

ВИКТОР МАРТЫНОВ

Интервью с ректором
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина





Ваш Спутник в энергопереходе

Совершенствование и разработка эффективных и инновационных решений – основной вектор развития ТМК в области энергетического перехода.

ТМК предлагает рынку энергетики новые трубные решения – линейки Sputnik Н и С для выработки, транспортировки и хранения водорода и попутного продукта – углекислого газа.



Узнай больше на
TMK-GROUP.RU

TMK

101000, Россия, Москва, ул. Покровка, д. 40, стр. 2а
Тел.: +7 495 775-76-00, Факс: +7 495 775-76-01



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



№ 7 (500)
Июль 2022

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

СОБЫТИЕ

«Газпром» принял решение не выплачивать дивиденды за 2021 год. 30 июня акции компании обвалились на **30%** (до **207,69** рубля).

ЦИФРА

На **60%** снизил «Газпром» прокачку газа по газопроводу «Северный поток» – со **167** млн до **67** млн кубометров в сутки – с 16 июня из-за проблем с возвращением газовой турбины после ремонта из Канады.

ПРОГНОЗ

Нефтепереработка в России может снизиться на 10% в 2022 году: до **250-260** млн тонн. Такой прогноз дал вице-премьер РФ Александр Новак на ПМЭФ.

ЦИТАТА

«Кризис и деглобализация неминуемо приведут к изменениям в мировой финансовой системе... Сейчас границы однополярного мира четко очерчены, и достаточно быстро пойдет процесс изменений в расчетных системах, который может привести к созданию новых мировых резервных валют. Этот процесс необратим и в перспективе приведет к изменению географии мировой торговли», – заявил глава «Роснефти» **Игорь Сечин** в рамках ПМЭФ.



ЦЕНА

Цены на уголь в Азии достигли рекордных показателей, впервые превысив **\$400** за тонну.

ПЕРСОНА НОМЕРА

- 7 Виктор МАРТЫНОВ:
«У нас все точно»



ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 12 Николай ВАЛУЕВ:
«Россия продолжит соблюдать
все международные соглашения,
в том числе и экологические»



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 17 Газ без обязательств: ЕС ждет
новый СПГ, но ничего не обещает
Александр Собко



- 32 Глобальный
эквilibр
на бочках
и кубках
Владимир Мишин



- 22 Размышления на тему
антироссийских санкций в ТЭК
и возможностей их преодоления.
Часть 2
Андрей Конопляник



- 38 Разворот на Восток:
способны ли поставки
угля в Азию компенсировать
эмбарго ЕС?
Кирилл Родионов



В МИРЕ

- 44 Каспийское ситуационное партнерство, сезон 6.
В регионе много производственных намерений по транспортировке и добыче углеводородов, но и много факторов, которые эти процессы тормозят
Владимир Мишин



КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 52 Алексей КАЗАНИН:
«Не боимся новых направлений»



- 63 Сергей ЧИКАЛОВ:
«Водородное будущее трубопроводов»



- 68 Санкции – катализатор импортозамещения в нефтепереработке
Илья Кургузов

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 72 Проблемы стратификации рифейских отложений на примере разрезов скважин Тэтэрской-1 и Таимбинской-2
Парасына В.С., Кононова Н.Б., Макаревич М.Н., Гутина О.В.



@NGVERTICAL

Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



Редакционный совет

Кирилл Молодцов (председатель)
Виктор Мартынов
Борис Порфирьев
Юрий Сентюрин
Олег Прищепа
Владимир Толкачев
Сергей Куличков
Сергей Коновалов
Андрей Конопляник
Алексей Конторович
Сергей Жданов
Елена Корзун
Мария Белова

Издатель: ООО «НГВ»

Генеральный директор

Наталья Субботина snp@ngv.ru

РЕДАКЦИЯ

Шеф-редактор

Ульяна Ольховская oua@ngv.ru

Заместитель генерального директора

Ирина Васина iv@ngv.ru

Корректоры

Елена Трохова information20@yandex.ru
Мария Самохина kleimora@mail.ru

Отдел рекламы

Ольга Родионова ro@ngv.ru

Отдел подписки

podpiska@ngv.ru

Отдел информационного

взаимодействия

reklama@ngv.ru

Администратор сайта www.ngv.ru

Дмитрий Ананьев adg@ngv.ru

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору с сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций, регистрационное свидетельство ПИ №ФС77-34078 от 07.11.2008 г.

Заявленный тираж: 15 000 экз.

Отпечатано в ООО «Атлант-С»,
125476, г. Москва, ул. Василия Петушкова,
д. 8, этаж 3

Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль»

При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна

Объединенный каталог
«Пресса России» том 145380

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях

Фактический адрес:

г. Москва, Россия, 109004,
ул. Земляной вал, дом 64, стр. 2, 7 этаж,
офис 704-705.

Тел./факс: +7 (495) 720-48-18

Электронная почта: office@ngv.ru

Почтовый адрес:

г. Москва, Россия, 109004, ул. Земляной вал,
дом 64, стр. 2, 7 этаж, офис 704-705

«Нефтегазовая Вертикаль», №8 (501) Энергоэффективность. Город будущего

ПОЛИТИКА И УПРАВЛЕНИЕ

- 95 Настоящее и будущее национальной программы энергосбережения и энергоэффективности
Игорь Тушев

ТЕМА НОМЕРА

- 102 «Умный город» не пойдет?
Иван Мишин

- 106 Как «умный» город не превратит в «безумный»
Анастасия Шишкалова

- 110 Опыт городов в повышении энергоэффективности
Самородова Д.Д., Бобылев Н.Г.

- 118 **Сергей НИКОНОВ:**
«Мы можем повысить качество жизни, только нужно понять внутренние запросы»



ТЭКО

- 124 Как «включить» СУГ в рынок
Тверской И.В., Коваль А.В

- 132 Человек разумный в «умном городе»
Дмитрий Серегин



АНАЛИТИКА И ПРОГНОЗЫ

- 136 Расчет углеродного следа для офисных зданий
Зубакин В.А., Карасевич В.А.

КОМПАНИИ И РЫНКИ

- 142 Ориентир на азиатские автокары. Отечественные – в проекции. Взгляд отраслевой компании



НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ

- 148 Перспективные технологии для улавливания, мониторинга и предотвращения утечек CO₂ из геологических хранилищ
Кирилл Овчинников

НЕ ПЕРЕСТАВАТЬ УЧИТЬСЯ

Председатель редакционного совета журнала
«Нефтегазовая Вертикаль» Кирилл Молодцов



Летние каникулы, блаженство студента, сезон поступления, тревоги абитуриента. Сегодня готовится наша смена. Что касается нефтяников и коллег-газовиков, я уверен, подготовка новых кадров в надежных руках. Думаю, что нынешние и будущие студенты пополнят славную когорту профессионалов ТЭК.

Наши ведущие ВУЗы «поштучно» готовят кадры для будущего российского ТЭК, заботясь о профессиональной подготовке и трудоустройстве каждого. Отраслевые ВУЗы, которые учат специалистов ТЭК, сейчас на первом месте в России по проценту трудоустроенных выпускников и по их зарплате в первый же год работы. Соблюдается важный принцип подготовки для отрасли ровно столько специалистов и таких направлений, которые действительно востребованы.

Я хочу пожелать нашим будущим профессионалам успешного поступления и обучения по избранным специальностям; а преподавателям вузов – сил и терпения, и, самое главное, не переставать учиться, чтобы учить других. 📖



13-16 СЕНТЯБРЯ

ГОД
ПЕТРА I
2022



XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОб. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU



ВИКТОР МАРТЫНОВ: «У НАС ВСЕ ТОЧНО»

В разгар поступлений в вузы «Нефтегазовая Вертикаль» поговорила о ситуации в отраслевом образовании с Виктором Мартыновым, ректором РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

НГВ: Сейчас разгар приемного сезона, и по составу и количеству абитуриентов вы, наверное, уже можете судить, каким спросом пользуются сейчас нефтегазовые специальности и профильное образование в целом?

В. Мартынов: Спрос на специалистов ТЭК характеризуется большой устойчивостью. Отрасль стабильна и успешна. Число работающих сохраняется приблизительно на одном и том же уровне, поэтому спрос на профессии

мы прогнозируем достаточно точно. А это, в свою очередь, отражается на структуре и общем количестве наших студентов. И проходной балл ЕГЭ по нашим специальностям год от года растет.

НГВ: *Вместе с интеллектуальным уровнем поступающих?*

В. Мартынов: По формальным показателям абитуриенты лучше с каждым годом. А вот как это соотносится с реальными знаниями – открытый вопрос. Во всяком случае, это отношение нелинейно. У общего среднего образования, как такового, сохраняются, на мой взгляд, большие проблемы.

В текущей ситуации повышать добычу, чтобы продавать нефть и газ на запад за «фантики», – не самый рациональный подход. Наоборот, вполне возможно, что по целому комплексу причин, в том числе и санкционных, мы будем несколько меньше добывать углеводородных ресурсов, оставляя у себя в стране большие объемы

В старших классах школьники ориентированы на изучение только тех предметов, по которым они будут сдавать ЕГЭ. Например, на специализацию «Разработка нефтяных и газовых месторождений» необходимы хорошие результаты ЕГЭ по математике, физике, русскому языку. Этим предметам старшеклассники и уделяют серьезное внимание, а химии – нет! Но без знания химии учиться в Губкинском университете невозможно. И не только тем, кто поступает на химико-технологический факультет.

На отсылках к школьному курсу химии, на знаниях, полученных в школе, строятся многие учебные курсы. Не лучше дело обстоит и с географией. Современный инженер, востребованный специалист – это человек широкого кругозора и серьезных, практически энциклопедических знаний. Поэтому пренебрегать предметами, не «идущими в зачет» по ЕГЭ, не стоит.

НГВ: *Ужесточение условий работы нефтяной и газовой промышленности в Российской Федерации не отпугнуло молодежь, определяющуюся со своей будущей специальностью?*

В. Мартынов: Если мы имеем в виду антироссийские санкции, то нет. Скорее я вижу обратное. Несмотря на то, что сегодня российский нефтегазовый сектор работает не в самых простых условиях, молодежь очень стремится получить образование по нашим специальностям. Почему так? Я объясняю это внутренними причинами. Думаю, не в последнюю очередь это связано с дальнейшим трудоустройством, с его надежностью.

По данным Министерства науки и высшего образования РФ о результатах прошлого выпуска, которые мы недавно получили, у наших трудоустроившихся выпускников самая высокая в стране заработная плата в первый же год работы. По университету в целом это 84 тысячи рублей в месяц, а у магистров 120 тысяч рублей в месяц. Согласитесь, по всем возможным критериям оплата труда у наших молодых специалистов уже с самого начала весьма и весьма достойная. Причем уровень трудоустройства по первому году у магистров – 100%, у специалистов-бакалавров – 96%. Я бы затруднился указать на какие-нибудь иные вузовские специализации со сравнимыми показателями.

НГВ: *Если уж ваши выпускники нарасхват прямо на выходе из вуза, может быть, стоит увеличить выпуск?*

В. Мартынов: Не думаю, что это хорошая идея. У нас все точно. Мы свою задачу видим не в том только, чтобы дать студентам хорошие профессии. Самая основная задача состоит в том, чтобы трудоустроить их по специальности. Мы видим, сколько специалистов требуется в год, и практически ровно столько мы и готовим, обеспечивая необходимый приток профессионалов в отрасль, но не избыточный. Готовить молодых людей, которые будут растерянно озираются, выйдя из наших аудиторий, не зная, куда им теперь идти, было бы неправильно и нечестно. Я бы даже сказал сильнее. Мы принципиально не выпускаем людей, что называется, «на свободный рынок труда». Это не наш принцип. Все жестко взаимосвязано – отрасль, отраслевые специалисты, наш университет.

Востребованность водорода нашей промышленностью неочевидна. Европейцы таких поставок от нас не ждут. Азии и Африке это тоже не особенно нужно. Будет сбыт – будем думать

Мы стараемся очень плотно работать с Советом профессиональных квалификаций. Все программы аккредитуются, в них постоянно вносятся изменения, чтобы учесть меняющиеся требования промышленности. Мы готовим профессионалов для конкретной отрасли и под конкретные предприятия.

Во многом это определяет наше принципиальное отличие от тех вузов, которые дают образование по специальностям, которые, может быть, и нужны в целом для экономики, но целевого расчета спроса на такого рода специалистов нет.

У нас достаточно много целевых студентов, как их называют – «целевиков», т. е. под заказ конкретного предприятия. Но даже если место нецелевое, то студент обя-

зательно проходит производственную практику в компании, на ее предприятии, на конкретном рабочем месте, где к моменту окончания университета его уже знают и могут оценить по достоинству. А поскольку мы даем хорошее образование, то и оценивают их высоко.

НГВ: *Куда сейчас больше всего идут, какие именно специальности пользуются самым высоким спросом?*

В. Мартынов: Тут у нас тоже все достаточно традиционно. В целом, все абитуриенты разбиваются на два магистральных потока.

Один поток – это разработка нефтяных и газовых месторождений, то есть все, что связано с добычей сырья и далее – с трубопроводным транспортом. Второй – химические технологии, то есть переработка добытого сырья. Как видите, логика обучения точно следует за логикой производства. Два эти направления и по количеству поступающих максимальны, и самые высокие баллы ЕГЭ тоже требуются именно на этих направлениях.

Геологоразведческие специальности в университете тоже есть, но здесь ситуация не столь стабильна. Но мы тщательно отслеживаем современную ситуацию. И поскольку сейчас разведка новых месторождений практически приостановлена, а проводятся либо доразведка, либо подсчет запасов, на эти специальности набор у нас небольшой. Иначе у выпускников возникнут проблемы с трудоустройством. Да и зарплаты в геологоразведке пониже, так что спрос у поступающих тоже не самый высокий.

НГВ: *Отечественные компании пока не сообщают вам о своих планах повысить добычу и расширить разведку?*

В. Мартынов: Планы у каждой компании должны быть заготовлены на самые разные сценарии. Но давайте посмотрим на ситуацию «открытыми глазами». Думаю, в текущей ситуации повышать добычу, чтобы продавать нефть и газ на Запад за «фантики», – не самый рациональный подход. Наоборот, вполне возможно, что по целому комплексу причин, в том числе и санкционных, мы будем несколько меньше добывать углеводородных ресурсов, оставляя у себя в стране большие объемы. Но геологоразведку, соглашусь с вами, вести надо, открывать новые месторождения и ставить их на баланс. Это реальный ресурс, который всегда можно монетизировать.

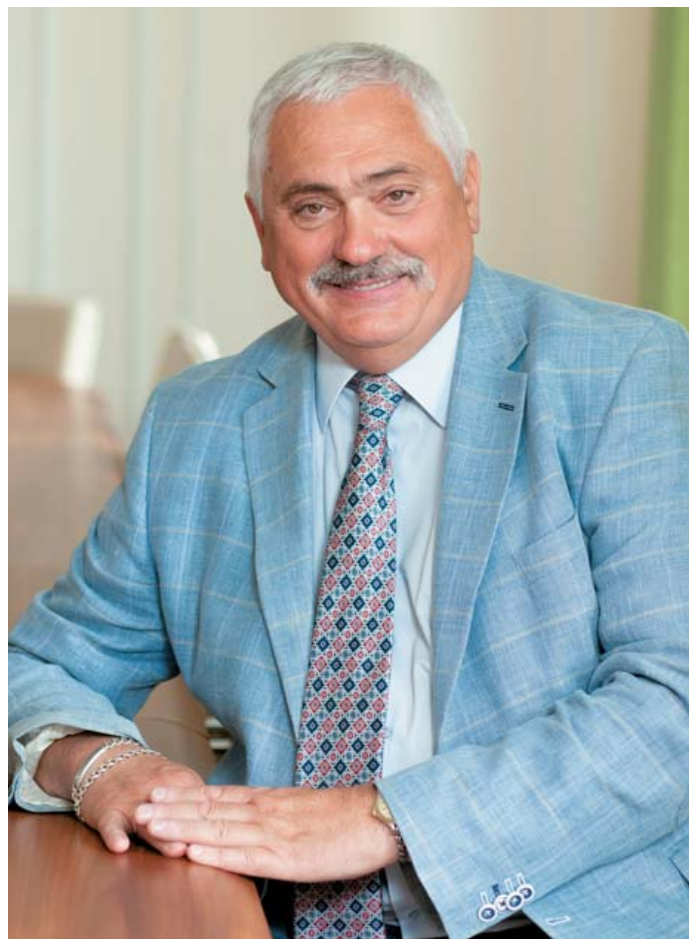
НГВ: *Специалистов по ТРИЗ вы готовите на отдельных курсах или кафедрах?*

В. Мартынов: Ну что вы, конечно, нет. В России практически все запасы сейчас трудноизвлекаемые. Давно прошла эра легкой нефти, которую добывали с глубины несколько сот метров, и, кстати, картинки устремляющихся в небо факелов тоже неактуальны. Ко-

нечно, это была мечта... Терригенные коллекторы с высокой пористостью, высокой проницаемостью... Ничего особенного и делать было не нужно. Ни в одной провинции, практически ни на одном месторождении ничего этого уже нет. С каждым годом мы уходим на все более

Пробурить в земле отверстие и получить фонтан – дело нехитрое, но ушедшее в далекое прошлое. Возможно, для многих это прозвучит странно, но по сложности мы постепенно приближаемся к стандартам освоения планетарного космоса

значительные глубины. Требуется больше горизонтальных скважин. Все чаще производятся гидроразрывы пласта. И вдобавок ко всему, вся эта работа все дальше сдвигается на Крайний Север. Или, в другом сценарии, нам принадлежат уже выработанные месторождения, с высокой обводненностью. Это тоже трудноизвлекаемые запасы, технологически недоступные или совершенно нерентабельные еще вчера, но уже востребованные, если не сегодня, то завтра. Всему этому мы и учим. Так что готовить своих студентов нам приходится ко все бо-



лее сложным вещам. Пробурить в земле отверстие и получить фонтан – дело нехитрое, но ушедшее в далекое прошлое. Возможно, для многих это прозвучит странно, но по сложности мы постепенно приближаемся к стандартам освоения планетарного космоса.

НГВ: А что вы скажете про новые «всепланетные» веяния – я имею в виду ВИЭ, водородная энергетика?

В. Мартынов: Вузы, где создана кафедра возобновляемой энергетики, можно пересчитать по пальцам одной руки.

Мы занимаемся этим вопросом достаточно давно, уже шестой год работаем по направлениям ВИЭ на базовой кафедре совместно с компанией ЛУКОЙЛ. У них в хозяйстве есть и гидро-, и ветровые, и солнечные электростанции.

Востребована ВИЭ в основном там, куда невыгодно тянуть магистральные сети. Зачем ставить в глухой тайге опоры ЛЭП, тянуть линии, которые надо еще и обслуживать, если можно обойтись ветряками или солнечными батареями? Мы исходим из идеи, что, чем препятствовать, лучше возглавить.

У нас есть магистерская программа ВИЭ, специалистов мы выпускаем. Они умеют считать и понимают, что там, где сила воды, ветра и света позволяют избежать непомерных расходов горючего, они полезны

Наука в обществе все-таки – авторитет. За ней не только знания. И уж совсем не апломб, а мудрость природы. У нас есть магистерская программа ВИЭ, специалистов мы выпускаем. Они умеют считать и понимают, что там, где сила воды, ветра и света позволяют избежать непомерных расходов горючего, они полезны.

Что касается водорода... В прошлом году мы довольно интенсивно занимались водородной энергетикой. Прочитали своим студентам большой курс, куда вошли все вопросы – получение, транспортировка, использование.

Но сейчас интерес снизился. Все-таки во многом это хайп. Зачем нам в чистом виде добывать водород, когда у нас в больших количествах есть метан? В чистом виде поставлять водород отсюда в Европу тоже не очень реально.

В принципе, водород производится у нас на любом НПЗ. Вопрос в сбыте. Востребованность водорода нашей промышленностью неочевидна. Европейцы таких поставок от нас не ждут. Азии и Африке это тоже не особенно нужно. Будет сбыт – будем думать.

Так что мы курс построили, обкатали, «положили в портфель».

НГВ: Получается, вы хайповые тенденции отслеживаете, учебные курсы готовите, и как только возникает спрос – если он возникает, – запускаете по ним обучение. Одно время на слуху были слова «бионефть», «биогаз», на них вы тоже, надо думать, отреагировали?

В. Мартынов: Если держаться органической теории происхождения нефти, то она вся – «био». Только это продукт длительного вызревания, а нам предлагают ускорить процесс. Для нашей страны я большого смысла в этом не вижу, поскольку у нас есть нефть натуральная.

Мы можем, конечно, из органических материалов получать биотопливо. За этим мы следим и у себя в университете такие направления разрабатываем. Это прежде всего полезно для утилизации органических отходов. Но их надо собирать, сортировать, это отдельный вопрос, которым кто-то должен заниматься.

С биогазом еще проще – можно у каждого коровника собирать навоз, определенным образом перерабатывать и получать газ биологического происхождения, но низконапорный и в малых объемах. И все это только для того, чтобы ферма отапливалась собственным продуктом? Но себестоимость обычного газа у нас ниже, чем стоимость биогаза, который мы таким образом получим.

А что такое биодизель? Это просто рапсовое масло, кроме того, можно использовать другие масличные культуры. Но если мы больше сеем такого рода культуры под получение биотоплива, то, соответственно, какие-то другие культуры, в первую очередь, продовольственные, мы сеем меньше. В сегодняшней ситуации я бы сказал, продовольствие значительно нужнее, чем биодизель.

Биоэтанол, который идет как 20%-ная добавка к бензину, улучшая его экологическое качество, по прямому происхождению – этиловый спирт. И где мы будем брать этил? Допустим, в Бразилии с этим все в порядке, там растет сахарный тростник. У нас сложнее.

Всегда возникает проблема целесообразности, тем более что чисто экологические выгоды при этом довольно сомнительные.

Мы изучаем все новые направления, более того, многие разрабатываем сами – все-таки мы научно-исследовательский университет, и создание продуктов, дружественных окружающей среде, входит в сферу наших интересов. Но эффективность от введения должна превышать затраты.

НГВ: В общем, по большому счету, изучая самые разные альтернативы, вы храните верность нефтегазовой промышленности, имея на то серьезные научные основания.

В. Мартынов: Совершенно верно. История показала, что у России есть три опоры: армия, флот и нефтегазовая промышленность. И сегодня все три нужны как никогда. 📌



13–16 СЕНТЯБРЯ 2022

Санкт-Петербург

КВЦ «Экспофорум», павильон Н

OMR

**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО СУДОСТРОЕНИЮ И РАЗРАБОТКЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА**

СУДОСТРОЕНИЕ ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ ШЕЛЬФ



При поддержке:



**МИНПРОМТОРГ
РОССИИ**



**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКАЯ
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА**

www.omr-russia.ru

Организатор:



ЛУЧШИЕ ОТРАСЛЕВЫЕ КОММУНИКАЦИИ И НЕТВОРКИНГ



НИКОЛАЙ ВАЛУЕВ: «РОССИЯ ПРОДОЛЖИТ СОБЛЮДАТЬ ВСЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СОГЛАШЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ»

Казалось бы, сегодня проблемы экологии и климата отодвинулись на второй план. Но это не совсем так. В этом уверил «Нефтегазовую Вертикаль» Николай Валуйев, первый заместитель председателя Комитета Государственной думы РФ по туризму и развитию туристической инфраструктуры, председатель Общественного совета АНО Центр содействия природоохранным инициативам «Экология», глава Экспертного совета по особо охраняемым природным территориям при Минприроды РФ.

НГВ: *Вы возглавляете экспертный совет при Минприроде. Чем занимается совет в настоящее время?*

Н. Валуев: Перед экспертным советом по особо охраняемым природным территориям (ООПТ) при Минприроды РФ стоит большое количество задач. Нормативно-правовая база ООПТ и управление требуют совершенствования. Необходимо создать условия для вовлеченности общественности и компетентного круга экспертов для решения вопросов. Это увеличение сети федеральных ООПТ, борьба с пожарами на территории заповедников, развитие рекреационной деятельности, формирование инфраструктуры для экологического туризма, внедрение в природоохранную работу цифровых технологий, повышение информированности населения о деятельности заповедников.

НГВ: *В последнее время возникает ощущение, что в актуальных условиях вопросы экологии отодвигаются на второй план? Так ли это?*

Н. Валуев: Я не думаю, что вопросы экологии в новых условиях ушли на второй план. Да, говорить о защите окружающей среды не совсем актуально в реалиях специальной военной операции и сжимающегося вокруг России санкционного кольца. Но хочу заметить, что руководство страны заявило о том, что РФ продолжит соблюдать все международные соглашения, в том числе и экологические. Формируется четкий вектор для обсуждения – экология в новых внешнеполитических и экономических условиях. Для нас приоритетным стало обсуждение импортозамещения в сфере защиты окружающей среды, национальные природоохранные стандарты.

НГВ: *Можно ли сказать, что сегодня «экология» – это своеобразный продающий маркетинговый концепт?*

Н. Валуев: Вопрос довольно неоднозначный. Как можно заметить, ежегодно форум «Экология» собирает более 1000 участников, для которых защита окружающей среды совершенно не вопрос престижа. На мероприятии выступают эксперты, искренне заинтересованные в экологической проблематике.

В то же время существует проблема гринвошинга, которую АНО ЦСПИ «Экология» в этом году также предложила для обсуждения. Мнимый зеленый пиар, когда производитель намеренно ставит маркировку «эко» на свою продукцию, наносит вред тем проектам, которые на самом деле озабочены вопросами защиты окружающей среды. В ходе дискуссии на форуме с целью борьбы с таким маркетингом были озвучены интересные инициативы, которые будут отражены в нормативно-правовой базе РФ.

НГВ: *Какие бы Вы отметили значимые меры, которые принимаются сегодня в отношении процесса по углеродной нейтральности?*

Н. Валуев: В России поставили цель добиться углеродной нейтральности к 2060 году. Эта стратегия была утверждена Правительством РФ. На данный момент среди наиболее актуальных мер можно выделить стимулирование использования бизнесом безуглеродных и низкоуглеродных технологий, государственные программы по газификации регионов РФ, внедрение технологий по сбору и закачке CO₂. Также правительство страны продолжит поддерживать исследования в области климатического мониторинга.

НГВ: *Исходя из мировой практики, пока многие решения по утилизации парниковых газов и CO₂ не эффективны, в том числе и при производстве топлива для энергоперехода – водорода, аммиака. Реально ли достичь углеродной нейтральности в установленные сроки в условиях меняющегося глобального топливно-энергетического баланса, учитывая, что ряд стран опять возвращаются, к примеру, к угольной генерации?*

Н. Валуев: Не могу отвечать за Запад, но мы от своих целей не отказываемся. Возможно, полный отказ от традиционных энергоносителей и переоценен, но никто не отменял возможностей наших лесов по поглощению углерода.

НГВ: *Как Вы оцениваете формирование Лесного фонда России, который мог бы полностью поглощать выбросы CO₂? Что делается для того, чтобы снизить экспортную вырубку леса и ежегодные пожары в Сибири?*

Н. Валуев: В рамках форума в этом году прошла рабочая сессия, посвященная роли лесов в климатической политике и потенциалу развития лесного фонда. На ней спикеры обсудили ключевые вопросы отрасли, в том числе работу по снижению экспортной вырубки. Сегодня в ряде регионов России функционируют питомники, где выращиваются сеянцы лесных деревьев. Нацпроектом «Экология» запланировано, что к 2024 году регионы достигнут показателя выбытия и восстановления в соотношении 100%.

От себя могу заметить, что в области пожаров обстановка в России действительно сложная. Хозяйства с помощью специальных методик, в том числе и спутниковых, могут довольно быстро обнаружить очаг возгорания. Однако добраться в нужную точку бывает сложно из-за непроходимых условий. Мы делаем все возможное, чтобы свести к минимуму пожары, обусловленные антропогенными факторами.

НГВ: *Каким образом может сегодня развиваться зеленое финансирование в стране, в условиях недостаточности инвестиционной базы, санкционного давления на банки и на компании, сложной рыночной конъюнктуры, повышающую себестоимость производства углеводородов?*



Н. Валуев: Формат «зеленого» финансирования для России достаточно новый. При разработке национальной модели учитывался опыт зарубежных стран. В непростых геополитических и экономических условиях, которые формируются вокруг России, сами ESG-инвестиции столкнулись с рядом проблем, связанных с выходом на международные биржи и рынок.

В этом году организаторы форума «Экология» предусмотрели специальную рабочую сессию, посвященную вопросам зеленого финансирования. Эксперты рассмотрели главные вопросы привлечения инвестиций в природоохранные проекты. Да, инвестиции и финансирование определенно столкнутся с рядом проблем, связанных непосредственно с участием зарубежных компаний и лиц в российских проектах. Однако на данный момент усилия всех ветвей власти направлены на формирование национальной нормативно-правовой базы, привлечение внутренних вложений в национальные и частные проекты. Финансирование природоохранных инициатив будет продолжаться, несмотря на то, что часть из них пришлось отложить на время.

НГВ: *Какое финансирование предусмотрено для национальных экологических проектов в 2022 году? Нет ли планов по сокращению финансирования, урезанию бюджета в актуальных условиях?*

Н. Валуев: По итогам первых пяти месяцев 2022 года нацпроект «Экология» поднялся на четыре позиции вверх. Первый квартал для проекта был сложным, в ответ на что вице-премьер Виктория Абрамченко ввела режим «ручного управления». В 2022 году на финансирование было выделено 127,7 млрд рублей. И уже к 1 июня на успешную реализацию инициатив направлено 22,8% – 29,1 млрд рублей.



