, а многие инженерно-технические работники и служащие предприятия награждены орденами и медалями.

В 1950–1960-е годы дальнейшие поисково-разведочные работы продолжались как на территории Урало-Волжской, так и Прикаспийской нефтегазоносных областей. По оценкам специалистов, значительные запасы углеводородов в основном располагались в пределах Левобережья, поэтому именно в этом направлении шли дальнейшие поиски. В 1953 году было открыто первое в Саратовском Заволжье Степновское газовое месторождение, начальные запасы которого оценивались в 30 млрд м³ газа. Уже к 1966 году было зафиксировано 59 газонефтяных месторождений, преимущественно небольших по запасам нефти [4; с. 112].

Новый импульс в развитии нефтегазовой промышленности Саратовской области был связан с XXIII съездом КПСС, директивы которого по плану развития народного хозяйства СССР на 1966–1970 годы ставили задачу усилить поиски и разведку месторождений нефти и газа в Европейской части СССР. Прирост разведанных запасов предполагалось обеспечить главным образом в районах, где их разработка была экономически наиболее выгодна, в том числе и на территории Саратовской области, расположенной сравнительно близко к центру страны и уже связанной газопроводами с Москвой и такими крупнейшими экономическими районами, как Верхне-Волжский, Волго-Вятский и Ленинградский. Поэтому освоение новых месторождений и ввод их в промышленную разработку предполагалось осуществлять сравнительно быстро.

Особое внимание ученых и геологов-производственников вновь

направлено на бортовую зону Прикаспийской впадины. Научный сотрудник Нижне-Волжского института геологии и геофизики С.П. Козленко утверждал, что здесь все было грандиозно: протяженность бортовой зоны на тысячи километров, амплитуда бортового уступа измерялась километрами, соответственно, и скопления углеводородов предположительно были пропорциональны этим масштабам. Правда, наряду с этими преимуществами возникало осложняющее обстоятельство — большая глубина залегания основного нефтегазоносного, подсолевого комплекса. Перспективные отложения этих горизонтов находились в пределах 3000–5000 м, то есть георетически они были доступны при работе с буровым оборудованием, которым располагали на тот момент геологи.

Для поисков нефти и газа в бортовой зоне и внутренней части Прикаспийской впадины использовались данные широкого комплекса геофизических работ, включающих гравиметрическую, электрическую и сейсмическую разведку, а также результаты структурного бурения. Это позволило определить геологическое строение и уточнить места проводки глубоких скважин. Многочисленные и мощные напластования различных эпох были осложнены сбросами и другими нарушениями. Наиболее перспективные из этих напластований скрывались под многокилометровой толщей других осадочных пород. По мнению геологов, глубина залегания здесь могла достигать 10 км. Для сравнения можно привести тот факт, что у Елшанки кристаллический фундамент залегал на глубине 3000 м, а Балашова — 1000 м; в районе Воронежа он местами выходил на поверхность. Это лишний раз подтверждало всю сложность предстоящих работ.

В разработке недр региона принимали участие ученые Нижневолжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (НВНИИГГ), Саратовского государственного университета, работ-

ники треста «Нижволгонефтегеофизика» и объединения «Саратовнефтегаз».

В 1965 году специалисты НВНИИГГ закончили работу по оценке прогнозных запасов нефти и газа в Саратовской области и подсчитали, что в ее недрах содержится не менее 1,25 трлн м³ природного газа и сотни миллионов т нефти. Основные перспективные районы, представляющие наибольший интерес, располагались на юго-востоке области, на тот момент еще мало изученные в геологическом отношении. Практическое значение этой работы было очень велико. Проведенное институтом районирование территории области в зависимости от ее перспективности на нефть и газ являлось основой для выбора главных направлений углубленных поисков и разведки. Совместными усилиями ученых и производственников был составлен четкий план действий, который определял общее направление поисков, а также задачи партнеров по его выполнению.

Подробные научные исследования позволили предприятиям объединения «Саратовнефтегаз» приступить к разведке юго-восточных районов области. Несмотря на ряд трудностей, вызванных бездорожьем, отсутствием водоемов и т. п., специалисты приступили к работе буквально на голом месте, без предварительного обустройства. Выполнение поставленных правительством страны задач по поиску топливных ресурсов осуществлялось форсированными темпами. Так, если в 1961 году в Заволжье было занято 8–10 бригад, то в 1966 году — 38 бригад из 50, имеющих в объединении, 15 бригад геолого-поисковой конторы, 52 геофизических отряда.

Объем геологоразведочных работ на левом берегу Волги с 1961 по 1966 год составил почти две трети из общих затрат на проведение геофизических исследований. Благодаря этому было открыто 25 газовых и нефтяных месторождений, в том числе Первомайское, Восточно-Сусловское, Грязнушинское, Любимов-

ское, Ерусланское, Приволжское, Таловское, Спортивное и Старшиновское. Большинство перечисленных месторождений располагались на территории дальнего юго-востока Саратовской области. Все они были выявлены Новоузенской сейсмической поисковой партией под руководством старшего геофизика А.С. Суурова [1; с. 19–23].

Основным методом геофизических исследований в Саратовском Заволжье стала сейсмическая разведка, так как другие не везде удавалось применять. Например, при электро-разведке в Прикаспийской впадине серьезным препятствием служили мощные соляные отложения. Кроме того, геологическая структура Заволжья осложнялась сплошными сбросами и разрывами пластов.