В рамках национального проекта есть несколько направлений для бюджетирования: «Чистая страна» получила 16,8 млрд из 39,1 млрд запланированных; «Сохранение биологического разнообразия и развитие экологического туризма» – 0,7 млрд из 1,1 млрд; «Чистый воздух» – 1,4 млрд из 11,7 млрд; «Комплексная система обращения с твердыми коммунальными отходами» – 1,4 млрд из 8,8 млрд; «Сохранение лесов» – 2,6 млрд из 5,3 млрд; «Сохранение уникальных водных объектов» – 1 млрд из 2,9 млрд; «Оздоровление Волги» – 4,2 млрд из 24,2 млрд; «Сохранение озера Байкал» – 1,4 млрд из 8,8 млрд.

Не раз подчеркивал, что в условиях трансформации мирового порядка Россия столкнулась с невероятным давлением. Мы были вынуждены отложить реализацию части экологических законопроектов. Но их исполнение не отменяется.

НГВ: Какие инициативы внедряются в Госдуме по направлению «экологический туризм»? Есть ли среди регионов по развитию экологического туризма локации, где разрабатываются углеводородные месторождения, наложено производство нефтепродуктов, функционирует транспортная инфраструктура для транзита углеводородов?

Н. Валуев: Прежде всего нужно внедрить понятийный аппарат и дать четкое определение экологическому туриз-

му. Сейчас в Госдуме рассматривается законопроект об экотуризме, который позволит сформировать базу для его развития и вписать его в нормативно-правовое поле.

Экологический туризм предполагает туризм на территории ООПТ. На землях ООПТ перечисленные работы ведутся в крайне редких случаях и под строгим контролем.

НГВ: Какие меры необходимо вводить для повышения экологической безопасности для мест добычи, переработки и транспортировки углеводородов?

Н. Валуев: Самое главное, что нужно сделать – обеспечить обновление инфраструктуры в соответствии с НДТ, потому что нефтеразливы происходят именно из-за ее изношенности. Также важно минимизировать человеческий фактор, активно внедрять постоянный экомониторинг и цифровые технологии.

НГВ: Как Вы оцениваете сегодня экологическую ответственность бизнеса в ТЭК?

Н. Валуев: Многие компании, которые работают в этой сфере, уделяют внимание тому, чтобы не наносить своей деятельностью вред окружающей среде.

С точки зрения законодательства происходит ужесточение. Например, в прошлом году были увеличены штрафы за непредоставление сведений о нефтеразливах. 

ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2022

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ,
ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ, РАЗВИТИЕ



28–30 сентября 2022 года
Бизнес-Центр «Столица», Южно-Сахалинск

sakhalinoilandgas.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



**ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ**



ГАЗ БЕЗ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ: ЕС ЖДЕТ НОВЫЙ СПГ, НО НИЧЕГО НЕ ОБЕЩАЕТ

АЛЕКСАНДР СОБКО

Независимый эксперт

Новый американский СПГ остается практически единственной возможностью для Европы относительно быстро, в течение пяти лет, частично заменить российские трубопроводные поставки. Но пока в строительстве новых заводов по сжижению в США наблюдается умеренная активность. Среди причин – неготовность ЕС менять свои модели ценообразования и выросшие внутриамериканские цены на природный газ.

Строительство новых заводов по производству СПГ в США – популярная тема для обсуждения, ставшая еще актуальней после объявленных планов по отказу Евросоюза от российского газа, заменить который можно только газом сжиженным. При этом будущие объемы СПГ из новых строящихся сейчас в мире производств гласно или негласно уже расписаны между будущими покупателями. Поэтому, чтобы заместить российский газ,

Евросоюзу нужен новый, «внеплановый» СПГ. Получить его можно только из США, где увеличение объемов сланцевой добычи позволяет гибко и относительно оперативно найти сырье для последующего сжижения. Проблема, однако, в том, что СПГ из США и ранее рассматривался как источник нового предложения на рынке. То есть, новых реализованных проектов в США для замещения российских поставок должно быть даже больше, чем ожида-

лось ранее. На этом фоне решение пока принято только по одному новому заводу. Подробности – ниже.

Что есть и что будет

В конце предыдущего года США догнали Катар и Австралию по объемам производства СПГ и даже вырвались вперед. Сейчас США экспортируют около 120 млрд м³ в год в пересчете на газообразное топливо. (В скобках отметим, что после аварии в июне на Freeport LNG указанный объем экспорта временно сократился на 17%). Хотя мощность заводов часто выражается в миллионах тонн в год, здесь мы оперируем миллиардами кубометров, так как это удобно для сравнения с потребностями газового рынка. Кроме того, сейчас уже несколько американских заводов вышли на мощности выше проектных, поэтому простое сложение данных по проектным мощностям может искажать картину. Справочно: 1 млн тонн СПГ соответствует 1,36 млрд м³ газа.

Итак, США – лидер рынка, но основная часть производств, строившихся в последние годы уже сдана (см. рис. 1).

Сейчас постепенно достраивается и сдается завод Calcasieu Pass LNG. Это нетипичное предприятие, состоящее из 18 среднетоннажных производств. Половина блоков уже работает, а вторая половина сдается в течение первой половины 2022 года. Таким образом, к концу лета мы увидим еще небольшое увеличение объемов производства, а после чего – паузу в росте мощностей еще как минимум на один год. Только в 2024 году полностью будет сдан последний крупный строящийся завод предыдущей волны – Golden Pass LNG, совместное предприятие ExxonMobil и Qatar Petroleum, общей мощностью 21 млрд м³ в год. Три линии будут сдаваться поэтапно, завершение строитель-

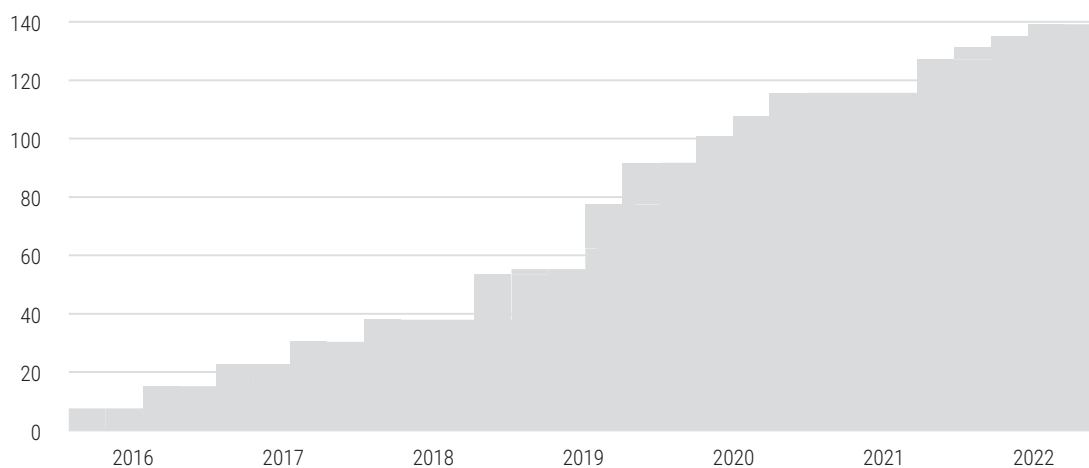
ства первой линии ожидается в 2023 году, остальных – в 2024. На этом предыдущий блок заводов заканчивается. Что дальше? В любом случае, даже если новые решения будут оперативно приняты именно сейчас, то в строй новые заводы войдут в лучшем случае через четыре года, а скорее – чуть позже.

Разговоров о новых проектах идет очень много. Но по факту сейчас принято окончательное инвестиционное решение (ОИР или FID, final investment decision [1], оно и запускает физическое строительство) только об единственном заводе – это первая фаза проекта Plaquemines LNG компании Venture Global (той самой, что сейчас достраивает Calcasieu Pass LNG). Уже к концу года ожидается FID и по второй фазе. Суммарная мощность – 27 млрд м³ (20 млн тонн СПГ), из них на первую фазу придется 16 млрд (12 млн тонн). Это также среднетоннажное производство, поэтому ожидается, что оно будет построено относительно быстро, по плану первая фаза войдут в строй уже в 2024 году, но это максимально оптимистичный сценарий.

Henry Hub и TTF: как скрестить ужа с ежом

Почему дело движется небыстро? Принятие ОИР напрямую связано с заключением долгосрочных контрактов на основную часть объемов будущего производства СПГ. Это необходимо для гарантий выплат по кредитам, на которые и будут строиться мощности по сжижению. В конце 2021 года Китай заключил значительное число долгосрочных контрактов на поставку СПГ, на 30 млн тонн в год, часть из них было именно с американскими проектами, несмотря на известные риски в долгосрочных отношениях двух стран. Сами американские СПГ-проекты, кстати, также заключили договоры на примерно тот же объем.

Рис. 1. Динамика роста экспортных мощностей (пиковые значения) по сжижению газа в США, млрд м³ в год



Источник: EIA, с изменениями

Однако мы в минимальной степени видим новые контракты с европейскими покупателями. К примеру, для упомянутой первой фазы Plaquemines LNG есть договоры с китайскими CNOOC и Sinopec, польской PGNiG, а также EDF и Shell. Но покупка газа европейской компанией далеко не всегда гарантирует поставку в ЕС, мы обсудим это ниже.

В любом случае новых договоренностей с ЕС пока недостаточно. Почему так происходит? Во-первых, долгосрочный контракт подразумевает поставки в течение 20 лет. За это время ЕС планирует снизить потребление природного газа. В контексте российских поставок все складывалось удачно – долгосрочные контракты постепенно истекали. Но если сейчас переключаться на американский СПГ – придется связывать себя с нуля долгосрочным контрактом. Вторая проблема – это механизм ценообразования на американский СПГ. В большинстве случаев контракты заключаются с ценовой привязкой к внутренним ценам на газ в США (Henry Hub). В Европе же топливо продается по цене европейской биржи (в частности, TTF). Сейчас на фоне рекордных биржевых цен первичные покупатели американского СПГ получают прибыль, перепродавая газ в Европу по биржевым ценам. Но на двадцатилетнем интервале ситуация может и развернуться (полная стоимость американского СПГ окажется выше биржевых цен в ЕС), так уже бывало и ранее. Кто возьмет на себя этот ценовой риск?

В том числе и поэтому покупателями первой волны СПГ из США часто оказывались трейдеры, такие как Shell или BP. У них достаточно возможностей взять на себя эти ценовые риски. Поэтому наличие среди покупателей компаний с европейской пропиской, если это не классический поставщик газа на внутренний рынок – не гарантия, что этот газ придет в Европу. Соответственно и значительные объемы американского СПГ, идущие в Европу сейчас, – это всего лишь результат перераспределения поставок в рамках всего глобального предложения СПГ с учетом высокой доли СПГ-трейдеров среди покупателей американского СПГ. Они же получают и прибыль от разницы цен. Примером импорта «для себя» могут служить контракты с польской PGNiG, хотя и эти объемы теоретически могут быть перепроданы.

Кто бы ни заключал договоры, главное противопоставление различий в ценообразовании никуда не делось. Фактически, Европе нужно создавать механизм, компенсирующий импортерам американского СПГ убытки в случае разницы в цене реализации в Европе и цене закупки в США.

25 марта было подписано Соглашение об европейской энергобезопасности между США и ЕС [2].

Оно содержит несколько конкретных цифр и аспектов. Во-первых, США постараются увеличить поставки СПГ в 2022 году на 15 млрд м³ поставок на текущий год.

Вероятно, эта цифра взялась от ожидаемого роста объема мощностей по сжижению, но смысла в ней немного. За счет того, что основная часть СПГ из США идет сейчас в Европу, американские поставки в 2022 году превысят поставки 2021 года в любом случае.

Вторая, более осмысленная цифра – это ожидаемые 50 млрд нового СПГ к 2030 году. Но все без гарантий. В-третьих, и главное, в документе прямо сказано, что ценообразование на американский СПГ должно отражать цены на газ в США (Henry Hub). Но, повторимся, пока нет механизмов, как этот подход будет сочетаться с биржевыми ценами на газ в ЕС.

Европе нужно создавать механизм, компенсирующий импортерам американского СПГ убытки в случае разницы в цене реализации в Европе и цене закупки в США

А уже 14 июня в совместном заявлении [3] Eurogas и американское объединение производителей СПГ практически «бьют в набат» о том, что ничего толком не делается, необходимы соответствующие меры поддержки. А для того чтобы в 2030 году были новые поставки, уже в 2023 нужно заключить соответствующие контракты.

Возможны варианты

Впрочем, сейчас уже появляются варианты для покупателей американского СПГ не зависеть от внутренних цен на газ в США. Заключаются и контракты непосредственно с привязкой к глобальной цене на газ, правда к цене JKM, ценовому индикатору азиатского спотового рынка (хотя к примеру, именно сейчас биржевые цены на газ в Европе даже выше, чем котировки JKM). Это означает, что ценовой риск между себестоимостью американского СПГ и ценой реализации на глобальном рынке берет на себя сам производитель СПГ. Зачем ему это? Чтобы получить конкурентное преимущество перед другими производителями. Поэтому такие контракты подписываются, если этот риск нивелируется наличием у владельца СПГ-завода собственной добычи газа (в большинстве случаев на заводы по сжижению газ поступает «с рынка»).

Именно этим отличается проект Driftwood LNG компании Tellurian. Компания действительно заключила договора с ценовой привязкой к азиатскому индексу спотового рынка. Но особенностью бизнес-модели Tellurian является наличие собственной добычи газа на месторождении Haynesville. Впрочем, пока ОИР по этому проекту так и не принято, хотя мы уже не первый год слышим о планах скоро начать стройку.

Так или иначе, до недавнего времени это была нетипичная ситуация. Но появляется еще одна особенность новой волны американского СПГ, если эта волна действительно состоится. Компании, занимавшиеся в США исключительно газодобычей, планируют идти в сектор СПГ. Причины понятны. Газодобытчики получают сейчас хорошую прибыль, когда стоимость реализации газа оказывается в три раза выше себестоимости. Правда, частично, эти сверхдоходы оказались недополучены из-за неудачного хеджирования. Сверхвысокие цены на газ заставляют задумываться о вертикальной интеграции с тем, чтобы меньше зависеть от колебаний внутренних цен. К примеру, компания Chesapeake Energy, пионер сланцевой добычи газа, которому тем не менее пришлось пройти процедуру банкротства, при текущих ценах вновь себя чувствует настолько уверенно, что недавно объявила [4] о поиске консультанта для выхода на рынок СПГ.

Значительные объемы американского СПГ, идущие в Европу сейчас, – это всего лишь результат перераспределения поставок в рамках всего глобального предложения СПГ с учетом высокой доли СПГ-трейдеров среди покупателей американского СПГ

EQT, крупнейший газодобытчик США, также ранее заявлял [5] о подобных планах. Такой же подход [6] хотят осуществить Coterra Energy и Devon Energy.

Следует отметить, что, строго говоря, для получения похожих условий газодобытчики могли бы пойти и другим путем – заключать такие контракты на поставку своего газа для сжижения, где цена поставляемого газа зависит от цены СПГ на глобальном рынке. Такие договоры также заключались, но все же скорее это разовые экспериментальные решения, массовости в таком подходе еще нет.

Главный вопрос – цена

Какой же будет себестоимость нового американского СПГ? Здесь и далее мы будем считать в долларах за миллион БТЕ (британские тепловые единицы). Для перевода в привычные доллары за тысячу кубометров нужно умножить на 35,8 (хотя строго говоря, точный коэффициент зависит от калорийности газа).

Себестоимость СПГ из США складывается из следующих компонент: во-первых, внутренняя стоимость газ в США. Еще недавно стандартной ценой считались \$3/млн БТЕ, но в последнее время котировки выросли до \$9.

Второе – фиксированная стоимость сжижения, отражающая стоимость строительства завода. Для заводов

первой волны капитальные затраты составляли около \$700-1000 за тонну мощности, в зависимости от того, строился ли завод как greenfield или на основе бывшего терминала по приему СПГ, что позволяло сэкономить на хранилищах СПГ и прочей портовой инфраструктуре.

С развитием рынка ожидалось, что капитальные затраты снизятся еще больше, до \$500 за тонну мощности даже для greenfield-проектов. Однако инфляция и рост цен на сталь внесла свои коррективы. Проекты, которые могли стоить \$500 капитальных затрат за тонну, будут стоить \$1000, в основном из-за роста цен на сталь, говорят [7] участники рынка.

Ранее капитальные затраты транслировались в стоимость сжижения в \$2-3,5 за млн БТЕ. Ожидалось, что эта цена в новой волне проектов снизится до \$2 и даже ниже, но теперь вероятно она останется на прежнем уровне.

Кроме того, есть операционные затраты на сжижение, во многом это энергетические затраты. Они зависят от газовых котировок и составляют 10-15% от стоимости сжижаемого топлива.

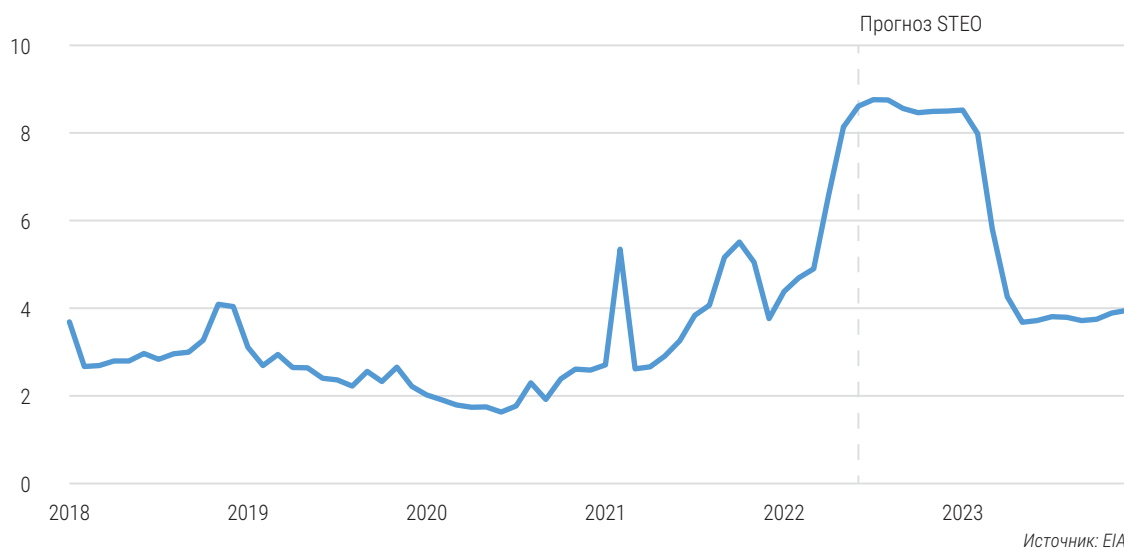
Наконец, транспортные расходы, которые можно грубо оценить в \$1-1,5 за млн БТЕ для поставок в Европу в условиях «стандартных» цен на фрахт газовозов.

Таким образом, ранее в стабильных условиях полная стоимость американского СПГ в Европе составляла в среднем 3 (газ) + 3 (фикс. сжижение) + 3*0,15 (операционные, сжижение) + 1,5 (транспорт) = \$7,95 за млн БТЕ или около \$280 за тысячу м³. Сейчас можно ожидать, что стоимость строительства останется примерно прежней или незначительно вырастет: оптимизация и экономия на масштабах компенсируется инфляционными процессами.

Таким образом, наибольшей неопределенностью становятся внутренние цены на газ в США. Напомним, что стандартные цены в США, обеспечивавшие еще недавно приемлемую рентабельность добычи составляют около \$3 за млн БТЕ. Сейчас же цены выросли в три раза до уровня в \$9. В таком случае полная стоимость СПГ в Европе составит \$530 за тысячу кубометров. Правда, после аварии на Freeport LNG, котировки снизились до \$7, но это еще больше укрепило во мнении противников строительства новых СПГ-производств: ведь это падение цен еще раз доказало, что рост цен обусловлен дополнительным спросом из-за новых заводов СПГ. Низкие же внутренние цены на газ нужны американской промышленности.

Да, понятно, что добыча сейчас просто не успевает за спросом и со временем баланс, вероятно, будет найден. Тут трудности две. Во-первых, нужно больше бурить. Но это сейчас не всегда имеет смысл из-за дефицита трубопроводных мощностей, которые нужно достроить. Не случайно, активнее всего развивается добыча на месторождении Haynesville, далеко не самом

Рис. 2. Динамика цен на газ в США, Henry Hub (исторические данные и прогноз), долл./млн БТЕ



рентабельном с точки зрения себестоимости добычи, но зато расположенном ближе всего к основным заводам по производству СПГ. Так или иначе, Минэнерго США предполагает (см. рис. 2), что к 2023 году цены вернуться к норме.

Тем не менее эта норма составит уже не \$3, а \$4 за млн БТЕ. Действительно, все сланцевые добытчики жалуются на рост себестоимости добычи на десятки процентов, в этих обстоятельствах логично предположить, что и равновесная цена уже будет выше трех, ближе к четырем долларам.

Но будущее неопределенно, а пока цены такие какие есть – высокие. И главное, есть отрицательная зависимость – чем больше новых заводов СПГ, тем выше внутренние цены на газ, а значит – тем выше полная себестоимость СПГ из США. Это смущает и потенциальных покупателей СПГ и потенциальных инвесторов в новые американские заводы.

В ожидании решений

Подытожим. Несмотря на все разговоры, пока по факту у нас есть единственный новый проект, по которому принято инвестирование – первая фаза Plaquemines LNG. Однако и у Европы есть понимание проблемы, принимаются и какие-то шаги, но пока на уровне заявлений. Евросоюз очевидно не хочет себя связывать новыми двадцатилетними обязательствами на закупку газа, к тому же по ценовым условиям, на которые он не может влиять. В самом деле, кто знает, какой будет цена Henry Hub даже через 10 лет, особенно если сланцевая революция все-таки «выдохнется». Правда, от поставок всегда можно отказаться – но для этого придется заплатить фиксированный «штраф», соответствующий постоянным затра-

там на сжижение: чтобы владельцы заводов в любом случае могли «отбить» свою стройку.

В свою очередь, текущие высокие цены на газ в США приводят к тому, в стране появляется и внутренняя оппозиция развитию СПГ-сегмента. Но компании, которые раньше занимались только газодобычей, хотят выходить на рынок СПГ: если такие проекты состоятся, то это внесет новизну в нынешнюю волну строительства американских заводов по сжижению. За рамками нашего рассмотрения остались вопросы экологического регулирования – возможные штрафные санкции за утечки метана при добыче сланцевого газа добавляют новые риски. Ведь в таком случае, стоимость газа в США, а значит и себестоимость американского СПГ, будет выше текущих ожиданий.

Список литературы

1. <https://www.nasdaq.com/articles/venture-global-to-decide-on-louisiana-plaquemines-lng-phase-2-by-year-end>
2. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_2041
3. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/061422-european-us-industry-groups-urge-supportive-policies-on-us-lng-supply-to-eu>
4. <https://www.nasdaq.com/articles/chesapeake-energy-aims-to-expand-push-into-lng-with-market-adviser>
5. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/042822-eqt-may-invest-in-us-lng-facility-as-upstream-producers-tap-international-markets>
6. <https://www.reuters.com/business/energy/coterra-devon-study-new-lng-opportunities-2022-05-03/>
7. <https://www.ft.com/content/6275bd39-0766-4b58-91ba-bc57f03c9d69>



РАЗМЫШЛЕНИЯ НА ТЕМУ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ В ТЭК И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ. ЧАСТЬ 2

АНДРЕЙ КОНОПЛЯНИК

Доктор экономических наук, профессор

Мы можем сформировать технологические цепочки отрасли полностью. Настало время для реформ. Рецепты и потенциал для их осуществления есть.

В первой части статьи была проанализирована политическая установка на отказ от российских энергоресурсов в ЕС и сомнительные цифры программы по ее реализации REPowerEU (Перезагрузки ЕС!), в частности по отказу от природного газа из России к 2027 г.; обоснованы основные санкционные развилки для энергетики России и Европы. Показано, что в западном публичном пространстве рассматриваются только два из трех возможных сценариев дальнейшего развития отношений ЕС с Россией: волевой отказ от российского газа (эмбарго потребителя), при котором цена решения вопроса не имеет значения, и экономическое замещение российского газа, при котором цена замещения все же имеет значение. Третий сценарий – восстановление сотрудничества РФ-ЕС в «новой реальности» и «новой нормальности», что возможно только после завершения СВО и на новых условиях – сегодня этот сценарий не рассматривается, на него просто отсутствует политический запрос. После завершения СВО политическая антироссийская пена неизбежно схлынет, станет происходить признание новых реалий, начнется эрозия санкций. Появятся (в теории) три опции действий России по преодолению санкций. В первой части статьи была рассмотрена опция 1, невозможная: возврат к старой нормальности в условиях деглобализации. Во второй части рассматриваются опции 2 (тактическая) и 3 (стратегическая).

Нескорый возврат к сотрудничеству с ЕС

Итак, возможен лишь переход к некоей новой нормальности, которая должна будет выстраиваться на принципиально другой базе взаимодействия с ныне «недружественными странами», в первую очередь с Европой. Нам необходимо стараться на основе прагматических решений и аргументов, используя понимание разумной части европейцев, что любое энергетическое решение для ЕС вне сотрудничества с Россией будет стоить много дороже и обернется ухудшением благосостояния населения стран ЕС, разорвать существующую политическую связь США и Европы для того, чтобы показать Европе, что только во взаимоотношении с Россией Европа может усилить, укрепить свои конкурентные позиции на мировом рынке. А опора на американские силы, включая всякие новые «планы Маршалла» для новой Европы, ведет к утрате Европой своих конкурентных позиций.

Ее просто убирают как самое слабое звено в глобальной конкуренции, и это целенаправленная политика США: вбить клин между Европой и Россией, в первую очередь между Россией и Германией. Как пишет/говорит Джордж Фридман, основатель частного разведывательного агентства «Стратфор», «конечная цель США заключается в строительстве «Междуморья» – территории между Балтийским и Черным морями, концепцию которого придумал еще Пилсудский. Для США первая цель – не допустить, чтобы немецкий капитал и немецкие технологии соединились с русскими при-

родными ресурсами и рабочей силой в непобедимую комбинацию. ... США работают над этим уже целый век. ... Козырь США, бьющий такую комбинацию, – линия разграничения между Прибалтикой и Черным морем... Россия и Германия, действуя вместе, становятся единственной силой, представляющей для США существенную угрозу» [40].

Для предотвращения этой угрозы в 2016 г. была запущена «Инициатива Трех Морей», организованная двенадцатью восточноевропейскими странами ЕС при поддержке США. Цель «Инициативы», которая по сути своей является содержательной правопреемницей «Междуморья» Пилсудского, – создать инфраструктурный «вертикальный» коридор «север-юг» на востоке ЕС, чтобы отсечь поставки российского газа в ЕС и заместить их поставками импортного (в первую очередь американского) СПГ. «Цена отсечения» российского газа в ЕС (что оптовая, что, тем более, у потребителя) ниже, чем СПГ США. Поэтому замещение более дешевого газа более дорогим ведет к увеличению энергетической составляющей в издержках производства продукции обрабатывающих отраслей ЕС и, в итоге, к ухудшению глобальной конкурентоспособности европейской продукции на мировых рынках. Что и требовалось доказать. Ничего личного. Только бизнес. Америка превыше всего.

Поэтому возврат к выстраиванию «новых» взаимоотношений с Европой может произойти (что, впрочем, не гарантировано – зависит от интенсивности и эффективности наших усилий в этом направлении) только в том случае, если мы сможем прагматически заинтересовать и показать, а лучше доказать ЕС, что новое выстраивание взаимоотношений с Россией ведет к росту благосостояния европейцев, в отличие от продолжения военно-политического сотрудничества ЕС с США, которое ведет к снижению благосостояния европейцев и к утрате Европой своих когда-то передовых позиций в никуда не девшейся глобальной конкуренции и к перемещению, таким образом, объединенной Европы на задворки глобального мира.

На мой взгляд, нам ни в коем случае нельзя «рвать» наши энергетические отношения с Европой со своей стороны. Хотя с той стороны к этому не только призывают, но и принимают соответствующие «программы действий» (правда, обреченные, на мой взгляд, на провал) недалекие политики – текущие руководители современного ЕС и его ключевых стран-членов (вновь вспоминается высказывание Черчилля о разнице между политиком и государственным деятелем: первый думает о следующих выборах, второй – о судьбе государства). А с нашей стороны призывы к «развороту на Восток» некоторые горячие головы интерпретируют именно как полный разрыв с Европой. Повторюсь еще раз: мы 50 лет выстраивали капиталоемкую инфраструктуру энергетической взаимозависимости с Европой не для того, чтобы на волне антироссийской истерии «с той стороны» (подогреваемой с другой стороны Атлантики, исходя из своекорыстных вышеуказанных интересов)

идти на риск «необоснованных/неоправданных инвестиционных решений» по отказу от выстроенной системы отношений и на списание, причем обеими сторонами, этой капиталоемкой инфраструктуры, которая делает обе стороны многомерно взаимозависимыми, а значит, обреченными на взаимовыгодное взаимодействие. Ибо если взаимодействие не является взаимовыгодным, то оно является неприемлемым для одной или другой стороны.

Таким образом, восстановление энергетического сотрудничества РФ-ЕС неизбежно должно будет произойти в «новой реальности» и «новой нормальности», но только после завершения СВО и на новых условиях.

Но тогда возникает вопрос: чем заместить в краткосрочном плане тот товарный импорт, которого нас Европа и США, то есть весь англосаксонский мир, лишают (см. таблицу 1 в первой части статьи)? По товарной номенклатуре, по критическим элементам в воспроизводственных цепочках, где мы оказались зависимы от импорта из Европы и США в силу того, что в свое время это казалось (и оказалось) быстрее и дешевле, чем выстраивать такие цепочки на основе собственных ресурсов (интеллектуальных, трудовых, материальных) и в рамках национальной юрисдикции.