Сейсмическая разведка осуществлялась высококвалифицированными специалистами, так как успех ее зависел не только от знаний технологии, опыта ведения подобных работ, но и в некоторой степени интуиции и смелости работников. Работа сейсморазведчиков начиналась с того, что на территории разведки по определенным признакам находили обозначенные на карте точки, составляющие в совокупности сейсмический профиль. Затем с помощью небольшой буровой установки, смонтированной на автомашине, буровой мастер с помощниками пробуривал 25-метровую скважину. В это время подсобные рабочие расплетали пучок проводов, каждый из которых заканчивается прибором — чувствительным сейсмоприемником.



Ведутся работы на Елшанском месторождении / www.saratovnews.ru

Затем взрывник спускал заряд в скважину и взрывал его, что приводило к выбросам породы. Чувствительные приборы записывали сейсмические волны, отображенные от пластов породы различной плотности. По этим записям выявлялся характер глубокозалегающих пород. Там, где они образовывали замкнутый со всех сторон купол, и предполагалось бурить скважину, которая нередко оказывалась продуктивной [1; с. 23–24].

Однако сейсморазведка не всегда давала положительный результат, коэффициент продуктивных скважин был невысок, что грозило невыполнением плана по приросту запасов нефти и газа. Поэтому требовалось совершенствование геофизических методов. С помощью профильного бурения были открыты Южно-Генеральское, Грязнушинское, Квасниковское, Ерусланское и Приволжское месторождения. Однако этот метод в тот период времени не стал популярным, так как требовал

больших затрат времени и обходился слишком дорого [1; с. 24].

Различные географические условия предполагаемых кладовых нефти и газа требовали разных методов поиска, а иногда и их сочетания. От выбора той или иной технологии разведки зависел конечный результат. Особо важно это было на территории Саратовского Заволжья, которое отличалось значительной глубиной залегания углеводородов.

Показательным был пример разведки Карпенской площади, где глубина залегания продуктивных пород превышала 5 км. В 1963–1971 годах здесь методами сейсморазведки КМПВ и профильного бурения было проведено картирование поверхности кристаллического фундамента и нижнепалеозойских отложений. В ходе разведочных работ сооружались скважины, которые должны были составить так называемый профиль, пересекающий с севера на юг бортовую зону Прикаспийской впадины. Таких профилей бурилось несколько, и, вместе взятые, они представляли своего рода геологический «паспорт», который стал как бы ключом к дальнейшим поискам. 25 сентября 1964 года началось бурение шестой скважины Карпенской

площади, в результате чего и удалось натолкнуться на залежь. В 1968 году методом геохимической съемки здесь были выявлены зоны с повышенным содержанием углеводородных газов, что свидетельствовало о перспективности района в нефтегазоносном отношении. В 1972 году из скважины № 13 на Карпенской площади был получен приток газа дебитом 11,9 тыс. м³/сут. и нефти дебитом 4,9 т/сут.

Во второй половине 1960-х годов происходило дальнейшее усовершенствование технологии геолого-разведочных работ и сокращение сроков поиска углеводородов. Так, если в 1950-е годы средняя глубина скважин в Саратовской области составляла примерно 1000 м, в 1960 году — 2000 м, то в 1965 году она увеличилась до 2500 м. Проводка скважин глубиной более трех километров к концу 1960-х годов уже не представляла особой сложности. Расширение территории поиска нефти и газа повлекло за собой реорганизацию соответствующих структурных подразделений. В начале 1970-х годов в составе производственного объединения «Саратовнефтегаз» сформировались 3 управления буровых работ и геолого-

поисковая контора, что позволило на новом историческом этапе эффективнее использовать кадровый потенциал и материально-технические ресурсы для выполнения важных государственных задач по развитию топливно-энергетической базы страны.

Поисково-разведочные работы на территории Саратовской области в 1930–1960-е годы имели впечатляющие результаты и поэтому имели большое значение для развития нефтегазовой промышленности региона. Обнаруженные запасы нефти и газа смогли не только обеспечить дешевым топливом предприятия и жителей области, но и восполнили дефицит этих ресурсов в целом по стране. За короткий срок Саратовское Поволжье из потребителя привозного топлива превратилось в его поставщика. Уже к середине 1960-х годов регион занимал 4-е место в РСФСР по добыче природного газа. Только в 1965 году здесь было добыто в два раза больше газа, чем во всем Советском Союзе в предвоенный 1940 год. Активная разработка месторождений позволила Саратову стать крупным индустриальным центром с мощным экономическим потенциалом.

Список литературы

1. 25 лет нефтяной и газовой промышленности Саратовской области. — М.: ВНИИОЭНГ, 1966.
2. Бурильщики и машинисты для газопровода «Саратов — Москва» // Коммунист. 1945. 3 марта.
3. Корженевский А. Лаборатория геологов / А. Корженевский // Коммунист. 1945. 3 февраля.
4. Нефтедобывающая промышленность СССР 1917–1967 / Под общ. ред. В.Д. Шашина. — М.: Недра, 1968. — 319 с.
5. Подготовка специалистов по добыче и использованию природных газов // Коммунист, 1945. 17 августа.
6. У истоков открытия // За нефть, за газ. 1981. 8 сентября.

Reference

1. 25 years of oil and gas industry of the Saratov region. — M., 1966.
2. Drillers and machinists for the Saratov — Moscow gas pipeline // Communist. 1945. March 3.
3. Korzhenevsky A. Laboratory of geologists / A. Korzhenevsky // Communist. 1945. February 3.
4. The oil industry of the USSR 1917–1967 / Under the general ed. V.D. Shashin. — M.: Nedra, 1968. — 319 p.
5. Training specialists in the extraction and use of natural gases // Kommunist, 1945. August 17.
6. At the origins of the discovery // For oil, for gas. 1981. September 8