Отсюда первый вариант замены (замещения) – опция 2.

Опция 2, возможная, но тактическая: замена англосаксонского импорта азиатским

Опция 2 – это замена импорта товаров и услуг с западных (англосаксонских) товарных и финансовых рынков на аналоги с азиатских товарных и финансовых рынков. Возможен ли такой вариант? Да. Но только, на мой взгляд, как временные точечные решения, но не как системное решение.

Во-первых, как правило, замена англосаксонского товарного импорта на азиатский может означать его удорожание при ухудшении качества. Азиатские товары могут быть хуже по качеству (хоть могут быть и дешевле по цене) англосаксонских аналогов, что в итоге ведет к удорожанию в пересчете на срок службы из-за сокращения межремонтных периодов и т.п. А финансы – впрямую дороже. Это показали результаты нашего исследования о влиянии антироссийских технологических и финансовых санкций США-ЕС после «Крымской весны» 2014 г. на освоение нефтегазового потенциала российского арктического шельфа. [41]

Пример-аналогия такого замещения (размена) из близкой мне газовой сферы: размен украинских транзитных рисков (украинский коридор) на турецкие (газопровод «Турецкий поток» и его сухопутное продолжение «Бал-

канский поток») при формировании южного полукольца современной радиально-кольцевой архитектуры российских газовых поставок в Европу. Это не полная ликвидация транзитных рисков, но их минимизация путем сохранения транзита, перевода его в другую, на тот момент более дружескую, юрисдикцию.

Однако политические отношения между странами редко бывают равными. Самый свежий пример «неровности» российско-турецких отношений: мы помним о резком их ухудшении (и на практике, и, особенно, в дипломатической риторике, вплоть до уровня первых лиц) после того, как 24 ноября 2015 г. в районе турецко-сирийской границы ракетой «воздух-воздух» с истребителя ВВС Турции был сбит Су-24 ВКС РФ и один из двух катапультировавшихся российских летчиков погиб во время приземления на парашюте в результате обстрела с земли антиправительственными вооруженными формированиями.

Скажу некорректно: такая «неровность» (с разным ее уровнем) объективно возможна во взаимоотношениях с любыми другими странами, в том числе и при «развороте на Восток» – с нашими текущими стратегическими союзниками и/или тактическими попутчиками в этой части Евразии. Сегодняшний Китай – это стратегический партнер России, но я помню китайскую культурную революцию и события на Даманском. Неочевидно позиционирование многих «третьих» государств в нынешних условиях антироссийских санкций, когда их естественное опасение попасть под ограничения в рамках своих собственных отношений с государствами-санкционерами в случае поддержки России, вынуждает их придерживаться сдержанной позиции, в том числе в отношении поставок нам подсанкционных товаров или организации иных путей помощи в обходе антироссийских санкций. Именно поэтому путь замены утрачиваемого англосаксонского импорта критически важных товаров на азиатские аналоги я рассматриваю лишь в качестве временной, неизбежно тактической меры, и лишь по точечным позициям критического импорта с целью недопущения остановки производственных цепочек, и только там, где есть реальная угроза такой остановки, и лишь на период до налаживания собственного производства этих элементов.

В этом смысле легализация параллельного импорта товаров (Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 19.04.2022 № 1532¹ [42]) является абсолютно правильным, но тактическим шагом, который может позволить заполнить временно опустевшие товарные ниши по разрешенному списку в связи с уходом ряда зарубежных компаний с российского рынка, хотя, очевидно, это приведет к повышению цен как в номинальном исчислении, так и в координатах «цена-каче-

1 Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 19.04.2022 № 1532 "Об утверждении перечня товаров (групп товаров), в отношении которых не применяются положения подпункта 6 статьи 1359 и статьи 1487 Гражданского кодекса Российской Федерации при условии введения указанных товаров (групп товаров) в оборот за пределами территории Российской Федерации правообладателями (патентообладателями), а также с их согласия". // «Российская газета», 06.05.2022 (<https://rg.ru/documents/2022/05/06/minpromtorg-prikaz1532-site-dok.html>)

ство». Документ исключает гражданско-правовую ответственность для случаев завоза продукции импортерами в обход официальных каналов дистрибуции.

Правила ВТО не запрещают параллельный импорт, а отдают этот вопрос на усмотрение национальных властей. Многие страны мира разрешают параллельный импорт, в частности, США (в стране действует так называемая доктрина первой продажи, согласно которой перепродажа оригинальных товаров не является нарушением), страны Евросоюза, Великобритания, Канада, Бразилия, Турция и другие. В Минпромторге подчеркивали, что перечень товаров для параллельного импорта будет корректироваться: он может как расширяться, так и сужаться в зависимости от решений иностранных компаний по работе в России. Предполагается, что актуализироваться список будет раз в квартал или два месяца [43]².

Разрешенный перечень товаров для параллельного импорта является лишь одним из элементов того, что Президент России Владимир Путин в своем выступлении на ПМЭФ-2022 отнес к вопросам «декриминализации целого ряда так называемых экономических составов». Он обратил внимание на вопросы «работы без лицензии или аккредитации» в более широком контексте. «Сейчас это очень тонкий вопрос из-за нелегитимного поведения наших западных партнеров, например, которые отказывают в предоставлении таких лицензий. В подобных случаях наши государст-

венные органы не должны, что называется, собственными руками подводить российский бизнес под статью, притом что реальной вины наших предпринимателей тут нет». И сослался на то, что сами предприниматели понимают, о чем речь. «Лицензия закончилась, партнеры западные не продлевают – ну что им делать? Сворачивать бизнес, что ли? Как бы не так, пусть работают. Надо, конечно, под контролем всё держать государства, но не мешать им работать» [44]³.

Тем не менее, подчеркну, я рассматриваю вышеизложенные меры в рамках опции 2 как возможные – и даже, возможно, эффективные – лишь на период до налаживания собственного производства попавших под санкции критически важных элементов производственных цепочек. Значит, остается третий вариант – это опора на собственные силы по критическим звеньям (товарным позициям) ключевых производственных цепочек.

Опция 3, необходимая стратегическая: опора на собственные силы в условиях деглобализации

Основной путь, то есть системное решение, на мой взгляд, – это опора на собственные силы в условиях деглобализации по критическим, утраченным в результате санкций, звеньям ключевых производственных цепочек (см. рисунок 4) как для существующих, но пока

Рисунок 4. Варианты поведения в ответ на антироссийские санкции в ТЭК



Источник: А. Конопляник

² М. Загайнов, Ю. Зубко, О. Капранов, А. Полухин. Параллельный импорт товаров легализован. // «Российская газета», 10.05.2022 (<https://rg.ru/2022/05/10/parallelny-import-tovarov-legalizovan.html>)
³ Стенограмма: О чем рассказал Владимир Путин на пленарном заседании ПМЭФ-2022. // «Российская газета», 17.06.2022 (<https://rg.ru/2022/06/17/stenogramma-o-chem-rasskazal-vladimir-putin-na-plenarnom-zasedanii-pmef-2022.html>)

нерентабельных, так и для отсутствующих производств. Эти звенья выпали как вследствие ухода из России западных компаний-акционеров в российский ТЭК (как, например, в сфере крупнотоннажного СПГ) после начала СВО, так и вследствие того, что теперь в Россию запрещен экспорт соответствующих видов оборудования, держателями которого и/или носителями ноу-хау по которому являлись ушедшие из России и/или действующие на мировом рынке за пределами России иные западные компании.

Значит, в первую очередь нужно провести ревизию тех утраченных в результате англосаксонского исхода ключевых звеньев производственных цепочек (пишу об энергетике, но сказанное относится ко всем затронутым санкциями отраслям за ее пределами), которые незамещаемы сегодня поставками с Востока, чтобы начать их немедленное воссоздание на основе собственных ресурсов и технологий в рамках собственной (и/или с задействованием дружеских) юрисдикции. Следовательно, первый необходимый шаг – это каталогизация утраченных позиций по всем производственным цепочкам.

Здесь возникает первая развилка: все ли выпавшие звенья необходимо восстанавливать? Нужен ли возврат к старым (запланированным до начала СВО и до новых санкционных пакетов) объемам и структуре отечественного энергопроизводства и потребления (заданным действующей Энергостратегией), а отсюда возврат к номенклатуре критических позиций, выпавших в результате санкций, на их «полное восполнение»? Это первый путь.

Или же необходимо определить ключевые сферы для повышения энергоэффективности и рационального «озеленения» (низкоэмиссионного развития) российской экономики, что приведет к неизбежному сжатию объемов и изменению структуры ТЭК России как по конечной, так и по первичной энергии. Это потребует жесткой ревизии Энергостратегии (задача на ее пересмотр поставлена с целью оценки и перехода к новым объемам и структуре энергопроизводства и потребления с учетом физических ограничений спроса: осознанных внутренних и вынужденных внешних. В результате будет выявлена и каталогизирована новая номенклатура критических позиций, выпавших в результате санкций, на их «частичное восполнение». Это второй путь.

На мой взгляд, именно второй путь является приоритетным. Понятно, что эта работа должна быть проделана «снизу вверх» (и уже делается), от уровня конкретных энергокомпаний до уровня уполномоченного органа Правительства (Минэнерго), где эта информация должна быть обобщена, проанализирована. И делать это необходимо, безусловно, на государственном уровне, ибо энергетика – это народнохозяйственный комплекс. Отсюда – актуальность поднятого г-ном Дерипаской вопроса о «начальнике по импортозамещению».

В рамках этого пути возникает очередная развилка, связанная с тем, что разные выпавшие критические позиции в технологических цепочках, требующие замещения с опорой на собственные силы, могут как находиться на разных стадиях кривой технологического освоения (КТО), так и вне этой кривой.

В первом случае это означает, что у нас существуют технологические заделы, которые оказались невостребованными в разное время и остановились на разных стадиях жизненного цикла той или иной технологии, на разных стадиях КТО. Они не дошли до стадии коммерциализации либо потому, что оказались недоработаны технологически, либо будучи технологически доработанными, оказались слишком дороги, а потому их производства нерентабельны, по сравнению с зарубежными аналогами. И компании российского ТЭК – потребители этих технологий – предпочли обратиться к более дешевому (в координатах «цена-качество») импорту. Во втором речь идет об отсутствующих производствах: мы этим ранее никогда не занимались, у нас этих производств нет по определению, от слова «совсем». Для каждого из этих путей – свой набор и своя последовательность действий (рисунок 4).

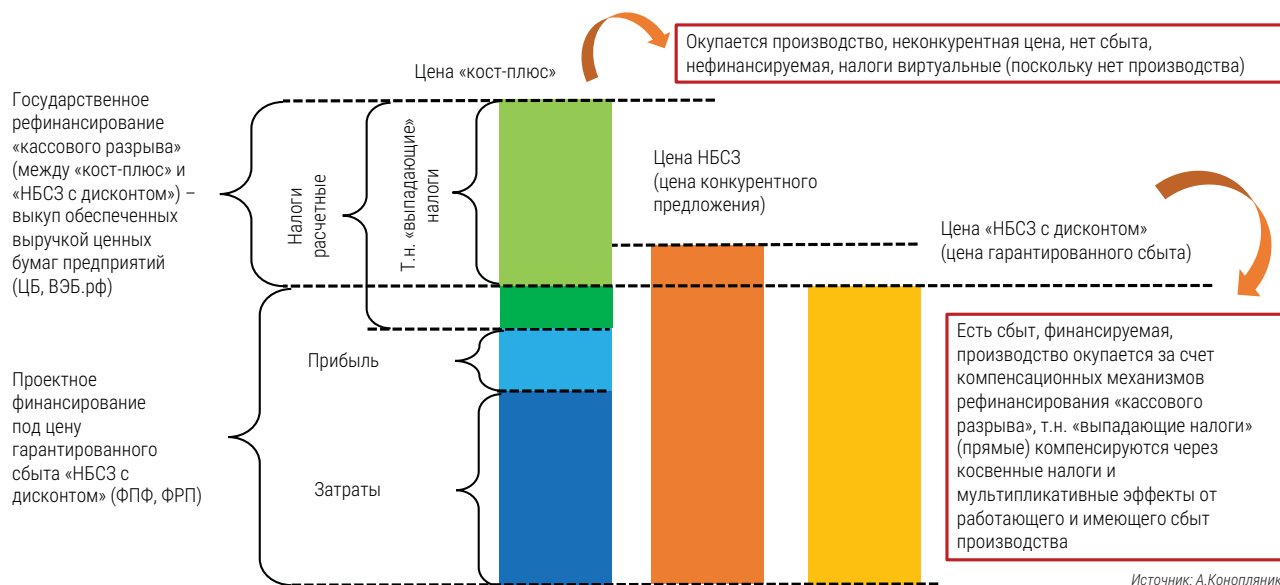
Путь решения проблемы существующих, но нерентабельных производств

Проблема существующих, но нерентабельных производств описывается формулой «кост-плюс >> НБСЗ». Это означает, что отпускная цена, обеспечивающая рентабельность любого такого производства и построенная по принципу «кост-плюс», то есть учитывающая капитальные (куда зачастую закладываются все какие можно и нельзя прошлые затраты), эксплуатационные затраты, расходы на финансирование (когда прибегают к долговому финансированию) плюс приемлемая норма прибыли, оказывается выше цены альтернативного предложения у потребителя, то есть цены «нет-бэк от стоимости замещения» (НБСЗ).

Каким видится путь решения этой проблемы? На мой взгляд, допустима следующая жестко взаимосвязанная между собой система действий производственного бизнеса (производители утраченных в результате санкций технологий и их потребители в отраслях ТЭК), финансового сектора (коммерческий, Центробанк, институты развития), государства в лице регулирующих органов (см. рисунок 5).

Первое. Отпускная цена должна быть целенаправленно установлена на уровне ниже НБСЗ. Это обеспечит, при сопоставимом качестве с аналогами-конкурентами (то есть в координатах «цена-качество»), гарантию сбыта для данной технологии (ее востребованность бизнесом), а значит конкурентную долю рынка, гарантию доходов от реализации и возврата инвестиций на производство данных звеньев технологических цепочек, утраченных в

Рисунок 5. Механизм финансирования пока не вышедших на рентабельность производств



результате санкций. Отпускная цена может (а, пожалуй, и должна) быть плавающей – привязанной к цене альтернативных (конкурентных) технологий через т.н. «формулы привязки». Такой механизм давно отработан на практике в газовой отрасли, в Европе с 1962 г. (знаменитая Гронингенская формула долгосрочного экспортного контракта), в российских (тогда еще советских) поставках газа в Европу с 1968 г. (модифицированная формула Гронингенского ДСК).

Второе. Гарантии сбыта и доходов (см. предыдущий пункт) обеспечивают проектное финансирование развития производства, ибо гарантируют возврат целевых кредитов под его развитие для цены реализации ниже НДС3. В России действуют такие институты, как Фабрика проектного финансирования, Фонд развития промышленности, заточенные под реализацию и способные реализовать эту задачу. Необходимо расширить спектр их деятельности на попавшие под санкции и требующие восстановления звенья производственных цепочек в разных отраслях. Возможно в рамках указанных и иных аналогичных финансовых институтов формирование специализации по отраслевым направлениям в силу специфики рисков производственно-сбытовой деятельности (разных инвестиционных циклов – срочность, капиталоемкость и др.) в разных отраслях экономики. Такой подход обеспечивает финансовые гарантии проектного финансирования.

В своем «программном» выступлении на ПМЭФ-2022 Президент Путин заявил, что «нам важно в целом повы-

шать доступность долгосрочных финансовых ресурсов, кредита для экономики. Уже в ближайшее время акцент в поддержке деловой активности должен смещаться от мер бюджетного стимулирования к механизмам рыночного банковского кредитования». И тут же, говоря, что этот процесс нужно, безусловно, поддержать, проинформировал, что «для наращивания возможностей Фабрики проектного финансирования «ВЭБа» выделим 120 миллиардов рублей из Фонда национального благосостояния. Такая мера обеспечит дополнительное кредитование востребованных инициатив, проектов в объеме порядка полутриллиона рублей» [44]⁴.

Третье. Возникает вопрос: кто покроет «кассовый разрыв», то есть разницу между:

- текущей «финансируемой» ценой реализации – той, которая меньше НДС3, которая не обеспечивает рентабельности производства, но обеспечивает сбыт и рыночную долю, и под которую только можно (а в рамках предлагаемого пакета мер – и должно) получить проектное финансирование, и
- текущей «нефинансируемой» ценой реализации «кост-плюс» – той, которая выше НДС3, которая обеспечивает текущую рентабельность производства, но не обеспечивает сбыт, и под которую нельзя – и не должно – получить поэтому проектное финансирование (нет гарантий возврата заемных средств) для запуска производства утраченного в результате санкций того или иного критического звена технологических цепочек (см. рисунок 5).

4 Стенограмма: О чем рассказал Владимир Путин на пленарном заседании ПМЭФ-2022. // «Российская газета», 17.06.2022 (<https://rg.ru/2022/06/17/stenogramma-o-chem-rasskazal-vladimir-putin-na-plenarnom-zasedanii-pmef-2022.html>)

Бокс 2

Мы с коллегами по группе разработчиков законодательства о СРП еще в 1990-е гг., когда подготовили и продвигали это законодательство, опираясь на поддержку заинтересованного бизнеса и значительной части депутатского корпуса, обосновывали механизм обеспечения гарантий возврата инвестиций в производственные проекты путем двух ключевых положений для инвестора-недропользователя:

- (1) возможности замены многочисленных налогов и сборов с разной базой и характером налогообложения таким распределением ресурсной ренты (то есть разницы между ценой и издержками), чтобы инвестор мог получить приемлемую норму прибыли с учетом рисков, а принимающее государство-собственник недр – все остальное. Обеспечивалось это для каждого индивидуального случая применением механизма «скользящей шкалы раздела распределяемой продукции» в рамках применяемой в России модели трехступенчатого ее раздела в рамках СРП (модифицированной версии т.н. «индонезийской модели»);
- (2) сохранение неизменности ключевых параметров государственного регулирования (в первую очередь, номенклатуры применяемых налогов и налогового администрирования), существовавших на дату подписания СРП, на весь срок его действия. Поскольку речь шла о недропользовательских проектах, то на весь срок лицензионного соглашения по доступу к недрам, т.е. на 25 лет в случае совмещенной (на разведку и добычу) лицензии.

Как известно, закон «О СРП» был принят в 1996 г. и вступил в силу, получил поначалу поддержку бизнеса и государства, вплоть до первого лица – вступившего на пост Президента РФ в 2000 г. В.Путина. Но уже в 2003 г. широкомасштабное применение закона «О СРП» было фактически заблокировано по инициативе ныне более не существующей нефтяной компании (я довольно подробно и многократно описывал в свое время эпопею с СРП, в том числе с коллегой-соавтором М.А. Субботиным; много выступали в СМИ на тему СРП активно продвигавшие эту философию формирования инвестиционно-привлекательного предпринимательского климата в минерально-сырьевых отраслях страны депутаты из профильного Комитета тогдашней Госдумы А. Мельников и А. Михайлов, внесшие этот законопроект в Федеральное Собрание). Поэтому сегодня на основе СРП в стране действуют всего три проекта, соглашения по которым были заключены до вступления в силу закона «О СРП» (Сахалин 1 и 2 и Харьяга). Хотя после принятия закона, когда Госдума в 1997 г. провела опрос среди нефтегазовых и минерально-сырьевых компаний на тему, какие проекты (действующие и/или новые) они хотели бы осуществлять на условиях СРП, перечень таких проектов превысил 250 единиц.

Ответ: это можно сделать за счет государственного рефинансирования, на возвратных условиях, разницы «кост-плюс минус НДСЗ». Полагаю, это может быть механизм выкупа/принятия на свой баланс Центробанком или Государственным банком развития (ВЭБ.РФ) обеспеченных (см. пп.1-2 выше) ценных бумаг соответствующих предприятий на эту сумму. По мере производства и сбыта, будет происходить неизбежное (эффект кривой обучения) снижение цены самофинансирования (кост-плюс), что должно будет в итоге привести ее к уровню текущей

отпускной цены, установленной (см. п.1) ниже НДСЗ. Это будет «технически» снижать величину подлежащего рефинансированию первоначального «кассового разрыва».

Следующие два пункта относятся к регулирующей роли государства и к устанавливаемым им характеристикам инвестиционного климата.

Четвертое. Предлагается минимизация (вплоть до обнуления) прямых налогов на производство – государство получит свое через косвенные налоги и мультипликативные эффекты от данного производства. Поскольку цена реализации любого продукта распадается на три основных компонента – издержки (производственные плюс финансовые), налоги и прибыль, минимизация налоговой компоненты (прямых налогов) будет вести к уменьшению цены реализации (в идеале – до уровня ниже НДСЗ – см. Рисунок 5). Таким образом может отпасть необходимость в п.3 выше – в необходимости применения механизма государственного рефинансирования разницы «кост-плюс минус НДСЗ», если удастся снизить «кост-плюс» до уровня ниже НДСЗ за счет сокращения налоговой компоненты (прямых производственных налогов). На таком подходе – замещение т.н. «выпадающих» прямых налогов получением дополнительных косвенных за счет расширения их налоговой базы вверх по производственным цепочкам предыдущих переделов вследствие наращивания первичного производства – были построены многие программы выхода из кризиса, в частности (видимо, наиболее известная) программа «Рейганомики» в начале 1980-х гг. в США.

Пятое. Государство предоставляет гарантии стабильности проектных условий на период не меньший, чем до завершения срока окупаемости по каждому конкретному инвестиционному проекту, в первую очередь по налоговому законодательству и его администрированию. Это обеспечивает правовые гарантии проектного финансирования в каждом индивидуальном случае (а иного – не индивидуального – проектного финансирования не бывает и быть не может).

Я вижу в этом своем предложении аналогию, методологическую и историческую, с механизмом соглашений о разделе продукции (СРП) для инвесторов-недропользователей (см. бокс 2). Ключевая идеология СРП (правовая стабильность, налоговая благоприятность) была воспринята и отчасти воспроизведена в рамках соглашений о защите и поощрении капиталовложений (СЗПК) [45] – ныне «главного инвестрежима для мега-проектов». В рамках нынешней ведущейся его доработки [46], его инструментарий может быть быстро доработан и расширен под более широкую и без сегодняшних ограничений «только для мега-проектов» номенклатуру проектов по восполнению утраченных в результате санкций товарных позиций в технологических производственных цепочках.

Два пути решения проблемы отсутствующих производств

Для отсутствующих производств возможны два пути восполнения соответствующих «брешей» в воспроизводственных технологических цепочках: для решения краткосрочных и долгосрочных задач.

«Игра в короткую». Как пишет Д. Белоусов (ИНП РАН), «исходя из опыта преодоления санкций в разных странах, успешными были только адаптации, сопровождавшиеся проактивной экономической, финансовой и технологической политикой. В рамках подобной модели отсутствие притока технологий компенсируется сперва заимствованиями (точнее, т.н. «Шэньчжэнем» – заимствованием с улучшением), потом, во все большей степени, – собственными разработками или работами в кооперации со странами-партнерами. Неизбежное усиление роли государства уравнивается, с одной стороны, усилением синергии государства и бизнеса, обеспечением максимально выгодного бизнесу институционального порядка, с другой – обеспечением максимальной экономической свободы на «низовом» уровне» [47].

Опыта «Шэньчжэня» нашей стране не занимать, причем задолго до появления и вхождения в обиход этого китайского термина. Значительная часть индустриализации и модернизации СССР в до- и послевоенное время обеспечена с применением механизмов того, что сегодня называется «Шэньчжэнь», равно как и послевоенные, в разное время, экономические рывки многих азиатских стран (Японии в 1960-х, «азиатских драконов» Юго-Восточной Азии в 1980-х, Китая в 2000-х и др.). Односторонний отказ западных стран от следования нормам международного права (санкции, экспроприация активов и т.п.) делает, на мой взгляд, сегодня вновь возможным и допустимым не только параллельный импорт, но и встречный отказ российской стороны от норм патентного и лицензионного права, и использование всех и любых источников доступа к необходимым технологиям, патентам и лицензиям для замещения подсанкционных позиций в критически важных звеньях наших технологических цепочек.

«Игра в долгую». Речь идет о запуске длинных инновационно-инвестиционных циклов новых производств на основе собственных технологических цепочек. Об этом также говорил Президент страны на ПМЭФ-2022, выделяя «в этой связи шестой, на мой взгляд, сквозной, объединяющий нашу работу принцип развития – это достижение настоящего технологического суверенитета, создание целостной системы экономического развития, которая по критически важным составляющим не зависит от иностранных институтов, ... чужих решений, а имеет технологические ключи к созданию товаров и услуг следующих поколений» [44].

Аналогия (методологическая/историческая): атомные и космические проекты США и СССР – из военной сферы, сланцевая революция США – из мирной и др.

Начинать придется с госфинансирования фундаментальных и прикладных НИОКР по потенциально прорывным направлениям, с подготовки соответствующих специалистов в рамках системы высшего и среднего специального образования, приоритизации исследовательской повестки по широкому спектру направлений, понимая, что «выстрелить» могут не только те (или даже далеко не те) направления, на которые делается ставка «сверху».

Президент на ПМЭФ-2022 привел в пример в качестве революционного решения космический проект Королёва, уникальную пакетную схему для создания ракеты Р-7 [44].

Я же приведу ссылку на сланцевую революцию США (вполне понимая непопулярность для многих в нынешней политической ситуации ссылки на позитивный опыт «недружественной страны»), чтобы было понятно, что на материализацию технологических прорывов, на вхождение в новый технологический уклад, во-первых, может потребоваться довольно много времени, во-вторых, начинаться они должны с образования и науки (см. бокс 3).

Все эти инновационно-инвестиционные циклы были запущены форс-мажорными обстоятельствами, ставящими на карту экономическую, энергетическую безопасность страны вплоть до задачи выживаемости самого государств. Сегодня на карту вновь поставлена задача выживаемости России, против которой ведется война на экономическое удушение (при риторике наших противников о недопущении ядерной войны, то есть войны на уничтожение).

Я многократно слышал от Егора Гайдара, и разделяю это его высказывание, что «реформы делаются не тогда, когда есть время и деньги, а когда их нельзя не делать». Санкции, СВО и вся связанная с ними текущая обстановка вокруг России в мире – тот самый момент, на мой взгляд, «когда их нельзя не делать». Когда есть насущная потребность в запуске целой серии инновационно-инвестиционных циклов в экономике России для восполнения утраченных (как в результате санкций, отрезавших импорт, так и в результате преждевременной ранее остановки по тем или иным причинам отечественных работ) ключевых технологических звеньев воспроизводственных цепочек.

Нынешние, запущенные сегодня, циклы могут оканчиваться короче (эффект «циклов Шмихулы» – ускорения НТП), но любой такой инновационно-инвестиционный цикл, особенно в капиталоемкой энергетике, – это объективно длительный процесс. Но выбора нет – запускать их надо было еще вчера.

Бокс 3. Сланцевая революция США как пример эффективного инновационно-инвестиционного цикла

Американская сланцевая революция [48] долго готовилась и «выстрелила» через 30 с небольшим лет после начала подготовки в 1974 г. Администрацией тогдашнего Президента США Р.Никсона программы «Энергетическая независимость» в ответ на введение нефтяного эмбарго и повышение нефтяных цен странами ОПЕК в 1973 г. В 1977 г. (уже Администрацией Дж. Картера) эта программа была принята. Она началась с широкомасштабного государственного финансирования фундаментальных НИОКР по разным направлениям (по 14-ти только в газовой сфере), по которым в принципе когда-то мог бы быть получен эффект уменьшения зависимости от энергетического импорта. Одним из таких оказавшихся успешными направлений стало создание коммерческих технологий освоения сланцевых углеводородов (сначала сухого, затем жирного газа, а затем и нефти) на основе комбинации (успешного объединения в единый технологический комплекс) трех отдельных достижений революционного НТП: трехмерной сейсмики, горизонтального и направленного бурения и множественного гидроразрыва пласта (ГРП).

Был запущен маховик государственных инвестиций, который создал необходимые предпосылки для последующей сланцевой революции. Целенаправленное государственное финансирование фундаментальных НИОКР, которое началось с 1978 г. по разным направлениям, давало возможность на начальном этапе пройти точку невозврата по наиболее успешным из них. Эти НИОКР запустили механизм для формирования достижений революционного НТП. Дальше, когда замаячили перспективы их коммерциализации, подключился бизнес через различные приправительственные структуры, плюс правительство создало мощные инвестиционные стимулы на стадии коммерциализации инноваций.

Это дало мощный результирующий эффект, но на все это ушло 30 лет, поскольку американская сланцевая революция состоялась (выстрелила) только во второй половине 2000-х годов.

Следует особо подчеркнуть ключевую роль государства в запуске этого инновационно-инвестиционного цикла – без участия государства американская сланцевая революция не состоялась бы. Причем в государстве, экономика которого считается наиболее либеральной, что многими неверно расшифровывается как полное или почти полное устранение государства от прямого участия в экономике. Президент США Б. Обама в своем докладе Конгрессу «О положении в стране» 24.01.2012 говорил, что «именно государственное финансирование научных разработок, продолжавшееся в течение более 30 лет, помогло развитию технологий извлечения газа из сланцевых пород, напоминая нам, что господдержка жизненно необходима для помощи бизнесу в извлечении энергии недр посредством реализации новых энергетических идей» [49].

Санкции и сырьевые истоки дерева технологических переделов

Эффект технологических и финансовых санкций «международного сообщества» (см. Рисунок 1 в первой части статьи) против России можно представить в виде символической картины «дерева технологических переделов», опираясь на классификацию производственных ресурсов по Адаму Смиту. В оригинале у него – это труд, капитал, земля. Учитывая недостаточную развитость минерально-сырьевого комплекса во времена классика политэкономии, при которой производственный ресурс «земля» отражал преимущественно аграрный характер экономики, то есть плодородную почву, позволю себе адаптировать его модель к современным реалиям. Тогда

производственный фактор «земля» трансформируется в «природные ресурсы», как энергетические, так и неэнергетические. Все технологии полного цикла (технологические переделы) по любым товарным цепочкам можно представить в виде дерева, которое извлекает из земли различные природные ресурсы и производит готовую продукцию в виде плодов. Корни черпают из земли природные сырьевые ресурсы (полезные вещества). Питательные соки (капитал) разносят эти полезные вещества по ветвям, на которых созревают плоды. Листья, преобразуя энергию солнца через фотосинтез, как человеческий труд и интеллект, преобразуют капитал и природные ресурсы в готовую продукцию – в плоды. Которыми питаются и те, кто их производит, и те, кто их получает через международную торговлю. Поскольку раскидистая крона позволяет срывать плоды нам самим, а то и соседу за забором, дарить друзьям, продавать иным желающим насладиться ими... (см. Рисунок 6-1).

А теперь представим себе, что кто-то срубил это дерево, перерубил ему ствол, оторвал крону от корней. Листья вскоре завянут и опадут, плоды не созреют и, несъедобные и пожухлые, упадут на землю, ветви засохнут и не смогут больше плодоносить. А ствол не сможет гнать живительные соки от корней, от которых его отрубили санкциями (Рисунок 6-2). И те, кто питался плодами, окажутся лишены такой возможности, будучи отрезанными от корней...

Но зато спустя некоторое время от корней пойдут новые побеги, ибо корни будут продолжать брать из земли питательные вещества. Вырастет новое дерево (для этого потребуется время и уход), появится и зашелестит новая листва, вырастут и наполнятся витаминами новые сочные плоды (Рисунок 6-2).

Россию нельзя отрезать санкциями от ее природных сырьевых ресурсов, без которых не может быть экономического роста при любом технологическом укладе – в основе технологических переделов любых высоких порядков лежит использование сырья.

Россия была, есть и останется мощной сырьевой державой. Огромная территория нашей страны скрывает в своих недрах множественные запасы природных ресурсов, который являются началом всех производственных цепочек любых товаров. Поэтому нам необходимо заново вырастить из своих корней технологические цепочки с выпавшими в результате санкций звеньями. И вырастут на этих корнях новые деревья новых технологических переделов, полных производственных циклов по критически важным старым и новым товарным позициям, обеспечивающим экономическую независимость нашей страны, защищенной от любых санкций. 🚩

Так победим!

Статья отражает исключительно личную точку зрения автора и является его персональной ответственностью.

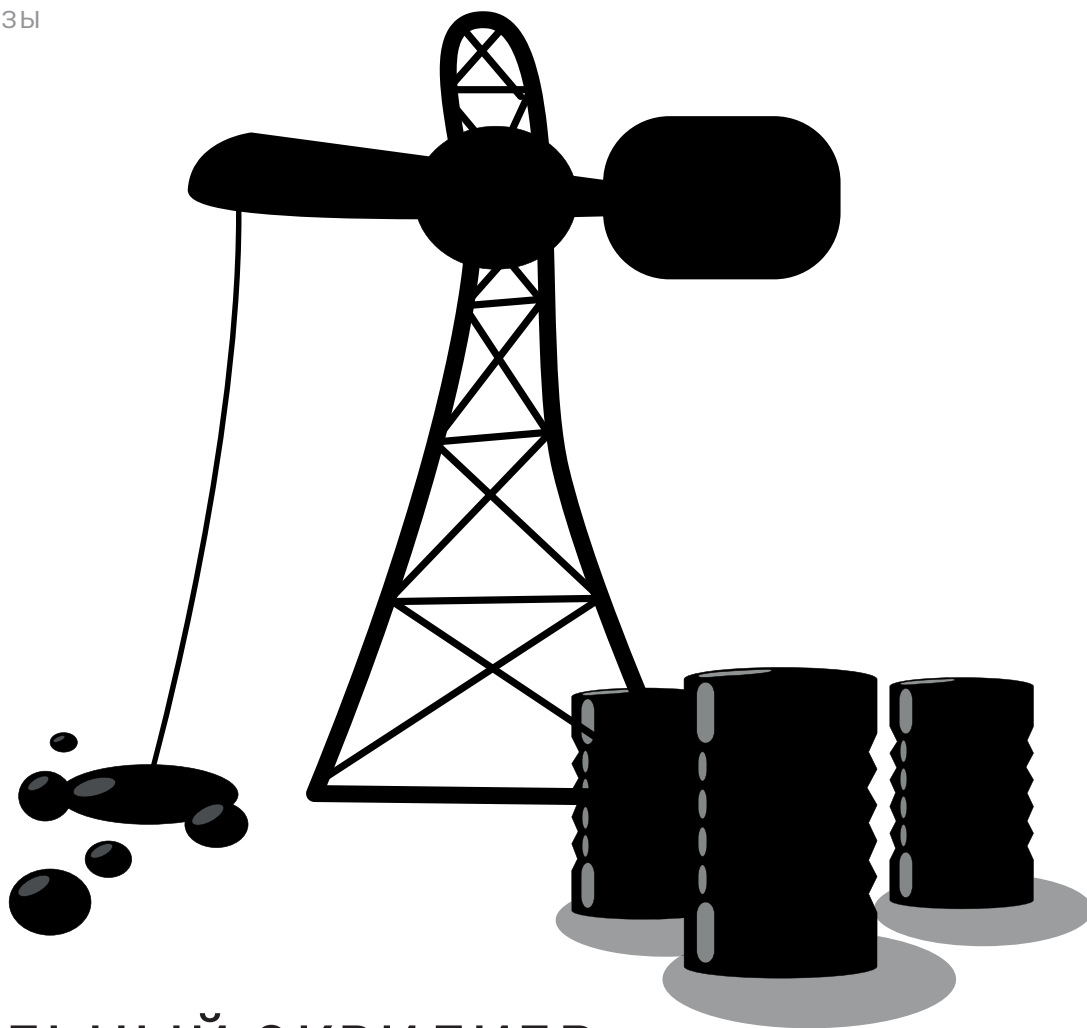
Рисунок 6. Россию нельзя отрезать санкциями от ее природных сырьевых ресурсов, без которых не может быть экономического роста при любом технологическом укладе – в основе технологических переделов любых высоких порядков лежит использование сырья



Идея: А.Конопляник, исполнение: Д.Харионовский

Список литературы

- [40] Выступление Джорджа Фридмана, основателя частного разведывательного агентства «Стратфор», на конференции The Chicago Council on Global Affairs, 04.02.2015 (<https://www.youtube.com/watch?v=iOY1dDqa7F0>; https://www.youtube.com/watch?v=xewzbMYmC_I).
- [41] А.Конопляник, В.Бузовский, Ю.Попова, Н.Трошина. Влияние антироссийских санкций на освоение нефтегазового потенциала российского арктического шельфа – и развилки энергетической политики России. – Москва, «Восток Капитал», ноябрь 2015, 106 с.
- [42] Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 19.04.2022 №1532 «Об утверждении перечня товаров (групп товаров), в отношении которых не применяются положения подпункта 6 статьи 1359 и статьи 1487 Гражданского кодекса Российской Федерации при условии введения указанных товаров (групп товаров) в оборот за пределами территории Российской Федерации правообладателями (патентообладателями), а также с их согласия» // «Российская газета», 06.05.2022 (<https://rg.ru/documents/2022/05/06/minpromtorg-prikaz1532-site-dok.html>).
- [43] М. Загайнов, Ю. Зубко, О. Капранов, А. Полухин. Параллельный импорт товаров легализован. // «Российская газета», 10.05.2022 (<https://rg.ru/2022/05/10/parallelnyj-import-tovarov-legalizovan.html>).
- [44] Стенограмма: О чем рассказал Владимир Путин на пленарном заседании ПМЭФ-2022. // «Российская газета», 17.06.2022 (<https://rg.ru/2022/06/17/stenogramma-o-chem-rasskazal-vladimir-putin-na-plenarnom-zasedanii-pmef-2022.html>).
- [45] Федеральный закон «О защите и поощрении капиталовложений в Российской Федерации» от 01.04.2020 №69-ФЗ (последняя редакция) // (https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_349045/).
- [46] Правительство перезапустит главный инвестиционный режим для мегапроектов после годового перерыва. // «Ведомости», 31.01.2022 (https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2022/01/31/907181-perezapustit-investitrezhim?utm_campaign=newspaper_1_2_2022&utm_medium=email&utm_source=vedomosti).
- [47] Д.Р. Белоусов. О возможностях развития в условиях санкций: некоторые предварительные замечания. ИМП РАН, 12.04.2022.
- [48] А.Конопляник. Движущие силы и факторы риска сланцевой революции (глава 2, с.26-36); «Эффекты домино» американской сланцевой революции (глава 19, с.319-324). – в кн.: Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н. А. Иванова. – М.; СПб.: Нестор-История, 2019. – 540 с.
- [49] «Remarks by the President in State of the Union Address, January 24, 2012», United States Capitol, Washington, D.C. (<https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2012/01/24/remarks-president-state-union-address>).



ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭКВИЛИБР НА БОЧКАХ И КУБАХ

ВЛАДИМИР МИШИН

«Нефтегазовая вертикаль»

Как ни тасовать в топливно-энергетической корзине углеводороды от различных экспортеров, баланс складывается только с учетом российских энергоносителей.

В марте 2022 года США ввели эмбарго на поставки российских нефти и нефтепродуктов. В начале июня ЕС присоединился к США и принял шестой пакет антироссийских санкций, включающий отказ от танкерного импорта из России нефти (отсрочка на полгода) и нефтепродуктов (отсрочка на восемь месяцев). Венгрия, Чехия и Словакия продолжают получать нефть по трубопроводу

«Дружба» (срок введения полного эмбарго не определен), а Болгария и Хорватия добились временных льгот (до 2024 года) для импорта российской нефти морским путем. В случае запланированной реализации санкционного пакета уже в начале декабря 2022 года ЕС, как пообещала глава Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен, сократит закупки российской нефти на 90%.

Цель антироссийских санкций США и ЕС (ключевая составляющая – энергетическая) – подорвать экономический потенциал России (по данным ФТС РФ, в 2021 году продажа за рубеж нефти и нефтепродуктов составила – в валютном исчислении – 37% от всего экспорта, оцениваемого в \$491,6 млрд: нефть – \$110,1 млрд, нефтепродукты – \$70 млрд), что, по замыслу Вашингтона и Брюсселя, должно осложнить социально-политическую ситуацию в РФ и, в конечном счете, заставить Кремль изменить внешнеполитический курс страны.

При этом санкционные издержки экономик, социума и политикума самих США и ЕС должны быть, по замыслу стратегов из Вашингтона и Брюсселя, минимальными, то есть вписываться в концепцию «допустимых потерь».

В нефтяном контексте, учитывая суммарные объемы закупок странами ЕС российской нефти в 2021 году (108,1 млн тонн), шестой пакет оставит (оценочно) Европу без годовых более чем 97 млн тонн нефти и конденсата. Заместить эти объемы Брюссель надеется за счет роста добычи жидких углеводородов в дружественных странах, а также перераспределения глобальных нефтяных потоков (новые – для ЕС – источники сырья, контракты, поставщики). «Зеленая энергетика» и альтернативные российским поставщики природного газа и угля также, по замыслу Брюсселя, должны помочь решить вероятные энергетические проблемы Европы, обусловленные шестым санкционным пакетом.

Россия, столкнувшись с нефтяным эмбарго со стороны ЕС и США, планирует, как заявил министр энергетики Николай Шульгинов, переориентировать поставки нефти на Азиатско-Тихоокеанский регион. Как следствие, необходимости сокращать добычу нефти в 2022 году у России пока нет.

В худшем случае, как считает российский вице-премьер Александр Новак, добыча нефти в России по итогам 2022

года составит 500 млн тонн (итоги года минувшего – 524 млн тонн), то есть снизится на 4,6%.

Прогноз Минэнерго США куда более суров и радикален: добыча нефти в России снизится с 11,3 млн баррелей в сутки (б/с) в I квартале 2022 года до 9,3 млн б/с в IV кв. 2023 года (на 17,7%). Или, в пересчете на год и на тонны, – с 524 млн тонн в 2021 году до 465 млн тонн к началу 2024-го.

Если говорить не о тоннах, а о ценовой рациональности, обеспечивающей сохранение доходов от нефтяного экспорта, то в этом контексте вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун считает целесообразным, дабы не продавать нефть в АТР с немалым дисконтом, снизить добычу нефти в России до 7-8 млн б/с (350-400 млн тонн в год). Столь существенное снижение обеспечит – за счет сохранения (роста) мировых цен на нефть – стабильность нефтяных доходов России. А со временем, по мере увеличения потенциала транспортной инфраструктуры, ориентированной на восток, у России появится возможность вновь нарастить объемы и добычи, и экспорта сырой нефти, равно как и экспортной выработки.

Кто заместит Европе российскую нефть?

По оценкам ОПЕК, глобальный спрос на нефть в 2021 году составил 96,6 млн б/с, прогноз на 2022 год – 100,8 млн б/с. Но если спрос на нефть в текущем году вырастет на 4,2 млн б/с (на годовые 210 млн тонн), а ЕС откажется от российских 1,94 млн б/с, заместить – в идеале – санкционированные объемы Брюсселю, чтобы не обострять конкуренцию и не поднимать цену барреля, необходимо за счет скачка добычи – в первую очередь основными мировыми производителями, обладающими значительными углеводородными ресурсами. (см. табл. 1).

Однако проблема в том, что возможности нарастить объемы добычи, как заявил на ПМЭФ-2022 вице-премьер

Таблица 1. Первая десятка стран, обладающих крупнейшими запасами нефти*

Страна	Извлекаемые запасы, млрд тонн	Доля в мировых ресурсах, %
Венесуэла	47,3	17,9
Саудовская Аравия	36,6	15,7
Канада	27,2	10,0
Иран	21,6	9,3
Ирак	20,1	8,8
Россия	14,5	6,3
Кувейт	14,0	6,0
ОАЭ	13,0	5,8
Ливия	6,3	2,9
США	6,0	2,9

*Оценка британской BP.

Новак, есть только у Саудовской Аравии, Кувейта, ОАЭ и РФ. Суммарно эти четыре страны имеют сырьевые и технические возможности увеличить добычу на 3,5-4 млн б/с, в то время как ожидаемый в текущем году рост спроса на нефть в мире – 4-5 млн б/с.

Инициатор антироссийских санкций – США – радуют прежде всего о своих интересах. И, поскольку в самих США имеет быть дефицит нефти, приведший к росту цен на бензин (средняя за три месяца поднялась на 18%, а общая инфляция дала плюс 8,6%), эта страна, нарастив в начале 2022 года добычу до 11,619 млн б/с (плюс 5,1% по сравнению с началом 2021 года), резко, на 27,1%, снизила экспорт сырых жидких углеводородов (до 2,54 млн б/с против 3,48 млн б/с годом ранее, или на годовые 47 млн тонн). Экспортный нефтяной приоритет США, конечно, может быть отдан ЕС, но, как показывает исторический опыт, только в одном случае – Европа заплатит больше, чем, например, импортеры-конкуренты из того же АТР.

Шестой санкционный пакет ЕС оставит (оценочно) Европу без годовых более чем 97 млн тонн российских нефти и конденсата

Канада – страна ЕС дружественная, и канадский министр природных ресурсов Джонатан Уилкинсон еще в марте этого года пообещал европейцам заместить российскую нефть, выбиваемую с еврорынка шестым пакетом, добавкой в европейские резервуары 300 тыс. б/с нефтяного и газового эквивалента. Вот только канадские 300 тыс. б/с (в пересчете на год – 15 млн тонн) могут закрыть европейский нефтяной дефицит лишь частично – на 15,5%. Опять же есть нюансы. Во-первых, канадская нефть тяжелая (битумная), требует специальной обработки, добыча – специальных дорогостоящих технологий. Во-вторых, европейские НПЗ заточены под нефть российскую, так что мало получать баррели из Канады, Европе надо еще провести адаптацию своих нефтеперерабатывающих установок под канадскую битумную.

Поэтому ЕС, конечно, предпочтительнее заместить российскую нефть ближневосточной. Решить проблему с наращиванием саудовской добычи планировал президент США Дж. Байден, намеривавшийся в июне этого года посетить Саудовскую Аравию и добиться от Эр-Рияда роста и добычи (в начале 2022 года – 10,1 млн б/с, или, в пересчете на год, 505 млн тонн), и экспорта нефти (в начале года – 6,996 млн б/с, или почти 350 млн тонн в год). Но визит президента США был отложен... Эр-Риядом на июль.

Понятно, что у саудитов нет вечных союзников и, при наличии у Эр-Рияда меркантильного интереса, особенно если его катализировать «кнутом» (политическим давлением Вашингтона) и «пряником» (поставками продукции

американского ВПК и др. преференциями), облегчить энергетические проблемы ЕС Саудовская Аравия если и не на раз, то на счет «два», пожалуй, сможет. Для этого, правда, Эр-Рияду надо будет получить «добро» от ОПЕК (на июль ОПЕК + одобрила рост добычи на 432 тыс. б/с – в пересчете на год на 21,4 млн тонн).

Однако и на Ближнем Востоке неожиданно возник «нюанс» с плохо предсказуемыми последствиями: 8 июня этого года Иран отключил видеокамеры МАГАТЭ, осуществлявшие контроль над иранскими ядерными объектами. Этот экстрим можно считать легким персидским капризом, а можно и твердым политическим решением Тегерана о создании Исламской Республикой ядерного оружия. Если речь действительно идет об иранской атомной бомбе, если решение Тегерана окончательное и «обжалованию не подлежит», ситуация в районе Персидского залива может обостриться так резко и с такими глобальными последствиями, что с мирового нефтяного рынка будут выбиты суммарные миллиарды тонн саудовской, иракской, кувейтской (и иже с ними) ближневосточной нефти. Во всяком случае, если Иран будет «превентивно атакован» США или (и) Израилем, то, даже не имея готового «ядерного изделия», Тегеран имеет военно-технические возможности перекрыть Ормузский пролив (остановка танкерных поставок изрядной доли ближневосточной нефти) и нанести ракетный удар «по центру принятия решений» (как минимум, региональному).

Другими словами, с учетом заявленных на текущий год плюсов и минусов по добыче нефти, ЕС сможет компенсировать санкционированные 97 млн тонн российской нефти исключительно путем «перераспределения на себя» сложившихся глобальных торговых схем и логистических цепочек, подняв в результате на более высокий уровень глобальную конкуренцию за энергоресурсы.

Локальные успехи в этой борьбе за энергию для ЕС возможны. Другое дело, что, как заявил Александр Новак, в 2022 году антироссийские санкции и мотивированные ими цены на энергоносители (цена барреля к концу текущего года может вырасти до \$150) «обеспечат» Европе скачок расходов за нефть, газ и другие источники энергии в размере 350-400 млрд евро.

Не носите все яйца в одной корзине!

Следуя этой англосаксонской мудрости, Вашингтон и Брюссель решили дополнительно подстраховаться европейскую энергобезопасность нефтью и газом из стран, не входящих в первую мировую углеводородную десятку. Благо и повод подходящий нашелся: 1-3 июня в столице Азербайджана прошла так называемая Энергетическая неделя – триада выставок-конференций, куда не преминули навеститься – за дополнительными экспортными объемами нефти и газа – европейские эмиссары. От обещаний дать

Таблица 2. Нефтяной баланс Казахстана в 2019-2021 годах*

Год	Добыча, млн тонн	Динамика, %	Экспорт, млн тонн	Динамика, %	Переработка, млн тонн	Динамика, %
2019	90,5	-	70,6	-	17,1	-
2020	85,7	- 5,3	68,5	- 2,97	15,8	- 7,6
2021	85,7	0	67,6	- 1,3	17,1	+ 8,2

*Данные министерства энергетики Казахстана.

Таблица 3. Экспорт нефти и конденсата по нефтепроводам БТД и Баку-Супса

Год	БТД, тыс. б/с	Динамика, %	Баку-Супса, тыс. б/с	Динамика, %	БТД и Баку-Супса, тыс. б/с	Динамика, %
2020	569,9	-	84,9	-	654,8	-
2021	547,9	-3,9	84,9	0	632,8	-3,4
2022, I кв.	566,7	+3,4	66,7	-21,4	633,4	+0,1

*По отчетам оператора БТД и Баку-Супса компании BP Azerbaijan.

дополнительные б/с в Баку уклонились – добыча нефти в Азербайджане падает 12 лет подряд (в первые месяцы 2022 года – 675 тыс. б/с, в пересчете на год – 33,76 млн тонн, падение – 3,5%), и перелома ситуации, несмотря на все старания международных СРП, национальной ГНКАР и квоту от ОПЕК + на июль (республика может увеличить добычу нефти на 10 тыс. б/с – до 706 тыс. б/с в сутки, или до 35,3 млн тонн в год), пока не видно.

Не лучше обстоят дела с ростом добычи в другой Каспийской энергетической державе – Казахстане (нефтяной ресурс – 3,9 млрд тонн) – смелые планы Нур-Султана (Астаны) по добыче 150-160 млн тонн в год и экспорте 130-140 млн тонн пока далеки от свершения (см. табл. 2).

Как следствие, экспорт азербайджанской нефти по западным нефтепроводам Азербайджана – так называемому основному Баку-Тбилиси-Джейхан (мощность – 60 млн тонн в год, загрузка в 2021 году, с учетом транспортировки казахской, туркменской и российской нефти – 45,7%) и неосновному Баку-Супса (7,5 млн тонн в год, загрузка в 2021 году – 56,7%), скажем политкорректно, стабилен уж который год (см. табл. 3).

Другое дело – газ. Министр энергетики Болгарии Александр Николов с высокой трибуны Бакинского форума назвал Азербайджан «самым надежным энергетическим партнером Европы», которой сейчас, в санкционные антироссийские времена, «как никогда важна конкурентоспособность и диверсификация энергопоставок». Читай, большой газ Азербайджана.

На призыв ЕС «дать больше газа» «сенсационно» откликнулся гендиректор ЗАО «Южный газовый коридор» Афган Исаев, заявивший о вероятном расширении пропускной способности ЮГК с 16 млрд м³ газа в год до 31 млрд м³. Вопрос, правда, надо согласовать с акционерами ЮГК, затем собрать инвестиции, построить пять новых компрессорных станций... Но вброс был сделан, и ЕС оживился.

Сырьевую базу под новые (гипотетические) масштабы ЮГК подвел министр нефти Ирана Джавад Оуджи, напомнивший, что с января 2022 года в Азербайджан через иранскую территорию идет туркменский газовый своп. Пока – 5-6 млн м³ в сутки (в пересчете на год – 2 млрд м³), но у Ирана есть возможность сначала удвоить своп, а потом и вовсе довести его до 40 млн м³ в сутки. А это как раз те самые 14,5 млрд м³ в год, которые могут решить сырьевую проблему расширенного до 31 млрд м³ газа в год ЮГК и обеспечить рост поставок в Европу!

То есть и на газовом треке, благодаря трио Туркменистан-Иран-Азербайджан, подписавшему 28 ноября 2021 года контракт о своповых поставках, Россию вроде как всерьез собираются потеснить в городах и весях Европы.

Правда, помимо чреватой обострением ситуации, соотнесенной с перипетиями вокруг ядерной программы Ирана, способной обнулить даже текущий туркменский своп в Азербайджан, на пути 14,5 млрд м³ в год для ЮГК пропускной способностью в 31 млрд м³ стоит «техническая мелочь» – старый советский трубопровод Бинд-Бианд (Иран) – Астара – Казми-Магомед (Азербайджан) проектной мощностью 10 млрд м³ газа в год, по которому идет своп-газ Туркменистана. Реальная же пропускная способность газопровода не превышает сегодня 4-5 млрд м³ газа в год. Подлатать-обновить газопровод, конечно, можно, но на это необходимы инвестиции, оборудование и время. Так что 14,5 млрд м³ туркменского газа для ЮГК через Иран в обозримом будущем – это даже не планы, а так, фантазии.

Если же без витания в облаках, то за полтора года экспорта газа Азербайджана в Европу республика так и не вышла на контрактные объемы поставок (см. табл. 4). Особенно «досталось» Болгарии, которая после отказа платить за российский газ рублями села на скромный азербайджанский трубопроводный паек.

Таблица 4. Поставки газа* по ЮГК в ЕС с 01.01.21 по 01.06.22

Страна	Контрактный объем, млрд м³	Фактический объем, млрд м³	Доля фактического объема к контрактному, %
Италия	11,3	9,7	85,8
Греция	1,4	1,3	92,8
Болгария	1,4	0,3	21,4

*Данные министерства энергетики Азербайджана.

Таблица 5. Экспорт сырой российской нефти в 2021 году* (суммарно – 230 млн тонн)

Страна	Объем, млн тонн	Доля в экспорте, %	Цена поставок, млрд \$	Стоимость 1 тонны нефти, \$
Китай	70,1	30,5	34,9	497,9
ЕС	108,1	47,0	50,9	470,8
США	7,4	3,2	3,7	500,0
Белоруссия	14,9	6,5	6,4	429,5
Остальные	29,5	12,8	14,2	481,3

*По данным Федеральной таможенной службы РФ.

«Подставил газовое плечо» Софии не Баку, а Вашингтон, приславший болгарам в начале июня газовой с американским СПГ. Получили «болгарский» СПГ для регазификации, правда, турки. Опять же 9 июня произошел взрыв на заводе по производству СПГ (остров Кинтана, штат Техас). Завод производит до 15 млн тонн СПГ в год, эквивалентных 20 млрд м³ регазифицированного топлива (20% объемов от суммарного производства СПГ в США). После взрыва производство прекращено (на 3-4 недели – не будет отгружено 1-1,3 млн тонн СПГ), и когда болгары получат очередной газовой из США – вопрос открытый. Так что Болгарии, после закрытия российского газового вентилля, газ Азербайджана необходим очень-очень.

Однако ответ президента Азербайджана Ильхама Алиева на призывы ЕС в целом и Болгарии в частности был, можно сказать, остужающим: «Наши потенциальные потребители должны понимать, что невозможно добыть большие объемы газа за один год. Чтобы увеличить производство газа и расширить существующую инфраструктуру, нужны контракты, нужно начать и ускорить переговоры».

Короче говоря, предстоящей зимой Болгарии, отказавшейся от российского газа, если США не обеспечат Софию необходимыми объемами СПГ, будет холодно. Равно как и Польше, Финляндии, Дании и Нидерландам, также отказавшимся оплачивать поставки газа из России рублями и обнулившими тем самым российский газовый экспорт. Конечно, суммарные объемы поставок российского газа странам-отказникам относительно невелики – менее 20 млрд м³ в год (ЕС в 2021 году получил из России 155 млрд м³). С другой стороны, США могут экспортировать «в мировом масштабе» (в пересчете на регазифицированное состояние) 100 млрд м³ в год, которых на всех

желающих точно не хватит. А если еще цена 1000 м³ американского газа окажется «мировой», не хватит точно.

Экономика в ключья – чья?

На этом санкционном фоне Россия демонстрирует стойкий оптимизм, базирующийся, во-первых, на текущих доходах от растущих в цене российских нефти, газа и нефтепродуктов (оценочно в 2022 году плюс 20% – до \$285 млрд в рублевом эквиваленте). Во-вторых, на росте нефтяного экспорта в страны, проводящие независимую внешнюю политику, – в первую очередь в Китай и Индию.

Пекин к призывам Вашингтона и Брюсселя свернуть энергетическое сотрудничество с Россией относится сдержанно, и китайские госкомпании сохраняют действующие контракты на поставки российской нефти. Учитывая, что в минувшем году планы Китая по нефтяному импорту оценивались Пекином в 196 млн тонн (страна закупает нефть в России, Саудовской Аравии, Ираке, Омане, Кувейте), сохранение достигнутого в 2021 году уровня российского нефтяного экспорта в Поднебесную (см. табл. 5) – вариант не из худших.

Во всяком случае, в 2019 году нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) заработал на полную мощность (ВСТО-1 – Тайшет-Сковородино – 80 млн тонн в год, ВСТО-2 – Сковородино – порт Козьмино – 50 млн тонн, линейная часть Сковородино-Мохэ (Китай)-Дацин – 30 млн тонн), и государственная китайская CNPC контракт на импорт российской нефти исполняет. Что касается танкерных поставок, обеспечивающих основной нефтяной экспорт из России в Китай, к началу лета 2022 года они составили 800 тыс. б/с (в пересчете на год – 40 млн тонн).

Понятно, что момент статистической истины – это итог года, тем более что на поставки нефти из России в Китай могут повлиять те или иные глобальные факторы. Например, иранский – если дело дойдет до силового решения ядерной программы Ирана. Или тот же китайский – с 15 июня вступила в силу директива председателя КНР Си Цзиньпина о невоенном использовании вооруженных сил Китая. В том числе для поддержания национального суверенитета КНР. Если под этот пункт попадает, например, «решение вопроса Тайваня», возрастающие поставки нефти и газа из России Китаю будут необходимы очень и очень.

Так что вероятен и рост поставок российской нефти в Поднебесную, тем более что 15 июня президент России Владимир Путин и председатель КНР Си Цзиньпин договорились (по телефону) о «расширении энергетической, финансовой, промышленной и транспортной кооперации».

Индия, которую США и ЕС также склоняют к минимизации, а лучше – обнулению энергетического сотрудничества с Россией, исходит, как заявил глава индийского МИД Сабраманьям Джайшанкар, из своих национальных интересов. И, поскольку российские поставки нефти – это «быстро, дешево, надежно» (неофициально «дешево» означает дисконтную цену в \$70 за баррель), у Индии есть стремление увеличить российский нефтяной импорт вдвое: с текущих 700 тыс. б/с до 1,4 млн б/с (в пересчете на год – 70 млн тонн). И, поскольку под антироссийскими санкциями – танкерные перевозки, портовый сервис и страхование грузоперевозок, Индия нашла очевидное решение проблемы – индийский фрахт и страхование танкеров, перевозящих нефть.

Впрочем, к схеме, предложенной Леонидом Федуним и предполагающей рациональное снижение добычи российской нефти, нефтяная отрасль России может приблизиться и по причинам санкционно-техническим. Дело в том, что 18% рынка сервисных услуг в нефтегазовой отрасли России контролируют иностранные компании. И после введения США 8 марта этого года эмбарго на закупки российских нефти и газа, крупнейшие зарубежные нефтесервисные компании (Schlumberger – 8% российского рынка, Halliburton – 2%, Baker Hughes – 2%, Weatherford – 3%) поспешили заявить о сворачивании деятельности в России. К каким последствиям ведет экстренный уход из России «надежных западных партнеров», наглядно демонстрирует ситуация на газопроводе «Северный поток-1». В середине мая германская Siemens сообщила о своем уходе с сервисного рынка России, а 14 июня ПАО «Газпром» заявило о сокращении поставок газа по «СП-1» на 40% – со 167 млн м³ в сутки до 100 млн м³, а на следующий день – до 67 млн м³ (в пересчете на год – минус 36,5 млрд м³). Причина – «благодаря» Siemens, не вернувшему на компрессорную станцию «Портовая» отремонтированные газовые турбины, в работе на КС остались только два агрегата. На снижение поставок по СП-1 Берлин отреагировал крайне нервно, га-

зовый рынок Европы закономерно – скачком цен (более \$1500 за 1000 м³), а Москва переадресовала все германские претензии к Siemens.

Другими словами, если снизятся поставки на глобальные рынки российских нефти и газа (с 2023 года и нефтепродуктов), это станет проблемой не только для экономики России. По мрачному прогнозу министра энергетики и инфраструктуры ОАЭ Сухейла Мазруи, сделанному 9 июня на форуме в Иордании, без нефти и газа России глобальная экономика войдет в беспрецедентный энергетический кризис.

Прагматичные японцы это хорошо понимают, поэтому Япония и заявила, что ее компании остаются участниками проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» (производство СПГ и добыча нефти).

В 2022 году антироссийские санкции и мотивированные ими цены на энергоносители (цена барреля к концу текущего года может вырасти до \$150) «обеспечат» Европе скачок расходов за нефть, газ и другие источники энергии в размере 350-400 млрд евро

Без энергоресурсов России трудно строить новую государственность и Афганистану, приславшему на ПМЭФ-2022 делегацию, которой поручено договориться о закупках российских нефтепродуктов.

Россия еще даже не ответила США и ЕС антисанкциями (а таковыми можно считать ограничение поставок на глобальные рынки российских энергоресурсов), а крупнейшие экономики мира уже лихорадит. Так, фондовые рынки США в начале июня потеряли \$10 трлн капитализации, связанные с американскими союзническими биржи – еще \$6 трлн. Конечно, акции сегодня скакнут вверх, завтра – вниз, но минус в \$16 трлн – это все же первый прецедент со времен Великой американской депрессии конца 1920-х. В ряду тревожных евроатлантических симптомов – инфляция (в Британии – 9%, в Германии – 7,8%, в США промышленная – 10,8%) и снижение уровня и качества жизни, скажем так, немалой части электората.

Одним словом, глобальный эквilibр на бочках (баррелях) и кубках (кубометрах), затеянный США и ЕС, только начался, и у России, обладающей значительными материальными ресурсами (нефть, газ, металлы, зерно, лес и т.п.) и самой крепкой (на текущий период) валютой, шансов успешно пройти мировой политико-экономический экстрим достаточно.

Экономика России в глобальном масштабе незаменима, главное, не делать серьезных ошибок и по максимуму использовать ошибки «партнеров». 



РАЗВОРОТ НА ВОСТОК: СПОСОБНЫ ЛИ ПОСТАВКИ УГЛЯ В АЗИЮ КОМПЕНСИРОВАТЬ ЭМБАРГО ЕС?

КИРИЛЛ РОДИОНОВ

Эксперт Института развития технологий ТЭК

Наибольшим потенциалом для наращивания импорта энергетического угля из России обладают Китай и Индия, на которые приходится 70% строящихся угольных генерирующих мощностей мира. Однако реализовать этот потенциал будет невозможно без модернизации Восточного полигона, а также сооружения частных железнодорожных веток, которые позволят «приблизить» географию российской угледобычи к азиатскому региону.

Эмбарго ЕС на российский уголь, которое в полной мере вступит в силу в середине августа 2022 года, вызвало очередной виток интереса к развороту российского угольного экспорта на Восток. Способны ли российские компании компенсировать потерю европейского рынка за счет поставок в Азию? Могут ли этому воспрепятствовать инфраструктурные ограничения? И насколько устойчивым в ближайшие годы будет азиатский угольный спрос?

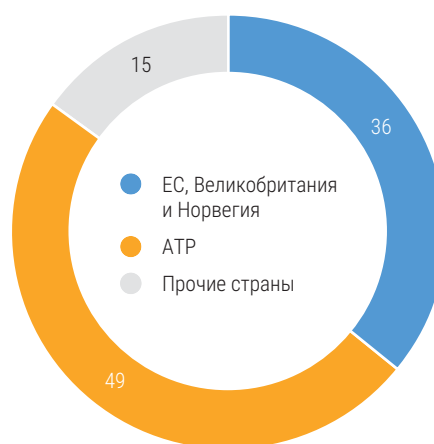
Закрытие европейского рынка

Эти вопросы обсуждались в угольной отрасли еще до эмбарго ЕС, к которому, с высокой вероятностью, присоединится Великобритания, заявлявшая о планах отказаться от некоторых российских энергоносителей до конца 2022 года, и Норвегия, которая нередко «перенимает» санкционные нормы Еврокомиссии. Доля ЕС,

Великобритании и Норвегии в российском экспорте энергетического угля в последние годы поступательно сокращалась: если в 2019 году она составляла 36%, то в 2021 году – лишь 25%, тогда как доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – выросла с 49% до 55% (при одновременном приросте доли всех прочих стран с 15% до 20%). Физические поставки энергетического угля в упомянутые 29 стран Европы (здесь и далее – европейский рынок) за этот период снизились на 22 млн т (до 47,2), в то время как экспорт в Азию увеличился на 10 млн т (до 105,3), согласно данным Федеральной таможенной службы (ФТС). При этом суммарный объем экспорта энергетического угля (с учетом лигнита) остался почти неизменным – 191,4 млн т в 2021 году против 192,9 млн т в 2019 г. (см. «Региональная структура экспорта энергетического угля из России в 2019 году», «Региональная структура экспорта энергетического угля из России в 2021 году», «Экспорт энергетического угля из России в 2019-2021 годах»).

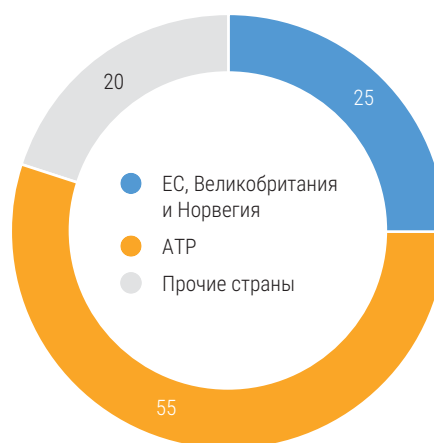
Причины «сжатия» европейского рынка хорошо известны: это и стремительный вывод угольной генерации, из-за которого выработка из угля в период с 2013-го по 2021 год в нынешних 27 странах ЕС упала на 40% (с 729 до 436 тераватт-часов), а в долевым – с 25 до 15%, согласно данным исследовательского центра Ember; и удорожание квот на выбросы, закупать которые обязаны операторы европейских угольных электростанций: стоимость тонны CO₂ в европейской системе торговли углеродными единицами (EU-ETS) за прошедший 2021 год выросла с 34 до 81 евро; и, наконец, низкие операционные издержки в возобновляемой энергетике (ВИЭ), которые играют на руку электростанциям на ВИЭ: по оценке Международного энергетического агентства (МЭА), удельные издержки на эксплуатацию и ремонт угольных электростанций в ЕС – \$90 на мегаватт-час (МВт*Ч) – в 2020 годукратно превышали аналогичный показатель для

Региональная структура экспорта энергетического угля из России в 2019 г. (включая лигнит), %



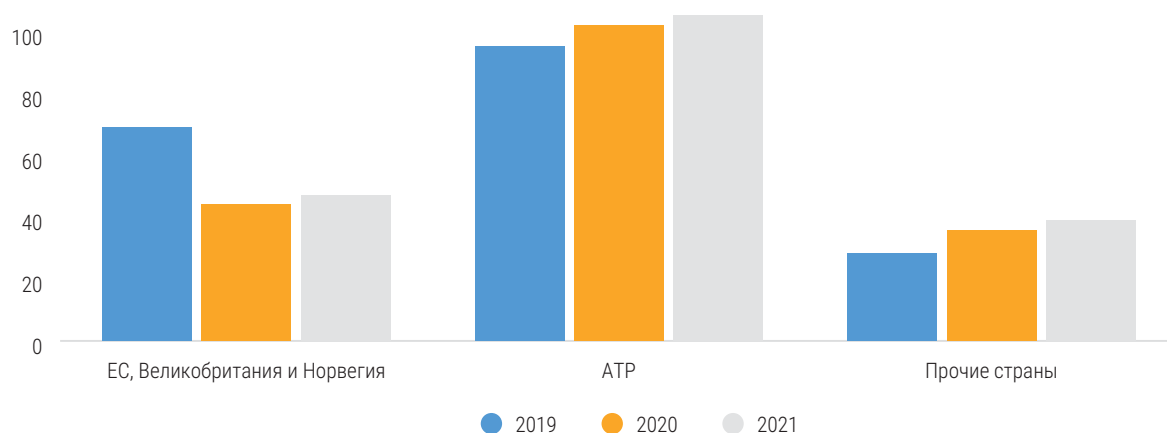
Источник: ФТС

Региональная структура экспорта энергетического угля из России в 2021 г. (включая лигнит), %



Источник: ФТС

Экспорт энергетического угля из России (включая лигнит) в 2019-2021 гг., млн т



Источник: ФТС

Структура экспорта энергетического угля из России в АТР в 2021 г. (включая лигнит), %



Источник: ФТС

солнечных панелей (\$10 на МВт*Ч) и наземных ветрогенераторов (\$15 на МВт*Ч).

Наряду с двузначным приростом ветровых и солнечных мощностей, произошедшим в последнее десятилетие в ЕС (со 169 гигаватт (ГВт) в 2012 году до 348 ГВт в 2021 году, по данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии), это подталкивает ряд стран ЕС к полному отказу от угольной генерации: Бельгия пошла на этот шаг в 2016 году, Австрия и Швеция – в 2020-м, а Португалия – в 2021 году. При этом до 2025 года полностью закрыть угольные станции планировали Франция, Великобритания, Италия и Ирландия, а до 2030 года – Греция, Финляндия, Нидерланды, Дания, Венгрия и Словакия. Поэтому после 2030 года единственным крупным потребителем российского энергетического угля должна была остаться Германия, на которую в 2021 году пришлось 14% экспорта из РФ на европейский рынок (6,6 из 47,2 млн т).

Опережающий рост ВИЭ

Однако эмбарго ЕС ускорило для российских производителей «закрытие» европейского рынка, альтернативой которому являются поставки на Восток, где ключевыми потребителями являются Китай, Япония, Южная Корея, Тайвань, Индия и Вьетнам, на которые в 2021 году пришлось 95% экспорта энергетического угля из РФ в азиатский регион (100 из 105,3 млн т). Эти шесть стран можно разделить на две группы по доле угольной генерации: в Китае (63%), Индии (74%) и во Вьетнаме (51%) она превышает 50%, тогда как в Тайване (45%), Южной Корее (35%) и Японии (31%, согласно данным Ember) находится ниже этой отметки (см. «Структура экспорта энергетического угля из России в АТР в 2021 году»).

Разницу между двумя этими группами стран можно проследить и на примере данных по объему запланированных либо строящихся угольных генерирующих мощностей. По оценке Global Energy Monitor (GEM), к началу 2022 года в Китае в фазе строительства находилось 92 ГВт угольных электростанций (52% от общемирового объема), а на предынвестиционной стадии – еще 158 ГВт. Среди перечисленных шести стран вторую и третью строчку занимали Индия (31 и 24 ГВт соответственно) и Вьетнам (7 и 20 ГВт), опережавшие Южную Корею (4 и 0 ГВт), Японию (5 и 0,5 ГВт) и Тайвань (0 ГВт по обоим показателям) (см. «Объем угольных генерирующих мощностей, находившихся на предынвестиционной стадии и на стадии строительства к началу 2022 года»).

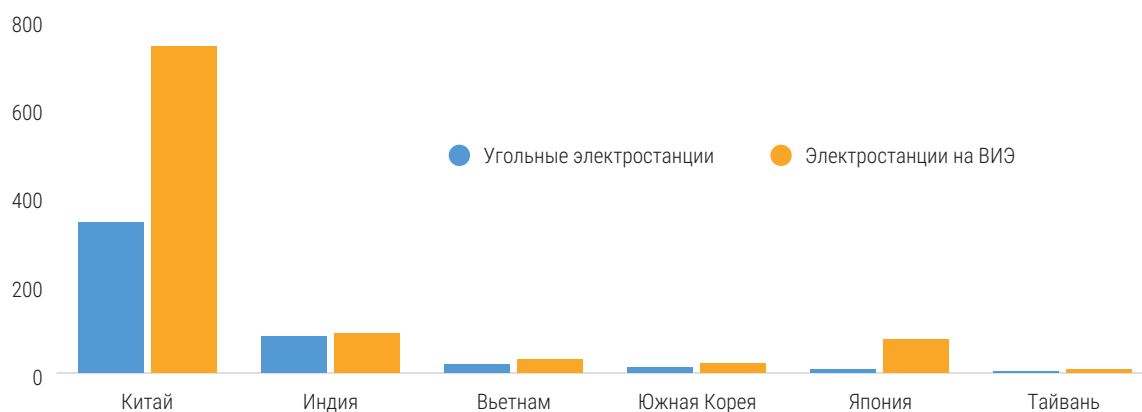
При этом для всех шести стран характерен опережающий ввод возобновляемых генерирующих мощностей (с учетом баланса ввода и вывода угольных энергоблоков): например, Китай в период с 2013-го по 2021 год ввел 330 ГВт угольных электростанций, тогда как станций на ВИЭ – 718 ГВт; в Тайване эта разница была двукратной (3 против 8 ГВт), во Вьетнаме (18 против 29 ГВт) и Южной Корее (13 против 21 ГВт) – полуторакартной, а в Японии –

Объем угольных генерирующих мощностей, находившихся на предынвестиционной стадии и на стадии строительства к началу 2022 г., ГВт



Источник: GEM

Прирост установленной мощности станций на угле и возобновляемых источниках (ВИЭ) в 2013-2021 гг. (с учетом выбытия угольных энергоблоков), ГВт



Источник: GEM, IRENA

более чем десятикратной (7 против 73 ГВт). Наименьшей она была в Индии (80 против 87 ГВт), однако в ближайшие годы эта страна может стать одним из локомотивов спроса на возобновляемую энергию: индийский премьер Нарендра Моди на прошлогодней Конференции ООН по климату заявил о намерении увеличить установленную мощность станций на ВИЭ до 500 ГВт (с нынешних 147), чтобы снизить удельную энергоёмкость ВВП на 45% (см. «Прирост установленной мощности электростанций на угле и возобновляемых источниках (ВИЭ) в 2013-2021 годах (с учетом выбытия угольных энергоблоков)»).

Амбициозные планы по развитию ВИЭ есть также у Вьетнама, намеревающегося к 2030 году удвоить установленную мощность возобновляемых генерирующих мощностей, а также Тайваня, который собирается к 2025 году увеличить долю выработки из неископаемых источников до 20% (против 7% в 2021 году). Что касается Японии и Южной Кореи, то здесь определяющую роль уже начинает играть добровольный отказ от импорта угля из РФ, последствия которого обсуждались на прошедшем в июне Петербургском международном экономическом форуме. Поэтому российским поставщикам придется опираться в основном на китайский и индийский рынки, где сохраняется высокая инерция ввода угольных мощностей и где развитие возобновляемой генерации не сможет полностью обеспечить прирост энергоспроса из-за продолжающейся урбанизации: Индия по доле городского населения (35%) в 2020 году существенно уступала Китаю (61%) – сокращение этого разрыва будет играть на руку производителям дешевой и доступной энергии.

Дефицит инфраструктуры

Впрочем, риски потери японского и южнокорейского рынков, на которые в 2021 году приходилось 34% российского экспорта энергетического угля в Азию (36,3 из

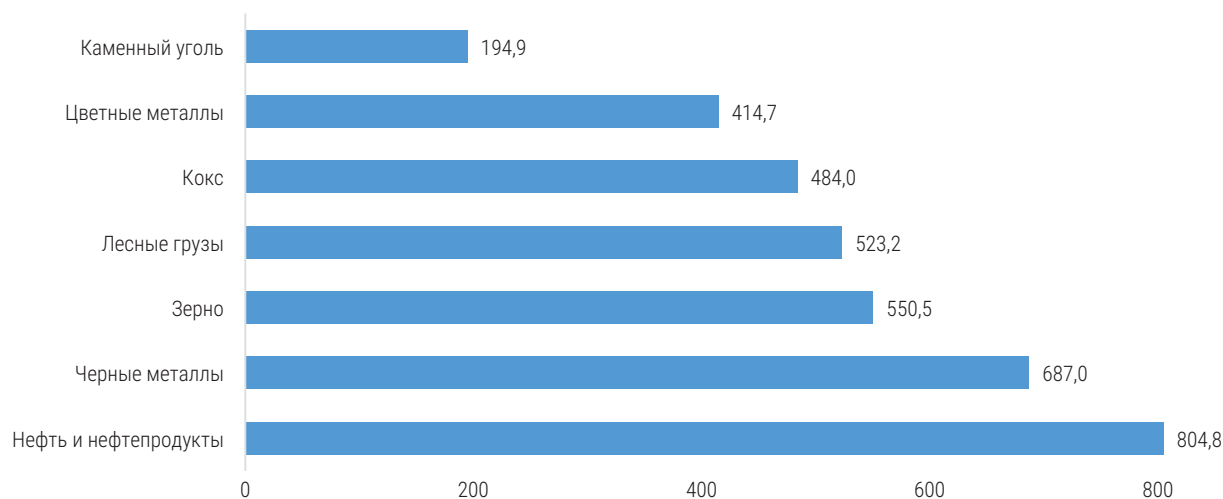
105,3 млн т), может облегчить проблему дефицита провозных железнодорожных мощностей, сдерживавшего переориентацию поставок на Восток еще до нынешнего кризиса. Ключевой артерией, связывающей угледобывающие регионы с экспортными портами Дальнего Востока (Ванино в Хабаровском крае, а также Владивосток, Находка и Восточный в Приморье), является Восточный полигон – Байкало-Амурская (БАМ) и Транссибирская магистрали, мощность которых с 2012-го по 2021 год выросла с 58 до 144 млн т, но все равно остается недостаточной. Поэтому регуляторы периодически используют «нерыночные» механизмы для резервирования мощностей Восточного полигона: так, в начале 2022 года часть мощностей Восточного полигона была зарезервирована для производителей угля из Кузбасса (58 млн т), Бурятии (9,1 млн т) и Хакасии (9 млн т).

Российским поставщикам придется опираться в основном на китайский и индийский рынки, где сохраняется высокая инерция ввода угольных мощностей и где развитие возобновляемой генерации не сможет полностью обеспечить прирост энергоспроса из-за продолжающейся урбанизации

Аналогичным механизмом в период пандемии являлись Правила недискриминационного доступа (ПНД), которые ранжировали грузы по приоритетности их перевозок по Восточному полигону. Наивысшим приоритетом обладали грузы для ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧВС), за которыми следовали:

- перевозки по решениям президента РФ;
- субсидируемые перевозки;
- перевозки контейнеров;

Доходная ставка АО «РЖД» при экспорте различных грузов, коп./10 т-км



Источник: INFOLine - Аналитика

- внутрироссийские перевозки;
- экспортные перевозки несырьевых грузов;
- экспортные перевозки сырьевых грузов в специализированных вагонах;
- экспортные перевозки зерна и продовольствия;
- экспорт сырьевых грузов в универсальном подвижном составе;
- все прочие грузы.

В долгосрочной перспективе полностью переориентировать экспорт на Восток будет невозможно без расширения мощностей Восточного полигона, а также строительства частных железнодорожных веток

Действие ПНД для Восточного полигона было приостановлено весной 2022 года: теперь порядок очередности грузов будут самостоятельно определять «Российские железные дороги» (РЖД), и здесь ключевую роль может сыграть разница в выручке от перевозки грузов на одно и то же расстояние. Продemonстрировать эту разницу можно с помощью доходной ставки РЖД, которая измеряется в копейках за 10 тонно-километров (коп./10 т-км): если при экспорте угля в 2021 г. она составляла 194,9 коп./10 т-км, то при экспорте черных металлов – 687 коп./10 т-км, а нефти и нефтепродуктов – 804,8. Поэтому отмена ПНД может осложнить угольщикам переориентацию экспорта на Восток, тем более что повышенный спрос на мощности Восточного полигона будут предъявлять экспортеры «неугольных» грузов, которые полностью либо частично лишились доступа на европейский рынок (см. «Доходная ставка АО «РЖД» при экспорте различных грузов»).

Рост цен в подспорье

Частично «сгладить» проблему вывоза угля на Восток может взрывной рост угольных цен, охвативший ключевые хабы мира: фьючерс на энергетический уголь с привязкой к хабу в австралийском Ньюкасле в середине июля 2022 года достиг на бирже ICE \$420 за тонну, в четыре раза превысив уровень годовой давности; кратный прирост (до \$400 за тонну) был характерен и для фьючерса с привязкой к хабу в Роттердаме. Рост цен во многом отражает издержки, с которыми будут сопряжено замещение российского угля: в 2021 году на его долю приходилось 70% «внешнего» импорта энергетического угля в ЕС (без учета торговли внутри региона), тогда как на долю Австралии и Индонезии, двух крупнейших в мире экспортеров этого сырья, – лишь 2%, согласно данным Центра по международной торговле ООН/ВТО.

Помимо Австралии и Индонезии, претендовать на замещение российского сырья смогут также США, ЮАР и Колумбия, на которые в 2021 году приходилось 26% «внешнего» импорта энергетического угля в Европе. Логистическая «перестройка» займет время, что неизбежно скажется на ценах, которые «скрасят» российским производителям угля утрату европейского рынка. Однако в долгосрочной перспективе полностью переориентировать экспорт на Восток будет невозможно без расширения мощностей Восточного полигона, а также строительства частных железнодорожных веток, которые позволят сместить географию российской добычи ближе к растущему азиатскому региону (как это видно на примере Эльгинского месторождения коксующегося угля, поставки с которого будут осуществляться по частной железной дороге). ²¹



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi
Approved
Event

28-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ **НЕФТЬ И ГАЗ**

28–30 СЕНТЯБРЯ 2022
КАЗАХСТАН | АЛМА-АТА

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



**RE3 – RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS**
АрИТри – РАШН ЭНЕРДЖИ
ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС

T +7 499 348 85 00

E info@re3.events

www.re3.events



КАСПИЙСКОЕ СИТУАЦИОННОЕ ПАРТНЕРСТВО, СЕЗОН 6

В РЕГИОНЕ МНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ НАМЕРЕНИЙ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ, НО И МНОГО ФАКТОРОВ, КОТОРЫЕ ЭТИ ПРОЦЕССЫ ТОРМОЗЯТ

ВЛАДИМИР МИШИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

Шестой Каспийский саммит прошел 29 июня этого года в Ашхабаде «в теплой, дружественной обстановке» и подтвердил, по сути, политико-экономический статус региона, юридически закрепленный на пятой встрече «каспийской пятерки» (Казахстан, Актау, 12 августа 2018 года): Каспий – море мира, дружбы и согласия, разделенное по принципу срединной линии на пять экономических национальных секторов. Акватория получила, наконец, государственные морские границы (15 морских миль, считая от береговой линии), сохранила свободу судоходства и запрет на появление в каспийской акватории военных кораблей третьих стран, ну и далее по конвенциональному списку.

За четыре года, прошедших с момента подписания Конвенции о правовом статусе Каспийского моря, Россия, Азербайджан, Казахстан и Туркменистан документ ратифицировали, Иран по-прежнему обещает сделать это в ближайшее время, а в остальном все хорошо: после окончания второй Карабахской войны (сентябрь-ноябрь 2020 года) турецкие военные, вопреки политологическим прогнозам, на берегах Каспия не появились, товарооборот России с государствами Прикаспия в 2021 году, как заявил в Ашхабаде президент Владимир Путин, достиг \$34 млрд (за год плюс 35%), работы в рамках создания транспортного коридора «Север-Юг» длиной 7200 км (от Петербурга до портов Ирана и Индии) продолжаются (особое российское внимание – портам Астрахань, Оля и Махачкала), имеются большие возможности в сфере энергетики и совместного освоения в акватории Каспия нефтяных и газовых месторождений, равно как и в транспортно-логистической.

Через несколько дней после окончания Ашхабадского саммита Казахстаном и Турцией были сделаны заявления (сформулированы планы), соотнесенные как раз с «большими возможностями в сфере транспортно-логистической» и подтверждающие давнюю истину: у России только два союзника – ее армия и флот, а партнеры Москвы на Каспии – так, ситуационные, думающие исключительно о своих национальных интересах и не обременяющие себя какими-либо «союзническими обязательствами».

Нур-Султан обещает Европе...

Через несколько дней после завершения VI каспийского саммита в Ашхабаде казахский президент Касым-Жомарт Токаев заверил главу Европейского Совета Шарля Мишеля в том, что «Казахстан готов использовать свой углеводородный потенциал для стабилизации ситуации на европейском и глобальном энергетических рынках». Другими словами, выразил готовность заместить Европе российскую нефть, выбиваемую с евторынка шестым санкционным пакетом ЕС, казахстанскими углеводородами.

План для ЕС, озабоченного новыми источниками сырья, полностью или частично компенсирующими Европе

потерянные российские годовые почти 100 млн тонн нефти, безусловно, отличный, если бы не две текущие проблемы Казахстана, не отмеченные президентом Токаевым: сырьевая и транспортная.

Партнеры Москвы на Каспии – так, ситуационные, думающие исключительно о своих национальных интересах и не обременяющие себя какими-либо «союзническими обязательствами»

Дело в том, что легко и быстро нарастить добычу нефти и заместить Европе российские углеводороды Казахстан не может. Во всяком случае, добыча в ключевых СРП Казахстана рекордами не блещет (см. «Добыча нефти в ключевых СРП Казахстана в 2020-2021 гг.»). Единственное, что сегодня реально может Нур-Султан, это бросить всю «свою», включающую доли иностранных участников СРП, экспортную нефть (в 2021 году – 65,7 млн тонн) на европейский рынок. Правда, Европа в минувшем году и так получила 42,35 млн тонн казахской нефти, или 65% всего нефтяного экспорта Казахстана, так что добавка в 23 млн тонн, во-первых, компенсировала бы ЕС менее 24% попавшего под евроэмбарго российского экспорта. Во-вторых, обделила бы других, «не европейских», импортеров (в частности, в 2021 году в Турцию было экспортировано 3,5 млн тонн казахской нефти, в Китай – по трубе Атасу-Алашанькоу – 3,5 млн тонн).

А тут еще акцентировалась тотальная транспортная зависимость Казахстана от России: три аварии на выходных узлах нефтепровода Тенгиз-Новороссийский (собственник – Каспийский трубопроводный консорциум), произошедшие в новороссийской бухте, вынудили Приморский районный суд города на месяц (с 5 июля) приостановить работу КТК.

Де-факто, учитывая объемы прокачки по КТК в 2021 году (60,7 млн тонн), за месяц Казахстан и Со не экспортировали бы через Новороссийск 5 млн тонн нефти и получили бы (считая по средней экспортной цене за тонну

Таблица 1. Добыча нефти в ключевых СРП Казахстана в 2020-2021 гг.

Проект	Добыча в 2020 г., млн тонн	Доля в добыче, %	Добыча в 2021 г., млн тонн	Доля в добыче, %	Динамика, %
Тенгиз	26,4	30,8	26,5	30,9	+0,38
Кашаган	15,1	17,6	15,9	18,5	+5,3
Карачаганак	12,9	15,0	11,6	13,5	-3,3
Суммарно	54,4	63,4	54,0	63,0	-0,74

*Данные министерства энергетики Казахстана

Таблица 2. Нефтяные терминалы Азербайджана

Терминал	Дислокация	Мощность, млн тонн в год	Перевалка
Дюбенди	Бакинская бухта	10	Железнодорожные цистерны
Бакинский	Бакинская бухта	5	Железнодорожные цистерны
Сангачальский	Поселок Сангачалы, 40 км к югу от Баку	20	Два трубопровода к Сангачальскому терминалу БТД; железнодорожные цистерны

года минувшего – \$473) упущенную выгоду в размере \$2,37 млрд. Реально, учитывая ценовые скачки барреля в 2022 году, больше.

Нур-Султан отреагировал на экологические проблемы КТК экспрессивно: президент Токаев поручил «КазМунай-Газу» проработать, развить и обеспечить транзит нефти через Каспий (читай, помня о КТК, в обход России), а для этого трансформировать казахстанские порты (Актау, Атырау и Курык – иных нет, а те, что гипотетически могут быть, те далеке) и превратить их в «один из ведущих хабов Каспийского моря».

Азербайджан, во-первых, конечной точкой доставки нефти Казахстана президентом Токаевым назван не был, но иных, с выходами на глобальные рынки, в акватории Каспия просто нет.

А с Апшерона есть – это и нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан, по которому скромные, от 1 до 3 млн тонн в год, объемы казахстанской нефти уже не первый год идут к Средиземному морю, и железнодорожные магистрали в Грузию – к терминалам Батуми и Кулеви, а далее по Черному морю танкерами в румынскую Констанцу к НПЗ Румынии, или Босфором к портам Южной Европы.

Во-вторых, президент Казахстана не отметил исторический факт: работа по созданию так называемой Казахстанской каспийской системы транспортировки (ККСТ), того самого приоритетного Транскаспийского маршрута, о котором в Нур-Султане заговорили в июле 2022 года, должна была начаться 16 лет назад, но за минувшие годы так и осталась «воздушным каспийским замком».

Родовая травма ККСТ – неразделенный гешефт

Начиналась история ККСТ помпезно и оптимистично. Сначала, в июне 2006 года, в Алма-Ате президенты Ильхам Алиев и Нурсултан Назарбаев подписали «Соглашение по содействию и поддержке транспортировки нефти из Республики Казахстан через Каспийское море и территорию Азербайджанской Республики на международные рынки посредством системы БТД». Затем, 8 августа того же года, в Астане «КазМунайГаз» и ГНКАР подписали Соглашение о стратегическом сотрудничестве в нефтегазовой отрасли и Меморандум о совместной реализации Транскаспийского проекта. Первая очередь ККСТ должна

была обеспечить транспортировку до 500 тыс. баррелей нефти Казахстана в сутки (25 млн тонн в год), tandem первой и второй – 750-1200 тыс. б/с (37-60 млн тонн в год). Из этих объемов до 20 млн тонн нефти в год планировалось транспортировать в Баку танкерами, а до 40 млн тонн по подводному Транскаспийскому трубопроводу.

Работа по созданию так называемой Казахстанской каспийской системы транспортировки должна была начаться 16 лет назад, но за минувшие годы так и осталась «воздушным каспийским замком» Астаны (Нур-Султана)

Азербайджан к подписанным документам отнесся серьезно и реализацию «апшеронской доли» первой очереди ККСТ обеспечил на все сто. Во-первых, к услугам ККСТ были предложены нефтеналивные терминалы Апшерона суммарной мощностью перевалки 35 млн тонн жидких углеводородов в год (см. «Нефтяные терминалы Азербайджана»). Во-вторых, Каспийское морское пароходство увеличило свой флот до более чем 30 танкеров, способных ежегодно перевозить с восточного берега Каспия на западный свыше 20 млн тонн нефти. В-третьих, пропускная способность БТД (проектная мощность – 50 млн тонн нефти в год) была увеличена до 60 млн тонн нефти в год.

Дело, таким образом, оставалось за Казахстаном, который, выполняя подписанные в 2006 году с Азербайджаном в Алма-Ате и Астане документы, должен был, во-первых, обеспечить доставку к казахстанским береговым терминалам для начала 20 млн тонн нефти в год. Во-вторых, обеспечить их перевалку с железнодорожных цистерн в танкера в портах Актау и Курык (порт Атырау после обмеления Каспия стал речным), расширив мощности портовых нефтяных терминалов. В-третьих, построить нефтепровод Ескене-Курык (длина – 770 км, пропускная способность – до 56 млн тонн нефти в год), снизив, таким образом, себестоимость доставки казахской нефти к «каспийским воротам» республики.

Но Астана (Нур-Султан) пропускную способность терминалов Актау (официально заявленная – 12 млн тонн



КТК

Проектная мощность нефтепровода Тенгиз-Новороссийск – 67 млн тонн нефти в год, протяженность магистрали – 1511 км; участники КТК: «Транснефть» (24% долевого участия), КТК Со (7%), «КазМунайГаз» (19%), Kazakhstan Pipeline Ventures (1,75%); Chevron (15%), Lukarco B.V. (12,5%), Mobil (7,5%), Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited (7,5%), BG Overseas Holding Limited (2%), Eni International N.A. N.V. (2%), Oryx Caspian Pipeline LLC (1,75%).

нефти и нефтепродуктов в год) и Курыка (6 млн тонн) не нарастила, нефтепровод Ескене-Курык не построила, а пошла другим экспортным путем – по КТК на Новороссийск. И не потому, что так уж хотела нарушить взятые на себя транскаспийские обязательства, а потому, что, в частности, не сошлась с Баку во взглядах на перевозчика казахской нефти, равно как и размерами и распределением транзитно-тарифных гешефтов.

«Партнер» Азербайджан рассчитывал, что годовые 20 млн тонн казахской нефти первой очереди ККСТ на Апшерон будут доставлять танкера Каспара, и Астана будет платить за это Баку \$150 млн (по тогдашним расценкам – \$7,5 за тонну).

«Партнер» Казахстан планировал иметь на Каспии три танкера, каждый дедвейтом в 63 тыс. тонн, которые бы за год перевозили на Апшерон 20 млн тонн казахской нефти, и Астана платила бы за это перевозчику – британской компании Alegratrans – \$50 млн (по \$2,5 за тонну).

Свой гешефт получил бы и астраханский судостроительный завод «Красные баррикады», на стапелях которого по заказу Alegratrans должны были быть построены три танкера-гиганта.

Официальный Баку потерять Каспаровский гешефт не захотел и, ссылаясь на «переговорный джокер» – «высокие экологические риски», которые несут Каспию гиганты Alegratrans, использовал свое каспийское право вето (берег и транзитная территория принадлежат Азербайджа-

ну) и сломал и танкерный проект великих британцев, и казахстанскую транспортную выгоду.

Как следствие, Астана не стала вкладываться в расширение нефтяных терминалов в Актау и Курыке и строить нефтепровод из Ескене.

В общем, ничего личного, это бизнес.

Понятно, что в 2022 году бизнес порой уступает пальму первенства политике, и в этом контексте Нур-Султан может, конечно, попробовать реанимировать ККСТ. Сколько времени и ресурсов (финансовых, трудовых, материальных) на это потребуется, каким по объемам и срокам будет обвал нефтедобычи Казахстана, пока будет зреть плод ККСТ, вопрос открытый. А то, что БТД, менее чем на 50% пропускной способности заполненный азербайджанской нефтью, сможет принять в свои трубы не более 30 млн тонн казахской нефти, факт неопровержим. Опять же на максимальные 60 млн тонн нефти в год БТД никогда не работал, и не факт, что сварные швы трубопровода выдержат новое высокое давление.

Если же гешефт превыше всего, у Нур-Султана нет сегодня иного выхода, как осознать всю эфемерность планов по созданию в Казахстане «одного из ведущих нефтяных

хабов Каспийского моря», признать свою тотальную транзитно-нефтяную зависимость от России и постараться убедить Москву в своем «братском партнерстве».

Одумался Нур-Султан, осознав всю транспортную безысходность ситуации с ККСТ, очень быстро. «Казахстан не собирается действовать в ущерб интересам России и надеется на аналогичное отношение со стороны РФ», – заявила пресс-служба президента Токаева.

В свою очередь пресс-служба Кремля отметила, что президенты Путин и Токаев в разговоре по телефону подтвердили настрой на дальнейшее укрепление стратегического партнерства и союзничества двух стран, в том числе в энергетической сфере.

Легко и быстро нарастить добычу нефти и заместить Европе годовые почти 100 млн тонн российской нефти Нур-Султан не может – добыча в ключевых казахстанских СРП рекордами не блещет и лишь стабилизирует экспортный потенциал Казахстана в районе 67,5 млн тонн

Одним словом, 11 июля краевой суд Краснодара отменил решение суда районного, прописал КТК смешной штраф в 200 тыс. рублей и разрешил дальнейшую транспортировку казахской нефти из Тенгиза в Новороссийск.

Официальная информация о том, что президент Казахстана Токаев отменил указание «КазМунайГазу» создавать «ведущий нефтяной хаб Каспия» и развивать транскаспийский нефтяной транзит в обход России, отсутствует. Так что вопрос, лопнула ли, как мыльный пузырь, очередная эпопея с триумфальным созданием ККСТ, пока открытый.

Анкара тянет трубы к туркменскому газу

Второй каспийской транспортно-логистической «сенсацией» лета 2022 года стала очередная реанимация проекта Транскаспийского экспорта туркменского газа на запад. Эпопея газового Транскаспия насчитывает уж тридцать лет заявлений и меморандумов, самого транзита как не было, так и нет, однако в начале июля этого года турецкий вице-президент Фуат Октай добавил интриги в «европейский газовый коктейль», заявив о «проработке» сразу трех вариантов доставки миллиардов кубов (точные объемы – вопрос завтрашнего дня) туркменского газа в Турцию. А уж Анкара, взяв на себя миссию газового хаба Европы, найдет, как ими распорядиться.

Заявление сразу о «трех вариантах» должно внушить стойкую веру в близкий успех видов Анкары на туркменский газ – уж один-то точно сработает, и тогда на Каспии

появится новый транспортно-логистический энергетический коридор!

Хотя, если вдуматься в планы Анкары...

Первый турецкий вариант, он же нетленная классика – Транскаспийский газопровод, протянутый от восточного (туркменского) берега моря к западному (азербайджанскому) и состыкованный на Сангачальском терминале с входным фланцем Южного газового коридора. О цене газопровода, его мощности, протяженности, сроках и исполнителях строительства турецкий вице-президент не сказал. Но, по экспертным оценкам и в первом приближении, газовый Транскаспий мощностью 20 млрд м³ потянет минимум на \$10-12 млрд, а срок его строительства составит не менее двух лет.

Реально, вероятно, больше. Во-первых, проектные работы требуют тщательного исследования трассы магистрали (на Каспии встречаются подводные грязевые вулканы). Во-вторых, трубы и оборудование для компрессорной станции Транскаспия должны быть импортированы (кредиты, контракты, исполнение, транспортировка – сколько месяцев уйдет только на этот этап?). В-третьих, для укладки трубопроводной магистрали придется использовать баржи и крановые суда Азербайджана, то есть технологии строительства явно не дня сегодняшнего.

Плюс у этого варианта есть «ахиллесова пята»: пропускная способность первого звена ЮГК – Южно-Кавказского трубопровода (690 км магистрали ЮКТ проходят по территориям Азербайджана и Грузии) – составляет 25 млрд м³ газа в год. Сейчас практически вся мощность ЮКТ работает на экспорт азербайджанского газа проекта Шах-Дениз. Другими словами, чтобы принять еще 20 млрд м³ туркменского газа, мощность ЮКТ надо либо увеличить (за счет новых компрессорных станций и резкого увеличения давления в трубах – маловероятный, рискованный вариант). Либо, что более реалистично, проложить новую магистраль. А затем последовательно нарастить мощность второго (TANAP, пропускная способность 16 млрд м³ в год) и третьего (TAP, мощность 10 млрд м³ в год) звеньев ЮГК.

Второй турецкий вариант – транспортировка, как выразился Октай, морем. Здесь возможны две альтернативы: транспортировка в форме сжиженного (LPG) или сжатого (CNG) природного газа. Вариант LPG маловероятен: возведя Туркменистанезавод по сжижению 20 млрд м³ газа в год гипотетически возможно, а вот шанс построить «на месте» для их перевозки в Азербайджан хотя бы один газовоз практически нулевой – не потянут каспийские корабельные СПГ-технологии. Равно как и вероятность пригнать в акваторию моря через систему шлюзов, каналов и рек России гигантский «шальной» газовоз (на рынке перевозок LPG эти суда наперечет) близка к нулю.

У альтернативы CNG шансов на успех больше, но и они появляются только в том случае, если промышленно

развитые партнеры предоставят Ашхабаду-Баку-Анкаре необходимые технологии, оборудование и специалистов.

Плюс, если туркменский газ – в форме LPG или CNG, это не суть важно – все же появится в Сангачалах у входного фланца ЮГК, для его транспортировки в Турцию и (или) ЕС необходимо построить, по сути, ЮГК-2. А этот проект потребует пяти-семи лет неустанного труда и до \$30 млрд инвестиций.

И, наконец, третий турецкий вариант – своповый, скромный по объемам поставок: до 4-5 млрд м³ газа в год через Иран в Азербайджан по газопроводу Бинд-Бианд – Гази-Магомеди далее по ЮГК в ЕС.

Хотя и на своповом направлении возможны альтернативы: если увеличить пропускную способность трубопровода Тенгиз (Иран) – Анкара (Турция) вдвое – до 20 млрд м³ в год (выдержат ли постаревшие трубы двойное давление – вопрос отдельный), «туркменский поток в сторону Европы» может быть увеличен еще на 10 млрд м³.

Для этого Туркменистану необходимо будет прокачивать в Иран вдобавок к 4-5 млрд м³ газа, отправляемым в Азербайджан, еще 10 млрд м³ (два туркмено-иранских газопровода имеют суммарную пропускную способность в 20 млрд м³ в год), а иранская сторона прокачает эквивалентные объемы своего газа в Турцию по газопроводу Тенгиз-Анкара, по которому турецкий потребитель получает до 10 млрд м³ иранского газа в год (с туркменским свопом суммарно выйдет 20 млрд м³ в год). Далее возможны варианты распределения и перераспределения туркменского газа на территории Турции, в том числе и с перетоком в Европу.

В общем, если Анкара-Баку-Ашхабад действительно решили замахнуться на нечто серьезное, «партнерам» необходимо запастись финансами, временем и терпением – по щелчку двух пальцев знаковый транспортно-логистический газовый маршрут из Туркменистана в Турцию (далее в ЕС?) не создашь.

На фоне проектов (прожектов) нефтяного ККСТ и газового Транскаспия транспортно-логистический коридор «Север-Юг» явил зримый результат: 6 июля из России в Индию двинулся первый грузовой эшелон (39 контейнеров). Маршрут пройдет по железным дорогам России, Казахстана, Туркменистана и Ирана, его конечная точка – иранский порт Бендер-Аббас (Ормузский пролив). Отсюда через Оманский залив и Аравийское море контейнеры поплывут в индийский порт Хава-Шева. Весь путь контейнеров из России в Индию займет (по плану) 35-37 дней.

«Тихий ход» Каспия

В выступлении на VI саммите в Ашхабаде президент Азербайджана Ильхам Алиев с тревогой отметил естественный, казалось бы, природный фактор: очередное обмеление Каспийского моря. «К сожалению, динамика об-

меления Каспия настораживает», – подчеркнул президент Азербайджана.

После этого в республике на тему обмеления Каспия дружно высказались научные и административные авторитеты. Смыслы изреченного укладываются в шесть базовых позиций:

На фоне проектов (прожектов) нефтяного ККСТ и газового Транскаспия транспортно-логистический коридор «Север-Юг» явил зримый результат: 6 июля из России в Индию двинулся первый грузовой эшелон

- уровень Каспия снижался и прежде, явление это, вероятно, природное и циклическое, но все равно тревожно и надо что-то делать;
- колебания уровня моря, отмеченные за последние 100 лет, лежат в интервале до 3 м;
- уровень воды в Каспии во многом зависит от объемов стока впадающих в него рек;
- интенсифицировать обмеление Каспия может общее потепление на Земле, которое приведет к увеличению испарений с зеркала моря и поверхности впадающих в него рек;
- с 2005 года уровень воды в Каспии ежегодно снижается на 10-15 см, и если эта тенденция сохранится еще



Блок Алов-Араз-Шарг

Прогнозные запасы углеводородов – 1 млрд тонн условного топлива, ожидаемый суммарный объем инвестиций – свыше \$9 млрд; участники СРП: британская BP, оператор, 15% долевого участия, норвежский Statoil – 15%, американская ExxonMobil – 15%, ГНКАР – 40%, турецкая ТРАО – 10%, канадская Alberta Energy – 5%.

Блок Савалан-Далга-Лерик-дениз-Джануб

Прогнозные запасы нефти – 120 млн тонн; участники СРП: ExxonMobil, оператор, 30% долевого участия, ГНКАР – 50%, на оставшиеся 20% претендентов не нашлось.

25-30 лет, северо-восточную зону каспийской акватории может ожидать судьба Аральского моря;

- феномен необходимо изучать – совместно, всеми государствами Прикаспия.

В общем, не было печали, и вот опять...

Продолжающееся обмеление Каспия затронет, безусловно, интересы всех государств региона, но кого-то больше и раньше, и этот кто-то – Азербайджан.

Во-первых, еще минус 1,5-3 м уровня моря – и работа портовых терминалов Азербайджана, принимающих танкеры, сухогрузы и другие типы судов, будет если и не остановлена, то осложнена существенно (пример – судьба Атырау). И если проблема с нефтяным транзитом технически решается использованием беспричастной технологии разгрузки (необходимы инвестиции, оборудование, время и спецы), то Великому шелковому пути и морской торговле с соседями, не исключено, придется сказать «прощай»...

Если Анкара-Баку-Ашхабад действительно решили замахнуться на нечто серьезное Транскаспийское, «партнерам» необходимо запастись финансами, технологиями, временем и терпением – на щелчок двух пальцев знаковый, на 15-20 млрд м³ в год, транспортно-логистический газовый маршрут из Туркменистана в Турцию (далее в ЕС?) не создашь

Во-вторых, еще минус 1,5-3 м уровня моря – и не исключена остановка Завода глубоководных оснований имени Гейдара Алиева: металлоконструкции для освоения новых месторождений со стапелей ЗГО на понтоны «в обмелевшей луже», как прежде, уже не погрузишь.

Спасти – без существенных затрат и перестройки портовых терминалов – гипотетическую ККСТ, «Великий шелковый», ЗГО и далее по списку может, конечно, увеличение стока основной водной артерии, питающей Каспий – Волги. А для этого, чтобы Каспий не повторил судьбу Арала (воды впадающих в высохшее море крупнейших рек Центральной Азии – Амударьи и Сырдарьи – растащили по арыкам и полям прибрежные дехканы), хорошо бы поменьше поливать поля Поволжья и побольше сбрасывать воду из водохранилищ волжских ГЭС. Да, в России в результате упадут урожаи зерновых – и не только, снизится выработка электроэнергии, зато Каспий не повторит судьбу Арала и будут спасены ККСТ, «Великий шелковый» и далее по списку интересов «партнеров».

Идея, в общем-то, простая, но малоперспективная: если во времена СССР, несмотря на лоббизм «товарищей

из Средней Азии», губительный поворот на юг северных рек был заблокирован, в современных геополитических реалиях Россия своими интересами ради уровня Каспия жертвовать не станет.

Энергетическое сотрудничество в режиме Standby

Перспективы для совместного освоения нефтегазовых богатств Каспия у государств региона, как это было отмечено на саммите в Ашхабаде, есть. Только находятся они «в режиме ожидания» – этакое каспийское standby.

Проще всего вывести из standby совместный азербайджано-туркменский проект Достлуг (месторождение Кяпаз-Сердар, открытое нефтяниками Азербайджана в 1986 году, оценочные запасы – 50-60 млн тонн нефти и до 100 млрд м³ газа). Месторождение входило в реестр спорных, но 21 января 2021 года Баку и Ашхабад подписали в туркменской столице Меморандум о взаимопонимании по совместной разведке, разработке и освоению Достлуга (туркменская доля в проекте – 70%, азербайджанская – 30%). Соглашение об освоении Достлуга пока не подписано – в общем, standby. Что на пороге глобальной рецессии и рекордной инфляции вполне логично.

Еще более масштабными обещали быть проекты освоения южно-каспийских блоков Алов-Араз-Шарг (СРП подписано 21 июля 1998 года в Лондоне) и Савалан – Далга – Лерик-дениз – Джануб (СРП подписано 27 апреля 1999 года в Вашингтоне).

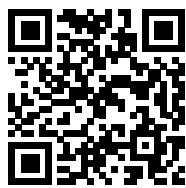
На Южном Каспии все было замечательно до тех пор, пока 23 июля 2001 года к судну «Геофизик-3», арендованному британской BP Azerbaijan у ГНКАР и занимавшемуся на блоке Алов-Араз-Шарг исследованиями дна моря, подошел корабль ВМС Ирана. Военные моряки потребовали от судна ГНКАР немедленно покинуть каспийский сектор Ирана, пригрозив заслушать огнем на поражение.

С тех пор оба южно-каспийских проекта фигурируют в разряде замороженных на неопределенное время.

Подписание в августе 2018 года Конвенции о правовом статусе Каспия должно было, как казалось Баку, заморозить южно-каспийские СРП. Но Тегеран от ратификации Конвенции пока воздерживается, и освоение блоков Алов-Араз-Шарг и Савалан – Далга – Лерик-дениз – Джануб пребывает все в том же режиме standby.

А в остальном на Каспии, как и в сказочном Багдаде, «все спокойно»: прочный мир, безопасность и стабильность, политические и правовые гарантии для развития, совместное противодействие терроризму, незаконному обороту наркотиков, организованной преступности и любой другой противоправной деятельности.

Одним словом, успешное ситуационное партнерство до, как показано выше, первого каспийского конфликта интересов... ❗



3-й международный конгресс и выставка



ПОЛИМЕРЫ 2022 РОССИИ И СНГ

СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ ЗАВОДОВ

POLYMERRUSSIA.COM

4—6 ОКТЯБРЯ, ТЮМЕНЬ

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ В ПРОГРАММЕ КОНГРЕССА 2022

- **150+ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ПОЛИМЕРНОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛЕЙ** соберутся вместе для обсуждения наиболее острых вопросов в индустрии!
- **20+ ДОКЛАДОВ** с уникальной информацией от руководителей ключевых компаний отрасли
- **ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ПЛОЩАДКУ***
* Количество мест для участия в техническом визите ограничено. Свяжитесь с организаторами для уточнения условий участия.
- **КАКИЕ ПЕРЕМЫНЫ ПРОИСХОДЯТ В НЕФТЕХИМИИ.** Экспертная аналитика и прогнозы по развитию отрасли
- **ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОЕКТОВ, МЕНЯЮЩИХ ИНДУСТРИЮ.**
Стадии реализации крупнейших проектов строительства и модернизации в сфере производства и переработки полимеров в России и СНГ
- **СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС!**
Представление новых инвестиционных проектов
- **ПЕРЕРАБОТКА ПОЛИМЕРОВ. КАК ПРЕВРАТИТЬ ОТХОДЫ В ДОХОДЫ.**
Создание экономики замкнутого цикла
- **ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА БАЗОВЫЕ ПОЛИМЕРЫ И КОНЕЧНУЮ ПРОДУКЦИЮ:** что происходит с ценами и что влияет на них сегодня. Вопросы и ответы. Обсуждение в формате круглого стола
- **НОВОЕ! РАЗВИТИЕ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА ПОЛИМЕРОВ И ЕГО ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ:** теория и практика
- **ESG-СТРАТЕГИИ.** Устойчивое развитие бизнеса в нефтехимической отрасли
- **ПОВЫШЕНИЕ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ.** Цифровизация. Наука и инновации. Вопросы качества сырья и продукции. Новые ГОСТы
- **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ОТ ЛИДЕРОВ ИНДУСТРИИ. РОУД-ШОУ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ.**
- **30+ ЧАСОВ ДЕЛОВОГО И НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ!**
Встречи один на один, деловые обеды, кофе-брейки, торжественный ужин и многое другое.

Генеральный спонсор:



ГАЗПРОМБАНК

Логистический партнер:



Партнеры технического визита 2021:



Среди участников 2022:



Организатор:

VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —



По вопросам участия, пожалуйста, обращайтесь:

УЛЬЯНА ИРИНОВА

Программный продюсер
+7 495 109 9 509 (Москва)
Ulrinarova@vostockcapital.com



АЛЕКСЕЙ КАЗАНИН: «НЕ БОИМСЯ НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ»

В 2022 году Морской арктической геологоразведочной экспедиции (МАГЭ) исполнилось 50 лет. За свою полувековую историю компания внесла огромный вклад в становление отечественного нефтегазового комплекса. Открытия и изыскания, связанные с месторождениями Приразломное, Штокмановское, хребтом Ломоносова, были сделаны непосредственно МАГЭ. Но какие вызовы и надежды на будущее стоят перед компанией и российской морской геологоразведкой сейчас? Об этом «Нефтегазовая Вертикаль» побеседовала с кандидатом технических наук, доктором экономических наук, генеральным директором МАГЭ Алексеем КАЗАНИНЫМ.

НГВ: Алексей Геннадьевич, какие работы выполняет сегодня МАГЭ для компаний нефтегазовой отрасли?

А. Казанин: Мы проводим морские сейсмические, инженерные изыскания на северных и восточных шельфах России, а также в других акваториях страны и мира. С момента своего основания в 1972 году основной задачей компании был поиск нефти и газа на арктическом шельфе, и если посмотреть на карту Арктической зоны Российской Федерации, то не было места, где бы мы не работали. В качестве примера, кстати, 35 лет назад мы открывали Приразломное (1989 год), и после наших исследований было открыто Штокмановское газовое месторождение (1988 год).

Несмотря на рост стоимости углеводородов, морское направление разведки пока уменьшается

Последние 10 лет компания в основной массе контрактов работает с недропользователями. Как вы знаете, закон о шельфе говорит о том, что лицензии на шельфах морей получают только госкомпании. У нас их, соответственно, две – «Роснефть» и «Газпром», а также дочерняя компания «Газпром нефть». Третьим заказчиком у нас зачастую выступает и само государство, которому для выдачи новых лицензий на недропользование необходимо сделать те или иные геологоразведочные работы, в частности сейсморазведку, магнитометрию, гравиметрию. То есть те работы, на основании которых определяются данные нефтегазоносности того или иного региона.

Также в последние восемь лет мы занимались большим государственным проектом, который называется «Внешние границы континентального шельфа». Как вам известно, есть так называемый хребет Ломоносова, являющийся, по нашим оценкам, – и это неоспоримые данные, – частью нашего континента. Под водой он распространяется на сотни миль от границ берега, и, соответственно, Россия имеет право на увеличение площади своей исключительной экономической зоны за пределами 200 миль от береговой линии, установленными международными соглашениями. Так, в 2014 году мы проделали сейсморазведку Восточной Арктики и, пройдя по хребту Ломоносова, впервые в мире сделали сейсморазведку через Северный Полюс в сопровождении атомного ледокола «Ямал».

НГВ: Получается, наш Арктический шельф теперь простирается до самой «шапочки» Северного полюса?

А. Казанин: Нет. Просто мы, пользуясь случаем, что ледовая обстановка и материал позволяли, сделали не-

сколько профилей для того, чтобы понимать, а чего же там на полюсе. Мы создали уникальную методику, сконструировали и изготовили уникальное приспособление, на которое получили патент. Приспособление называется «устройство ледовой защиты», когда сзади под винтами приваривается огромная, многотонная, металлическая конструкция, через которую протягивается сейсмическая коса, которая потом под водой, подо льдами работает на определенной глубине и, соответственно, осуществляет сейсморазведку. И благодаря этому, ледовое поле, образующееся после прохода ледокола, не может повредить косу, которая протягивается уже подо льдом. Такого не было практически никогда в мире! Полученные данные – уникальны, потому что сейсмика – один из самых реальных методов геологоразведки, которые показывают насыщенность нефтегазоносных пластов.

НГВ: Можно ли говорить о том, что в последние годы идет тенденция к увеличению объемов геофизических работ?

А. Казанин: К сожалению, на сегодняшний момент идет тенденция к уменьшению.

К примеру, некоторые недропользователи перенесли на несколько лет свои лицензионные обязательства. Как мы помним, в 2014 году вступил в силу первый пакет санкций, и объемы геологоразведочных работ на шельфе были сокращены по причине того, что, во-первых, ушли зарубежные партнеры, участвовавшие в проектах, и, во-вторых, то оборудование, которое мы используем, попало под санкции. Конечно, мы научились как-то выживать и двигаться вперед, но, тем не менее, пока объемы морских геофизических работ значительно уменьшились, и заказов от некоторых недропользователей мы уже несколько лет не получали.

С точки зрения геофизического оборудования для геологоразведки, наверное, все-таки мы можем импортозамещаться уже сейчас на 60-70%

Другие, как например «Газпром», наоборот, как шли по плану, так и идут. Соответственно, мы стали расширять свои компетенции, поскольку, помимо геофизических работ, они проводят еще и разведочное бурение. Поэтому на текущий момент мы сопровождаем те же буровые установки специализированным флотом. Речь идет о судах, которые возят груз, и о судах, которые буксируют ту или иную буровую установку.

С точки зрения нашего третьего заказчика, государства, к сожалению, за последние 3-4 года было минимальное количество объектов на шельфе, но в этом году ожидается два объекта, что даст возможность нам и нашим

коллегам в этих непростых условиях выжить, поддержать флот и уникальных специалистов и не умереть отечественной морской сейсморазведке и геофизике.

Тем не менее, несмотря на рост стоимости углеводородов, морское направление разведки пока уменьшается. Тут есть еще одна причина, что если развивать любое морское месторождение и добывать на нем, то потребуется, наверное, не один год, чтобы заменить какое-либо импортное высокотехнологическое оборудование. У нас пока есть стратегические запасы на суше, а на шельфе добыча требует определенное импортозамещающее оборудование. Сейчас наши крупные госкомпании занимаются вместе с Минпромторгом РФ, чтобы понять, что лучше предпринять в этой ситуации.

НГВ: Каков уровень импортозамещения оборудования для работ на арктическом шельфе?

А. Казанин: Мы занимаемся импортозамещением в части геофизического оборудования, и нам удалось как раз вместе с Минпромторгом разработать сейсмические донные станции «Краб-3000», с помощью которых сейчас выполняется уже третий проект. Эти станции ничем не уступают западным аналогам. И это тот старт, который произошел в 2014 году, нам дал результат.

Все западные рынки нам сегодня закрыты, и мы пытаемся сохранить свой флот и свое оборудование. Ну а для этого, конечно, нужны заказы

В части бурения могу сказать, что работы постоянно ведутся, и уже более 50% импортного оборудования замещилось.

Но разведочное бурение – это одна история, а «небуровая» геологоразведка – совершенно другая. И соответственно, два совершенно разных типа оборудования. С точки зрения геофизического оборудования для геологоразведки, наверное, все-таки мы можем импортозамещаться уже сейчас на 60-70%.

НГВ: Какой объем 2D, 3D, 4D-сейсморазведки был выполнен в 2021 году?

А. Казанин: В прошлом году 2D-сейсморазведки у нас практически и не было. По 3D работам с буксируемыми косами – в России на сегодняшний момент всего два судна пока работают, но с небольшими объемами. Что касается 4D, то мы работаем с донными станциями, в частности, с уже упомянутым «Крабом». Мы сделали достаточно приличный объем работ по заказу «Газпрома» и сейчас получили на ближайшую перспективу контракт в Охотском море.

НГВ: Работы по этому контракту начнутся в этом году?

А. Казанин: Да, буквально «на днях» вышли в море.

НГВ: Какой, помимо данного проекта, объем сейсморазведки запланирован на этот год?

А. Казанин: Пока, к сожалению, на этом все. И это на нас очень сильно давит, потому что мы не можем сохранить ни оборудование, ни коллектив, ни науку. Люди должны работать. В нашей работе есть важная особенность, мы – очень сезонные, и у нас время простоя судов доходит до 70% по причине того, что Арктика «открывается» на 3-4 месяца. И для нас, конечно, важно сделать как можно больше в этот период. А сделать мы можем сезонно от 10 до 20 тыс. сейсмики 2D. Но содержания судов и людей потом в течение 7-8 месяцев – это очень дорогостоящая история, притом, что все западные рынки нам сегодня закрыты, и мы пытаемся сохранить свой флот и свое оборудование. Ну а для этого, конечно, нужны заказы.

НГВ: Вы упоминали, что МАГЭ ведет работы на Дальнем Востоке. А какие перспективы там?

А. Казанин: На данный момент, еще раз вернусь к вышесказанному, у нас там есть достаточно большой объем сейсморазведки 4D с донными станциями, который позволит сделать высокоточную сейсмику в большом объеме по заказу «Газпром недр». И это дает нам возможность развития данного вида деятельности. Самое главное, повторяюсь, это – импортозамещение.

НГВ: Вот эти проекты по заказу «Газпрома» связаны с Сахалином?

А. Казанин: Да, если говорить глобально, то работы идут на сахалинском шельфе.

НГВ: Считается, что качество отечественного 3D-4D-оборудования для сейсморазведки не соответствует глобальному уровню. Согласны ли Вы с этим?

А. Казанин: То, что делается на шельфе, делается современным высокоточным оборудованием, поэтому проблем с качеством нет. Однако, что мы, что наши коллеги применяем одинаковое сейсмическое оборудование, и оно, к сожалению, все иностранное. Пока мы научились на 30-40% замещать сейсмические косы. Маленькие сейсмодосы мы уже делаем. Что касается больших кос на 8-12 км, а уж тем более в части 3D, то ко всему этому мы еще не пришли, но работы ведутся. В вопросе 4D-сейсморазведки дела обстоят лучше. Главным достижением является создание и последующая модернизация уже упомянутых донных регистраторов «КРАБ» и системы акустического позиционирования «ПИКЕТ». Обе системы отечественные и, как бы это ни звучало странно, превосходят зарубежные аналоги по качеству, надежности и мно-





гозадачности. Обе системы были разработаны и внедрены при непосредственном участии нашей компании, использован опыт наших ведущих специалистов, и обе системы используются нами для проведения работ с донным оборудованием на шельфе России.

НГВ: *Но иностранное оборудование нужно эксплуатировать, осуществлять ремонт, поддерживать в рабочем состоянии...*

А. Казанин: Мы научились делать ремонты, научились делать какие-то мелкие запчасти, понимаем, что как работает, и потихоньку развиваем сервисное взаимодействие с разными отечественными компаниями.

НГВ: *Возможно, производству отечественного оборудования поможет обратная инженерия?*

А. Казанин: На сегодняшний момент нет никаких сложностей в понимании того, что и как устроено в зарубежном оборудовании. Но есть ряд высокоточных микросхем и деталей, к изготовлению которых мы пока еще не подошли. Условно говоря, микрочипы мы не можем производить, равно как и вскрыть их, чтобы понять как они сделаны. К примеру, как устроена та же сейсмическая коса все прекрасно понимают, но есть такие детали, которые не позволяют себя вскрыть. Конечно, рано или поздно мы придем к налаживанию их производства. Это эволюционный процесс и от первых карандашных набросков проектантов до готового промышленного изделия проходит 5-7 лет минимум. Так что мы еще только в начале пути.

НГВ: *То есть просто нужны производственные мощности?*

А. Казанин: И производственные мощности, и, наверное, все-таки умные головы, которые будут заинтересованы в производстве. Дело в том, что можно организовать производство всего, но вопрос в том, кто будет покупать, и как покупать. Надо учитывать, что работ на шельфе не так много, компаний-операторов соответствующих судов у нас на рынке две-три, поэтому какое бы оборудование мы не произвели, если не будет работы,

Сегодня большое количество судов в целом по стране строится, но в части научного геологоразведочного флота пока ни одно судно не заложено

то как производитель будет получать свою выгоду и прибыль? Он же должен продать товар. В разработку вложить деньги, а чтобы внедрить эту разработку, производить и как-то существовать, нужна клиентская база. А клиентская база – это две-три компании: мы, Росгеология и ча-

стично Совкомфлот. Соответственно, у нас объем заказов небольшой, и каждый из нас, может позволить себе купить в год примерно на 500 млн, может быть, на 1 млрд рублей этой сейсмокосы, а это огромные деньги, инвестируемые в оборудование. Но при этом у нас даже нет 3-4-летних контрактов. Мы живем от года к году.

НГВ: *Какие инновации еще ожидаются в ассортименте инструментов исследования, интерпретации в ближайшей или среднесрочной перспективе?*

А. Казанин: Вы знаете, есть очень большая программа у Минпромторга РФ в части импортозамещения геофизического оборудования как на суше, так и на море. Туда входят и определенные датчики глубин, датчики чувствительности, измерители скорости звука и уровня моря, много других элементов, которые мы используем в геофизике, ведь у нас есть не только сейсмическая коса, у нас есть пневмоисточники, или, например, многолучевые эхолоты и гидролокаторы бокового обзора. Мы участвуем в создании примерно десятка продуктов, постоянно проводим испытания. Повторюсь, самый яркий пример – донные станции «Краб», которые успешно работают уже третий год. Но к ним нужна масса различных датчиков, например, датчики позиционирования, которые позволяют «привязывать» станцию к нужной точке с высокой точностью.

Мы научились на 30-40% замещать сейсмические косы. Маленькие сейсмокосы мы уже делаем. Что касается больших кос на 8-12 км, а уж тем более в части 3D, то ко всему этому мы еще не пришли, но работы ведутся

Государство через Минпромторг объединяет наши усилия, проводятся встречи рабочих групп, где мы говорим, что нам нужно в первую очередь. Подвижки идут и достаточно активно.

НГВ: *Существуют ли сейчас какие-либо заказы от государства или бизнеса на новые разработки по увеличению мощности, возможностей флота?*

А. Казанин: Не существуют. Вообще с флотом все плохо. Сегодня большое количество судов в целом по стране строится, но в части научного геологоразведочного флота пока ни одно судно не заложено. Причем не только у частных компаний, как мы, которые не могут себе этого позволить из-за отсутствия достаточных средств, но и у госкомпаний.

НГВ: *С какими вызовами эта ситуация связана?*

А. Казанин: Повторюсь, отсутствие заказов у компаний. Шельфовые проекты достаточно дорогие и требуют высо-



ких технологий, и пока есть более дешевые нефть и газ на суше, шельф, наверное, имеют право немного подождать.

НГВ: То есть, грубо говоря, все дело – в вопросе рентабельности?

А. Казанин: Конечно. Дело – в рентабельности, в оборудовании, в технологиях. А если смотреть в корень, то в ограниченном количестве заказов на геофизические работы на шельфе. Добыча углеводородов на шельфе сегодня обходится в несколько раз дороже добычи аналогичного объема на суше.

НГВ: Какие перспективы сотрудничества с зарубежными странами в части разработки оборудования Вы видите в текущих условиях?

А. Казанин: В плане разработки оборудования никаких перспектив не просматривается. В отношении сервисных услуг по геофизическим работам на сегодняшний момент мы участвуем в конкурсе с Индией. По запчастям имеющегося зарубежного геофизического оборудования, частично есть отношения с Китаем.

НГВ: Как планируете осуществлять ремонт разведывательного флота?

А. Казанин: Пока все делаем на территории Российской Федерации, на ремонт в иностранных портах действует запрет.

НГВ: В условиях закрытия внешних рынков, есть ли сейчас у российских флотов иностранные заказчики?

А. Казанин: Нет. Во-первых, у нас достаточно устаревший флот, даже если бы все внешние рынки были открыты. А во-вторых, общемировой объем морских сейсморазведочных работ упал после обвала нефтяных цен в 2020 году, он сократился в три-четыре раза, из-за чего в мире кардинально поменялся геологоразведочный флот. Ушло очень много крупных компаний, мировых лидеров. Если раньше по всему миру бороздило порядка 40-50 судов, то сегодня – 12-18 судов. Повторюсь, что шельфовые проекты даже с учетом такой цены на нефть потихоньку приостанавливаются, исходя из нерентабельности освоения.

НГВ: Нужна ли отрасли, геологоразведке в целом, на Ваш взгляд, господдержка в текущих условиях?

А. Казанин: Да, обязательно нужна. Вообще наши компании были организованы государством, и, учитывая, что шельф принадлежит государству, которое дает право работать только госкомпаниям, мы просто нуждаемся в такой поддержке. Мы готовы конкурировать, мы готовы улучшать качество своих услуг, но нам обязательно необходим определенный пул заказов, чтобы мы могли продолжать свою деятельность. У нас еще есть ресурсы на год, на два-три года максимум, а потом это все может просто исчезнуть. И когда понадобится что-то в



наших недрах под водой посмотреть, найти, то уже, к сожалению, никто этого не сможет сделать. Придется кого-то нанимать из иностранных партнеров.

НГВ: Государство готово оказывать эту поддержку?

А. Казанин: Существует программа по восполнению минерально-сырьевой базы РФ, и ее контролирует Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). Соответственно, Роснедра составляют программу на период от одного до трех лет, в рамках которой по всей стране, причем, на суше и на море, ставят те или иные геологические объекты, интересные, собственно, данному ведомству. Это могут быть скважины, это могут быть морские и сухопутные сейсмические работы, сухопутное бурение.

Но в части шельфа, конечно, это только единичные случаи, когда появляется реальная работа, позволяющая потом целый год восстанавливать и поддерживать суда и оборудование. Вместе с тем опять-таки изученность шельфа за последние 40 лет стала достаточно высокой. Да, объект можно всегда найти и ставить с учетом масштабов арктических и дальневосточных морей, но пока приоритеты двигаются все-таки в сторону суши. Скажем так, в рамках упомянутой программы 90% средств выделяются на сухопутные работы. Для сравнения, в этом году, наверное, из 30 млрд рублей, которые госпрограмма выделяет в год, на море будет направлено, как я думаю,

не больше 2 млрд. Даже с учетом двух-трех компаний, которые работают на рынке, это – все равно очень мало.

Поэтому мы и вынуждены делать диверсификацию бизнеса, когда мы оказываем услуги по инженерным изысканиям, по судам обеспечения... В общем, делаем все, чтобы выживать, хотя наша основная цель сохраняется. Это – научный потенциал и работа собственными силами на шельфе.

НГВ: Что касается вопроса порядка лицензирования. Готовятся ли какие-то поправки в этот механизм регулирования разведки и освоения? Какие изменения необходимы, чтобы стимулировать рост работ?

А. Казанин: Частные компании, например, ЛУКОЙЛ и НОВАТЭК, часто говорили о возможности допуска на шельфовые проекты. Если бы такие вещи происходили, то количество и объемы заказов увеличивались. У нас есть яркие примеры, когда подобные проекты реализовывались, как это было с Сабеттой НОВАТЭКа. Этот проект вроде как и не на шельфе, но, во-первых, это – район Крайнего Севера, во-вторых, там применяются уникальные технологии.

Что касается госкомпаний, то у нас есть перенесенные на несколько лет обязательства. Но здесь причины, наверное, в отсутствии определенных инвестиций в технологии для шельфа. То есть сейчас экономически невыгодно заниматься этим. Например, «Роснефть» делает се-

годня великолепный проект «Восток Ойл», который, по сути, реализуется в арктическом регионе, но дело в том, что нефть будет добываться на суше, где процессы проще.

НГВ: *Есть ли точки возможностей для наращивания инвестиций со стороны бизнеса?*

А. Казанин: Мы живем, к сожалению, без хорошей инвестиционной программы из-за того, что нет контрактной базы на три-четыре года вперед. Мы видим горизонт одного года, и он зачастую очень изменчив. Но, правда, «Газпром» сейчас заключил с нами четырехлетний контракт, который позволяет уже в этом направлении более детально подготовиться и проинвестироваться.

НГВ: *В чем Вы видите точки роста для компании в среднесрочной перспективе? Если заказы в нефтегазовой сфере будут уменьшаться, то какие направления считаете перспективными?*

А. Казанин: В любом случае, мы будем заниматься импортозамещением, и это оборудование будет так или иначе востребовано. Это первый момент. А второй – если даже геологоразведочная отрасль уменьшится где-то в своих объемах, мы будем оказывать сервисные услуги. Условно говоря, использовать свой флот в качестве вспомогательного для тех или иных буровых геологоразведочных работ, которые планируются и уже ведутся в Арктике.

Общемировой объем морских сейсморазведочных работ упал после обвала нефтяных цен в 2020 году, он сократился в три-четыре раза

Также рассматриваем расширение своих видов деятельности на мелких глубинах, то есть при строительстве портов, причалов, терминалов, где необходимо такое же геологическое изучение, только в верхней части морского дна. У нас здесь есть компетенции. Мы, например, знаем, что «Газпром» планирует на мелких глубинах в месторождениях Обской губы проводить определенные геологоразведочные работы, и там в перспективе может быть бурение со льда, могут быть опробованы какие-то новые методики. Мы стремимся идти в ногу с заказчиком, и не боимся новых направлений. 10 лет назад у нас было два вида работ, сейчас – уже девять. Поэтому если бы мы их не развивали, то, наверное, оказались бы в сложнейшем положении.

К сожалению, отчет у нас показывает, что из года в год кардинально меняется пул заказчиков, – то один, то второй, то третий становится лидером, – и кардинально меняется рентабельность по видам работ. Здесь очень все сложно. Мы общаемся с финансово-экономическим блоком и консультантами, и, конечно, как бы они не «крутили», нам сложно построить пятилетний хороший бизнес-план, по которому можно жить. Хотя это – мечта любого руководителя. ❗







В 2023 г. выйдут 12 номеров журнала

Печатная годовая версия (12 номеров)	42 000 ₽
Электронная годовая версия (12 номеров)	39 600 ₽
Печатная версия 1-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 1-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽
Печатная версия 2-е полугодие (6 номеров)	21 000 ₽
Электронная версия 2-е полугодие (6 номеров)	19 800 ₽

Подписаться можно:

через редакцию
журнала
+7 (495) 720-48-18
podpiska@ngv.ru

по каталогу ПРЕССА РОССИИ
индекс 45380
через агентство КНИГА-СЕРВИС
www.akc.ru/itm/neftegazovay_a-vertikal

через агентство УРАЛ-ПРЕСС
+7 (499) 391-68-21
+7 (499) 700-05-07 (доб. 3102)
E-mail: nisakina@ural-press.ru

ЖУРНАЛ • НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ • ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!



СЕРГЕЙ ЧИКАЛОВ: «ВОДОРОДНОЕ БУДУЩЕЕ ТРУБОПРОВОДОВ»

Об основных вызовах и технологических тенденциях в водородной промышленности, а также о создании продуктов для выработки, транспортировки и хранения водородного топлива в интервью «Нефтегазовой Вертикали» рассказал доктор технических наук, первый заместитель генерального директора по операционной деятельности и развитию Трубной Металлургической Компании (ТМК) Сергей Чикалов.

Энергетика всегда выступала одним из драйверов технологического развития промышленности. В 2021 году ключевым вопросом в повестке ТЭК стала экология – снижение воздействия на окружающую среду, в том числе сокращение углеродного следа для борьбы

с глобальным потеплением. В энергетике эти цели достигаются благодаря развитию возобновляемых источников энергии, атомной энергогенерации, гидроэнергетики, эффективному использованию энергии и другим решениям.

С этим связан и всплеск интереса к водородному топливу, при этом многие страны уже имеют значительный опыт его производства и использования в промышленности и на транспорте. Водородная энергетика позволит значительно снизить выбросы парниковых газов и тем самым решить главную задачу декарбонизации.

При этом траектория развития водородной энергетики показывает, что оптимальным с точки зрения экономики и технологий становится симбиоз новых и существующих технических решений.

НГВ: Сергей Геннадьевич, какой вам видится роль водорода в текущем энергопереходе?

С. Чикалов: Сегодня ажиотаж вокруг энергоперехода немного утих, но мы понимаем, что тема снижения воздействия на окружающую среду никуда не уйдет. ТМК изначально прикладывала много усилий для того, чтобы повысить экологичность производства, создать высокотехнологичные «зеленые» продукты – термоизолирующие трубы, бессмазочные резьбовые покрытия и другие решения. И сейчас мы активно продолжаем работать на этом направлении, разрабатывая материалы и технологии для энергоперехода. Инфраструктура для водородной энергетики – одна из таких ниш.

Существует несколько концепций роста потребления энергии из альтернативных источников. Наиболее радикальный вариант – полный запрет на использование угля, нефти и газа к 2050 году – сегодня представляется малореализуемым. Есть более сдержанные планы, предполагающие сокращение доли потребления угля и нефти на 20-30% с компенсацией роста потребления энергии за счет строительства новых атомных станций, развития возобновляемых источников энергии и увеличения потребления природного газа. Этот сценарий более реалистичен.

Что касается водородного топлива, то, по экспертным оценкам, в перспективе водород может занять 10-15% в общем энергобалансе. Когда это произойдет – сегодня сказать сложно, но мы как инновационная компания должны быть готовы к этому. Водородная энергетика требует создания особых технологий для производства, транспортировки и хранения нового топлива, и ТМК активно работает в этом направлении.

НГВ: Насколько переход на водород экономически обоснован?

С. Чикалов: Сегодня переход на водород возможен в ограниченных масштабах – как по технологическим, так и по экономическим соображениям. Водород в природе в чистом виде практически не встречается. Основным источником промышленного водорода – это то же самое ископаемое углеводородное сырье: природный газ и уголь. Поэтому для водорода ввели градацию – «серый», «голу-

бой», «бирюзовый» и «зеленый». «Зеленым» считается водород, произведенный с помощью технологий, не выделяющих парниковых газов, путем электролиза воды, питаемого энергией ветра и солнечных батарей.

В современном мире большая часть промышленно получаемого водорода производится методом парового риформинга природного газа. Себестоимость такого водорода составляет \$1,2 за килограмм (это около 11 кубометров). Тогда как минимальная себестоимость производства «зеленого» водорода на настоящий момент примерно в пять раз выше – она оценивается в районе \$5-7 за килограмм.

Наиболее перспективным выглядит получение «голубого» и «бирюзового» водорода, технология получения которого активно разрабатывается в России

При этом при существующих технологиях энергоэффективность «зеленого» водорода вызывает вопросы. Энергозатраты на производство одного кубометра «зеленого» водорода при нормальных условиях в современных электролизерах составляют около 3,8 кВт/ч (без учета стоимости подготовки воды), а при сжигании он отдаст всего 3 кВт/ч.

Чтобы обеспечить водороду место в энергобалансе, научному сообществу и промышленности необходимо решить ряд технических вопросов получения экологически чистого водорода по приемлемой цене и его доставки потребителям. С этой точки зрения наиболее перспективным выглядит получение «голубого» и «бирюзового» водорода, технология получения которого активно разрабатывается у нас в России.

НГВ: Производство «голубого» водорода также имеет свои особенности. Что делать с попутным продуктом – CO₂?

С. Чикалов: В России, стране с колоссальным энергетическим потенциалом, основным сырьем для получения водорода станет природный газ. Для выработки водорода из природного газа используются процессы парового риформинга метана или пиролиза природного газа. Пиролиз для получения «бирюзового» водорода – наиболее экологичный процесс, в ходе которого вырабатывается водород и чистый не активный углерод. Это сравнительно новый, пока не получивший широкого распространения метод. Более известная технология – паровой риформинг, который в химическом производстве используется для получения синтез-газа.

При классическом паровом риформинге попутным продуктом является углекислый газ – основной виновник глобального потепления. Эту составляющую необхо-

димо отделять от водорода, собирать и транспортировать к месту хранения. В промышленных масштабах углекислый газ можно транспортировать по трубопроводам. В данном случае, с нашей точки зрения, не требуется создание новых материалов, поскольку CO_2 , полученный в процессе риформинга, не будет содержать воду и вызывать коррозию.

Диоксид углерода может храниться в подземных хранилищах, скважинах для поддержания пластового давления газа или нефти. Его также можно преобразовывать в биотопливо или смазочные материалы. Возможно, в ближайшей перспективе будут разработаны полимерные материалы, прочно связывающие углекислый газ, которые будут востребованы в народном хозяйстве. Что касается скважин поддержания давления, то для закачки CO_2 в пласт из-за наличия воды в нефтеносных пластах потребуются обсадные и насосно-компрессорные трубы, стойкие к углекислотной коррозии. У ТМК уже есть подобные технические решения, которые были опробованы на действующих месторождениях углеводородов в России.

НГВ: Как доставлять потребителям сам водород? Насколько это комплексная проблема?

С. Чикалов: Транспортировка водорода реализуется уже на протяжении десятилетий – существующие технологии хорошо отработаны и соответствуют нынешним небольшим объемам рынка. Вместе с тем масштабный рост потребления потребует новых решений, работающих с большими объемами водорода, транспортируемого на большие расстояния.

В промышленных масштабах углекислый газ можно транспортировать по трубопроводам

Сейчас в мире рассматриваются различные варианты транспортировки водорода, начиная с подмешивания и заканчивая превращением в более удобные формы для доставки потребителям. У каждого из этих решений есть как плюсы, так и минусы.

Сжижение водорода потребует колоссальных затрат энергии на производство водорода, создание соответствующей транспортной инфраструктуры и терминалов для приемки топлива. Кроме того, потери при таком способе транспортировки достигают 30% от загруженного объема.

За рубежом изучают еще одну технологию – связывание водорода азотом и преобразование в аммиак. С одной стороны, это очень интересное и простое техническое решение, позволяющее достаточно компактно упа-

ковать большие объемы водорода и с низкими энергетическими затратами транспортировать его потребителям. Но процесс производства аммиака изначально убыточен. На выработку одного килограмма газа потребуется затратить энергии в пять раз больше, чем выделится при его сжигании! А при сгорании аммиак выделяет оксид азота, который является парниковым газом. Парниковая активность закиси азота почти в 300 раз выше, чем у углекислого газа. Кроме того, оксиды азота могут влиять на озоновый слой в целом.

Еще одно решение – транспортировка больших объемов водорода по трубопроводам. Для этого водород смешивается с природным газом в определенной пропорции. Хотя этот способ имеет свои минусы – так, потребителю потребуется устанавливать дорогостоящее оборудование для разделения смеси на составляющие – сегодня он представляется оптимальным с точки зрения технологий и экономики.

НГВ: Это безопасно?

С. Чикалов: Городские газопроводы с содержанием водорода до 55% начали эксплуатироваться в 1830 году и проблем не приносили, а воздействие давлений до 10 МПа при обычной температуре не приводило к заметным повреждениям. В конце прошлого века в эксплуатации было немало промышленных трубопроводов для водорода различного давления протяженностью в несколько сотен километров.

Сегодня основным кандидатом на роль инфраструктуры поставок водорода являются действующие нефте- и газопроводы. За рубежом рассматриваются планы развития специализированной инфраструктуры по транспортировке водорода, в рамках которых предлагается к 2040 году создать сеть транспортировки и дистрибуции водородного топлива протяженностью около 40 тыс. км в нескольких странах. Авторы этой концепции предлагают переоборудовать под транспортировку водорода существующую газовую инфраструктуру, которая будет составлять около 69% водородной сети. Остальные 31% – это новые водородопроводы, которые еще предстоит построить для подключения новых потребителей в странах с неразветвленными газовыми сетями, но с высоким потенциалом предложения и спроса на водород в будущем.

В прошлом году в России была принята Концепция развития водородной энергетики, согласно которой наша страна должна обеспечить значительные объемы производства и экспорта нового вида топлива. Поставленная задача требует развития транспортной инфраструктуры. Наиболее перспективным с этой точки зрения видится использование трубопроводов транспорта, хотя на этом направлении также существуют определенные сложности.

НГВ: Сложности какого характера?

С. Чикалов: Материаловедческого. Речь идет, прежде всего, о влиянии водорода на свойства сталей.

Охрупчивание, или повреждение, сталей и сплавов происходит в рамках нескольких процессов. Во-первых, коррозионное растрескивание под напряжением трубопроводов из углеродистой или низколегированной стали в подземных средах. Оно происходит в результате анодной коррозии, а также водородного растрескивания. Обычно это явление внешней коррозии, на которое не влияет перекачиваемый водород. Эта проблема проявляется при наличии остаточных или непосредственно приложенных растягивающих напряжений, восприимчивой окружающей среды и восприимчивых металлов. Растрескиванию под напряжением способствуют такие факторы, как участки повышенной локальной твердости, неотпущенный мартенсит в зонах сварных швов, дефекты покрытия, микробиологическая активность и отсутствие катодной защиты. Чтобы решить эту проблему, необходимо тщательно подобрать сплав для изготовления труб, контролировать его химический состав и производственные процессы.

Сегодня основным кандидатом на роль инфраструктуры поставок водорода являются действующие нефть- и газопроводы

Вторая возможная проблема – это водородное растрескивание под напряжением. Оно напоминает по своей природе коррозионное растрескивание, но происходит в газообразном водороде – материал может стать хрупким и выйти из строя, если уровень напряжения будет слишком высоким.

Третья проблема – это все негативные воздействия, которые стали и сплавы могут испытывать в газообразном водороде: снижение пластических свойств основного металла и сварных соединений, а также более интенсивный рост усталостных трещин при определенном давлении и температуре. В общем случае, ухудшение механических свойств материалов является наибольшим, когда скорость деформации низкая, а давление и чистота водорода высокие.

Соответственно, для строительства водородопроводов должен использоваться материал, прошедший ряд испытаний на устойчивость к водородному охрупчиванию. Существует несколько методик для проведения таких тестов: одни используют механику разрушения, другие – растяжения, проверку устойчивости образцов с надрезами или дисков.

При этом на настоящий момент в РФ нет нормативной базы для оценки склонности материала к водородному

охрупчиванию и рекомендаций по подбору материалов для водородных трубопроводов. Да и в мировой практике подобных документов не так много, поэтому при выборе материала для каждого трубопровода необходимо оценивать степень склонности к охрупчиванию, проводить стендовые испытания и пробную эксплуатацию со специальным мониторингом технического состояния.

НГВ: Как развивать новое направление в энергетике без нормативной базы?

С. Чикалов: Сегодня основной нормативный документ по проектированию, строительству испытаниям и утилизации водородных трубопроводов – это международный стандарт ASME B31.12-2019. Это настольная книга для отрасли, она регламентирует применение того или иного материала для водородного трубопровода при различных условиях эксплуатации.

Вся трубная продукция, упомянутая в этом стандарте, может быть произведена в России, на предприятиях ТМК. В стране также существуют возможности по проведению необходимых испытаний и тиражированию испытательной базы для каждой производственной площадки. Таким образом, предпосылки для разработки и принятия национальной нормативной базы для водородных трубопроводов существуют и, более того, необходимость в этом уже назрела.

ТМК предложила в рамках работы технического комитета по стандартизации (ТК) 357 «Стальные и чугунные трубы и баллоны» создать стандарты на сварные и бесшовные трубы для водородных трубопроводов. В настоящий момент разработано техническое задание на два этих стандарта и направлено на согласование в ТК. Планируем, что в этом году будут разработаны соответствующие ГОСТы, пройдет обсуждение в профессиональном сообществе, чтобы в 2023 году в России появились первые стандарты на водородные трубопроводы.

НГВ: Какие сложности существуют при выборе решений для хранения водорода?

С. Чикалов: У водорода самое высокое значение энергии на единицу массы среди всех других видов топлива. Однако с учетом его низкой плотности при комнатной температуре энергоемкость водорода на единицу объема достаточно невысока. Поэтому в газообразном виде водород, как правило, хранят в накопителях под высоким давлением (350-700 Бар). Жидкий водород хранят при криогенных температурах, поскольку при атмосферном давлении его точка кипения – 252,8°С.

Исследователи в разных странах активно ищут технологии и новые материалы для хранения водорода, включая мобильные решения для использования на транспорте. Как правило, для его накопления создают объемные хранилища, где водород хранится в газообразном состоя-

нии. Это и соляные подземные хранилища, и истощенные газовые и газоконденсатные месторождения.

НГВ: *Какие возможности есть у ТМК для разработки продуктов для водородной энергетики?*

С. Чикалов: Основные компетенции по созданию продукции для водородной отрасли сосредоточены в нашем Научно-техническом центре (НТЦ) в «Сколково». Центр полностью оснащен для этого. Здесь расположены исследовательские лаборатории для изучения и разработки новых материалов, оборудованные всем необходимым для проектирования, моделирования и изучения сталей и сплавов.

В НТЦ успешно работают единственные в России стенды для натурных испытаний труб и других металлических конструкций, где можно воссоздать условия даже более жесткие, чем возникают при реальной эксплуатации – температуры до 350 градусов, внутреннее и внешнее давление более 2 тыс. бар, растяжение и сжатие с усилием 3 тыс. тонн и так далее. В НТЦ также работает центр компетенций по цифровым двойникам, где создаются виртуальные модели продуктов и производственного оборудования, проводятся их испытания в цифровой среде прежде, чем запускать новое производство на предприятиях.

В ближайших планах компании начать испытание на стойкость трубной продукции в среде водорода. С этой целью на территории R&D-центра будут смонтированы стенды с возможностью моделирования различных условий эксплуатации водородопроводов и прогнозирования эксплуатационного ресурса труб, с помощью которых можно будет подобрать оптимальный химический состав и необходимые условия термической обработки изделий.

НГВ: *Какие перспективы у вас по водороду?*

С. Чикалов: На базе нашего НТЦ уже началась разработка трубной продукции нового поколения, способной выдерживать сверхнизкие температуры и большие давления для развития водородной энергетики на основе опыта, накопленного за рубежом.

На текущий момент ТМК готова производить и поставлять классические трубные решения, реализуемые на базе зарубежных стандартов, в частности ASTM, для применения в сфере производства, транспорта и хранения водорода.

Что касается продукции нового поколения, комплексная программа, разработанная в компании, предусматривает ряд исследовательских работ. Ожидаемые сроки вывода на рынок высокотехнологической продукции после всех необходимых испытаний – 2023 год.

НГВ: *Для выпуска новой продукции вам придется адаптировать производственные мощности?*

С. Чикалов: Компания располагает большим опытом диверсификации продуктовой линейки. Основываясь на этом опыте, компетенциях и мощном научном потенциале мы с уверенностью можем сказать, что располагаем всеми возможностями для выпуска продукции для водородной энергетики. Производство большей части этих продуктов можно наладить на существующих мощностях предприятия, в некоторых случаях потребуются локальная модернизация. Для разработки технологии изготовления новых труб и других решений мы активно используем цифровые двойники, что существенно сокращает сроки подготовки и запуска продуктов в серию.

В РФ нет нормативной базы для оценки склонности материала к водородному охрупчиванию и рекомендаций по подбору материалов для водородных трубопроводов. Да и в мировой практике подобных документов не так много. Предпосылки для разработки и принятия национальной нормативной базы для водородных трубопроводов существуют

Технологические вызовы, связанные с развитием водородной энергетики, нам хорошо понятны. У ТМК большой опыт развития новых продуктов для самых разных целей эксплуатации – новых сталей и сплавов, премиальных резьбовых соединений для нефте- и газодобычи, инженерных и цифровых решений для транспортировки углеводородов, уникальных труб для атомной энергетики и других областей применения. Поэтому к водородной тематике мы подходим хорошо подготовленными и уверенно заходим в эту нишу.

Уже в этом году ТМК планирует вывести на рынок новые комплексные линейки трубной продукции Sputnik-H и Sputnik-C для водородной энергетики и работы с углекислым газом. Это линейные, нарезные обсадные и насосно-компрессорные трубы – линейка будет использоваться в технологических трубопроводах установок парового риформинга, при магистральной транспортировке газа и его закачке в хранилища. При их разработке мы учитывали результаты испытаний на водородное растрескивание и лучшие практики по использованию труб ТМК в коррозионно-активных средах, при воздействии углекислотной и сероводородной коррозии, а также на объектах, где уже длительное время применяется водород. Нам удалось создать газогерметичные резьбовые соединения, устойчивые к коррозионноактивным средам водорода и углекислого газа. Сегодня трубы этой линейки проходят завершающую стадию испытаний. 📌



САНКЦИИ – КАТАЛИЗАТОР ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

ИЛЬЯ КУРГУЗОВ

ООО «РН-Драгмет»

Последние восемь лет российская нефтегазовая отрасль подвергается постоянному санкционному давлению со стороны западных стран. Нефтепереработка не стала исключением – доля отечественных катализаторов в общем объеме потребления в 2014 году составляла не более 32%. Однако уже в 2021 году эта доля увеличилась более чем вдвое, составив порядка 70%. Одни из самых высоких показателей по импортозамещению катализаторной продукции продемонстрировала «НК «Роснефть»: компания полностью перешла на собственные катализаторы гидроочистки дизельного топлива и вакуумного газойля, а в 2022 году впервые в России начала промышленное производство катализаторов гидрокрекинга на своем специализированном предприятии ООО «РН-кат». Станут ли западные экономические ограничения стимулом к развитию катализаторного производства в России – поговорим в этом материале.

Инновационная «Роснефть»

В целях реализации утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 №1523р «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» в «НК «Роснефть» разработана и внедрена программа инновационного развития. Программа направлена на замещение импортных технологий в производстве высококачественных нефтепродуктов. Одной из главных задач Программы является переход нефтеперерабатывающих заводов «Роснефти» на использование катализаторов собственного производства, что позволит избежать рисков зависимости от зарубежной продукции.

На мировом рынке нефтепереработки 95% процессов – каталитические. Таким образом, стабильное производство и поставка конкурентных отечественных катализаторов является стратегической задачей в обеспечении технологической устойчивости нефтеперерабатывающего блока, как для «Роснефти», так и для всей отрасли страны. Это не просто бизнес-цель, а по сути – вопрос энергобезопасности. Катализаторный рынок в России сегментарный и, в определенной степени, устоявшийся – в каждом сегменте есть свой лидер, за исключением катализаторов гидроочистки и гидрокрекинга: с точки зрения перспектив занять данную нишу рассмотрим успешный пуск производства в г. Sterлитамаке на ООО «РН-кат».

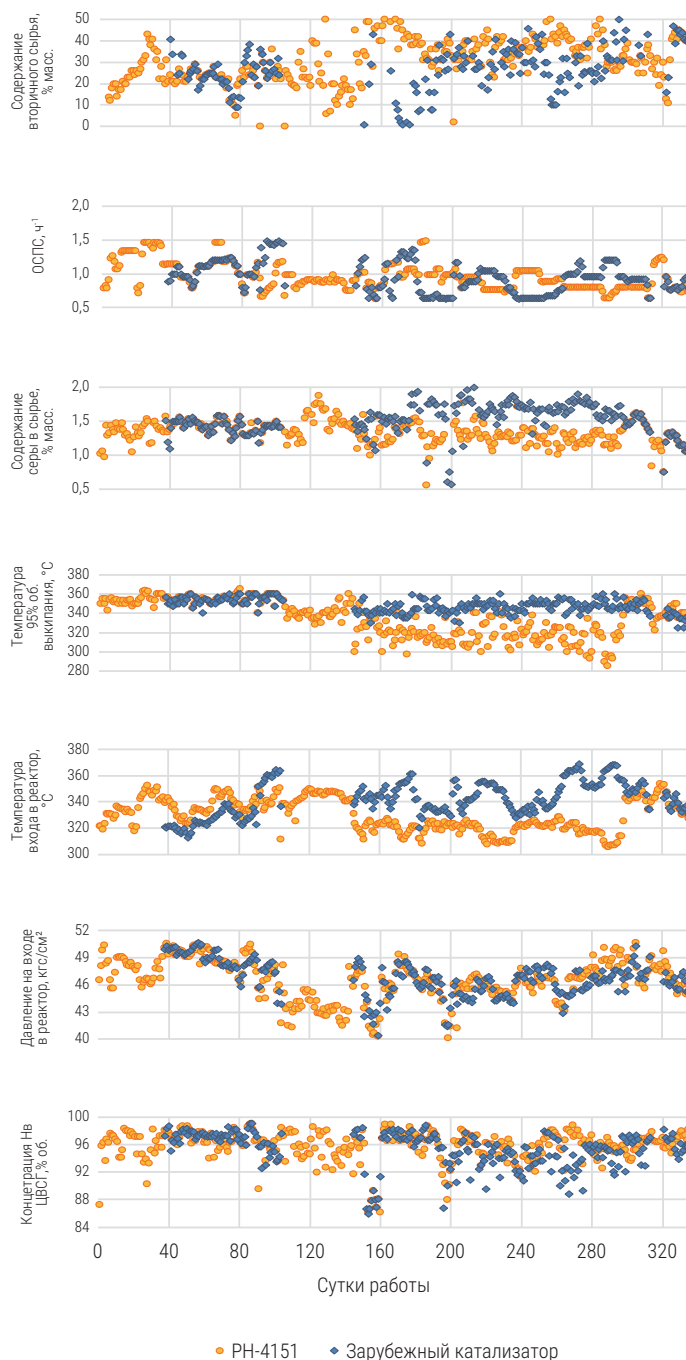
Лидерство в гидроочистке

Сегодня ООО «РН-кат» – производитель катализаторов гидрогенизационных процессов, созданный с участием «НК «Роснефть» на базе ООО «Стерлитамакский завод катализаторов». Пуск производства «РН-кат» осуществлен в июне 2019 года, а уже через два месяца реализована поставка опытно-промышленной партии катализатора гидроочистки на нефтеперерабатывающие заводы АНК «Башнефть». По итогам эксплуатации продукция «РН-кат» показала каталитические свойства, не уступающие, а по ряду показателей превосходящие импортные аналоги. Так, благодаря применению высокотехнологичных процессов и увеличению объемов производства, в 2021 году «РН-кат» полностью обеспечило «Роснефть» собственными катализаторами гидроочистки дизельных фракций (марка «РН-4151»), которые позволяют получать дизельное топливо стандарта «Евро-5». Например, на установке Л-24-7 «Уфанефтехим», характеризующейся переработкой сложного сырья с высоким содержанием серы и высокой долей вторичных компонентов в составе сырьевой смеси, катализатор «РН-4151» демонстрирует высокую и стабильную активность – не ниже, чем у катализатора одного из ведущих мировых производителей на втором параллельном потоке этой установки (см. рисунок).

Научный подход

Политика западных стран, вводящих санкции в отношении Российской Федерации, безусловно, преследует цель сдерживания экономического развития нашей страны. В «Роснефти» убеждены, что для активного противодействия подобному необоснованному дав-

Рисунок. Мощность производства катализаторов гидроочистки ООО «РН-кат» – 4000 тонн/год



лению необходимо создавать конкретные заделы на средне- и долгосрочный период, а также правильно и максимально эффективно выстроить всю цепочку работ: от опытно-конструкторских и инженерных до непосредственного производства. И такая цепочка уже создана. Научно-проектный блок компании – крупнейший в Европе, и включает в себя 29 проектных и исследовательских институтов с общей численностью сотрудников более 13 тыс. человек, а также 43 центра компетенции. Работы по моделированию каталитических процессов, сервисному сопровождению эксплуатации разработанных и внедренных в производство катализаторов ведет инжиниринговый центр, сформированный на базе Центра исследований и разработок – ООО «РН-ЦИР». Кроме того, «Роснефть» активно развивает парк пилотных установок в Средневолжском НИИ нефтепереработки, который расположен в непосредственной близости к корпоративному предприятию Компании – Новокуйбышевскому заводу катализаторов (ООО «НЗК»).

Первые в России

Специалисты ООО «РН-кат» совершили научный прорыв и разработали собственную технологию производства катализатора гидрокрекинга (марка «РН-5651»). Новая каталитическая система прошла лабораторные испытания на базе ООО «НЗК» с привлечением специалистов Средневолжского НИИ нефтепереработки, по результатам которых установлено, что «РН-5651» проявляет более высокую активность, чем зарубежный аналог, получение конверсии на уровне 60% мас. будет достигнуто при температуре на 3,6°C ниже в сравнении с

импортным аналогом. При работе в равных постоянных условиях ($P = 110$ бар, $ОСПС = 0,4 \text{ ч}^{-1}$, $T = 389,7^\circ\text{C}$) катализатор ООО «РН-кат» позволяет получить выход целевых продуктов выше, чем при работе на импортном аналоге: дизельной фракции на 5,6 % мас., бензиновой фракции на 7,6 % мас. (см. таблицу).

Наработана промышленная партия катализатора «РН-5651» для проведения опытно-промышленного пробега на установке гидрокрекинга «Уфанефтехим». Уникальная российская разработка позволит увеличить выпуск высококачественных видов моторного топлива класса «Евро-5» и заметно снизить зависимость российской нефтеперерабатывающей отрасли от зарубежной продукции, которая до недавнего времени составляла 90% от общего объема поставок. Это полностью соответствует общенациональной задаче по развитию импортозамещения в промышленном секторе экономики и становится аргументированным ответом России на безостановочное санкционное давление. К слову, потребность в данном катализаторе обозначена и со стороны большинства российских ВИНК.

Вне всякого сомнения, санкции – это, в первую очередь, большие риски для крупных компаний, которым в условиях экономической нестабильности приходится диверсифицировать рынки сбыта, искать новые подходы в работе с иностранными контрагентами, в основном – поставщиками производственных компонентов. Однако, как демонстрирует данный материал, «Роснефти» удастся нивелировать санкционное давление и использовать его в качестве катализатора импортозамещения, в том числе в сегменте производства продукции для полного покрытия потребностей российской нефтеперерабатывающей промышленности. 

Таблица

Показатель	Зарубежный аналог	«РН-5651»
Температура (const), °C	389,7	389,7
Получено:		
Сероводород, % мас.	2,66	2,76
$C_1 - C_4$, % мас.	2,63	3,41
Бензин ($C_5 - 180^\circ\text{C}$), % мас.	24,36	31,87
Дизельная фракция ($180 - 360^\circ\text{C}$), % мас.	33,18	38,69
Остаток $\geq 360^\circ\text{C}$, % мас.	36,92	23,02



PCVEXPO

25-27 октября 2022

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»,
Павильон 1, Зал 4

**21-я Международная выставка промышленных
насосов, компрессоров и трубопроводной
арматуры, приводов и двигателей**



Организатор



Международная
Выставочная
Компания

+7 (495) 252 11 07
pcvexpo@mvk.ru

Соорганизаторы



РАПН



Забронируйте стенд

www.pcvexpo.ru



ПРОБЛЕМЫ СТРАТИФИКАЦИИ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ТЭТЭРСКОЙ-1 И ТАИМБИНСКОЙ-2

ПАРАСЫНА В.С.

*ФБУ «Государственная комиссия по запасам
полезных ископаемых» (ГКЗ) «Роснедра»*

КОНОНОВА Н.Б.

ООО «Газпром недра», Красноярск

МАКАРЕВИЧ М.Н.

ООО «Газпром недра», Красноярск

ГУТИНА О.В.

*Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт, Москва*

При проведении исследований рифейского нефтегазоносного продуктивного уровня одной из первоочередных задач является корреляция рифейских отложений в пределах различных блоков и, что не менее важно, их межблоковое соотношение. Однако до сих пор нет четкого, однозначного понимания последовательности залегания рифейских толщ, их мощности и корреляции. До настоящего времени отсутствует рабочая стратиграфическая схема рифейских отложений внутренних районов западной части Сибирской платформы, которая могла бы использоваться компаниями как основа при составлении проектов и отчетов.



Расчленение и корреляция отложений являются основой для всех структурно-тектонических построений, палеофациальных и палеотектонических реконструкций, которые, в свою очередь, используются для прогноза и поиска полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Для нефтегазопроисловых работ это наиболее актуально, поскольку стратиграфия является базовой дисциплиной для изучения внутренних областей Сибирской платформы. В первую очередь это касается прослеживаемости (стратификации) продуктивных горизонтов в фациально изменчивых осадочных комплексах, с некомпенсированным и компенсированным прогибанием; латерального прогноза коллекторских свойств и их изменения; наличия флюидоупоров. В пределах юго-западной части Сибирской платформы основные залежи нефти и газа сосредоточены в рифейских отложениях Байкитской нефтегазоносной области Красноярского края. При проведении исследований рифейского нефтегазоносного продуктивного уровня одной из первоочередных задач является корреляция рифейских отложений в пределах различных блоков и, что не менее важно, их межблоковая корреляция. Однако до сих пор нет четкого, однозначного понимания последовательности залегания рифейских толщ, их мощности и соответствия.

Проблема стратификации рифейских отложений связана с отсутствием надежных биостратиграфических маркеров, значительным разбросом, от нижнего до верхнего рифея, радиологических датировок или их отсутствием, зачастую неконтрастным характером разрезов

по ГИС, сложным современным структурно-тектоническим строением рифея. До настоящего времени отсутствует рабочая стратиграфическая схема рифейских отложений внутренних районов западной части Сибирской платформы, которая могла бы использоваться компаниями при составлении проектов и отчетов.

Наглядным подтверждением тому является стратификация и корреляция отложений рифея, вскрытых глубокими поисково-оценочными скважинами Тэтэрской-1 (скв. Тт-1) и Таимбинской-2 (скв. Тмб-2), пробуренных на Тэтэрском и Таимбинском лицензионных участках ПАО «Газпром» при нефтегазопроисловых работах (см. рис. 1). Дополнительно привлечены материалы поисковой скважины Чункинской-282 (скв. Чнк-282) и скважин Ильбокинского месторождения.

Анализ результатов: Тэтэрская-1

Тэтэрский лицензионный участок в административном отношении расположен на территории Эвенкийского муниципального района Красноярского края. С позиций нефтегазогеологического районирования территория Тэтэрского лицензионного участка (л.у.) находится в пределах Катангской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, в разрезе которой выделяются три нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский и нижнекембрийский (осинский горизонт). Основной продуктивный резервуар – отложения ванаварской свиты, продуктивность которых доказана на Собинском и Пайгинском месторождениях, расположенных на северо-западе в непосредственной близости от Тэтэрского л.у. (рис. 1). Доказаны притоки нефти и газа в ряде поисковых скважин (Верхнеджелиндуконская-125, Джелиндуконская-103, Хребтовая-124 и др.).

В разрезе ванаварской свиты выделяется до шести песчаных пластов. Каждому из пластов присвоен индекс Вн-I–IV.

Компанией «Газпром» в 2006 году получена лицензия на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Тэтэрского участка. На момент получения лицензии Тэтэрский лицензионный участок по состоянию изученности соответствовал стадии оценки зон нефтегазонакопления регионального этапа с количественной оценкой перспектив нефтегазоносности по категории Д1. С целью выявления месторождений углеводородов и подготовки их для промышленного освоения проведены поисково-оценочные работы. В 2008-2010 гг. по заказу ООО «Газпром добыча Красноярск» с целью детального изучения геологического строения продуктивных горизонтов, создания геологической модели и подготовки к бурению точек заложения оценочных скважин выполнены: полевые сейсморазведочные работы по методике 80-кратного МОГТ-2Д, аэрогеофизическая съемка

всей территории участка, гравиметрические работы, электроразведочные работы ЗС-ЗИ по сети ранее отрабатанных сейсморазведочных профилей.

Результаты совместной интерпретации проведенных работ позволили уточнить геологическое строение площади и выделить перспективную зону, названную Верхнеаявинской неантиклинальной ловушкой (НАЛ). В пределах этой зоны пробурена поисково-оценочная скважина Тэтэрская-1. Она заложена на структурной террасе восточнее Датконского локального поднятия, в восточной части лицензионного участка с целью выявления, оценки и подсчета запасов залежей нефти и газа в отложениях венда и рифея.

Скважиной вскрыты перспективные горизонты (см. рис. 2). Однако основной перспективный горизонт вана-

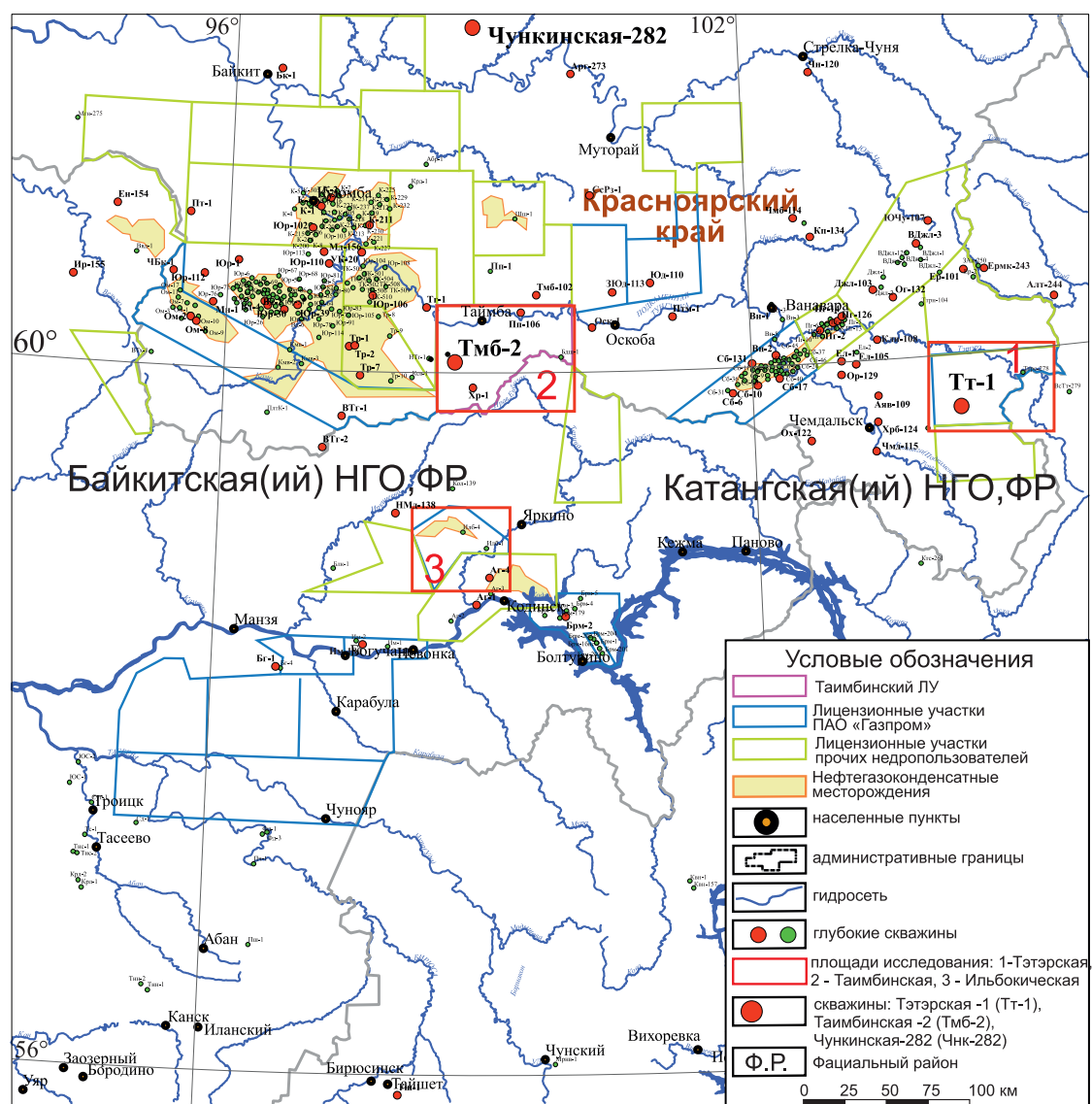
варской свиты в разрезе отсутствует. Сульфатно-карбонатные отложения оскобинской свиты в разрезе скважины с глубоким размывом залегают на толще терригенных и глинисто-карбонатно-терригенных пород, которые первоначально были приняты за породы ванаварской свиты (инт. 2439-2545 м).

В разрезе скважины выделено несколько пластов-коллекторов, из которых получены притоки воды.

С целью уточнения стратификации разреза скважины Тэтэрская-1 были использованы литолого-петрографическое описание пород, микропалеонтологический анализ по шлифам и радиологические определения абсолютного возраста.

Литолого-петрографическое описание пород показало, что толща (инт. 2439-2545 м) сложена переслаивани-

Рис. 1. Обзорная схема района исследований



ем от массивного (до 10 и более м) до тонкого (4 мм) песчаников серых с коричневатым (кирпичным) оттенком, кварцевых, мелко-средне-грубозернистых, с неравномерной примесью крупнозернистой фракции и гравия, с линзовидно-волнистыми слоями зеленого глинистого материала, аргиллитов, алевролитов, доломитов, реже – ангидритов (см. рис. 3).

Микропалеонтологический анализ проведен в Томском государственном университете (ТГУ) в центре коллективного пользования «Аналитический центр геохимии природных систем».

На микропалеонтологический анализ были исследованы четыре образца в интервале глубин 2089,03–2320,30 м, в которые вошли отложения усольской (гл. 2089,03 м),

Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по скв. Тэтэрской-1

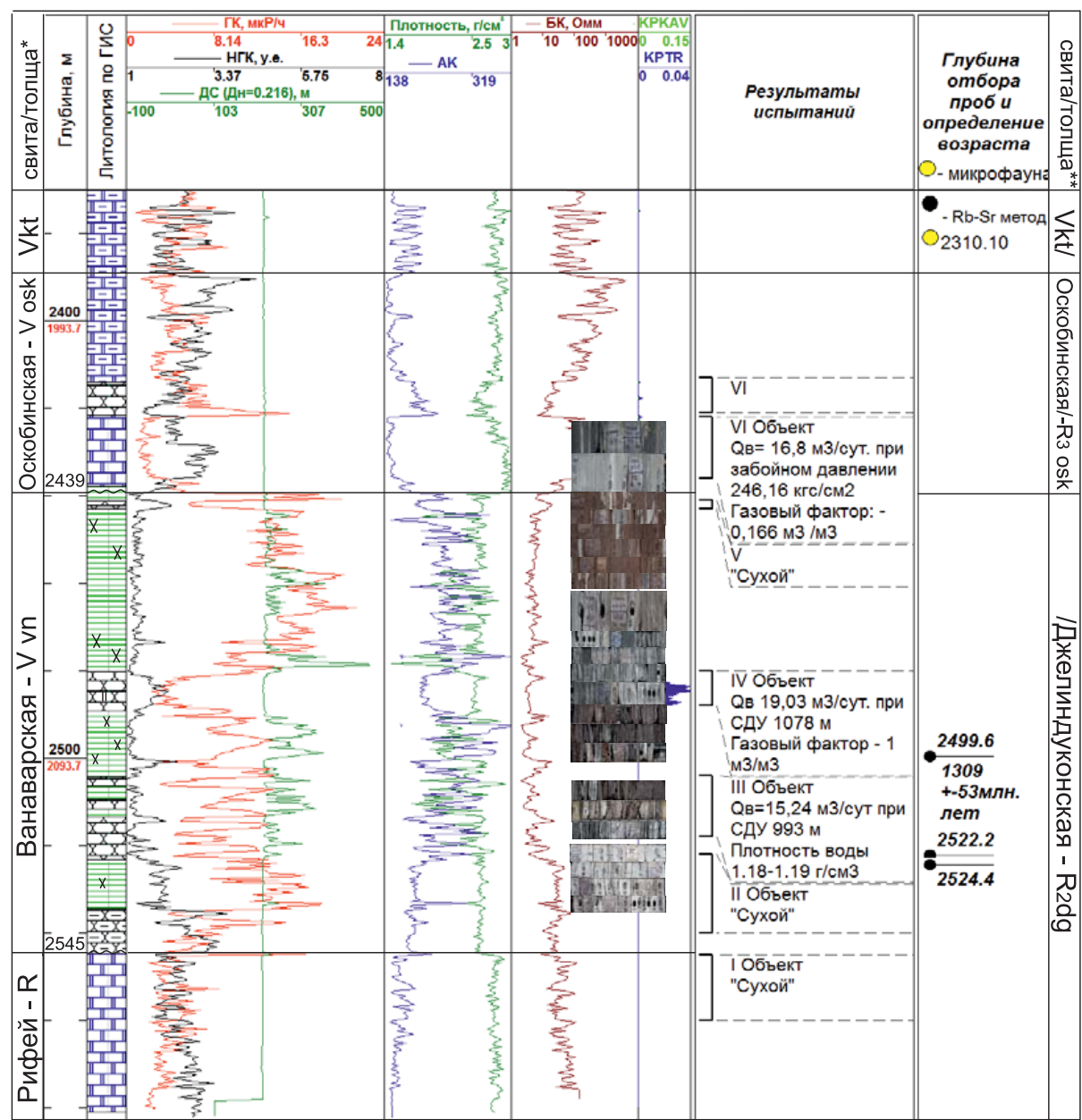
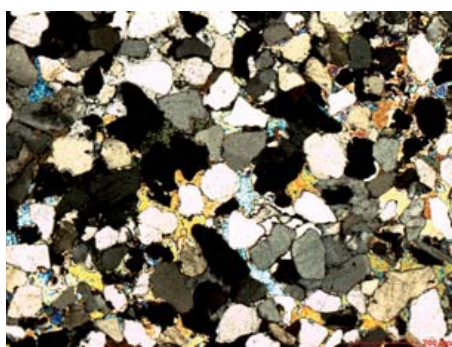
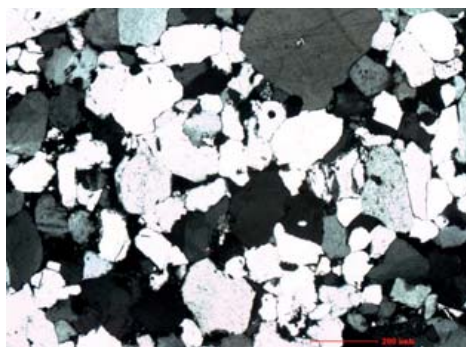


Рис. 3. Фото шлифов и керн скв. Тэтэрской-1, средний рифей джелиндуконская толща



Шлиф в поляризованном свете, гл.2484 м

Шлиф в поляризованном свете, гл.2478 м

Песчаники серые, кварцевые (до 91-98 %), разномзернистые от гравелистых до мелко-среднезернистых, на пленочно-поровом, регенерационном цементе доломитового, ангидритового, хлоритово-гидрослюдистого состава, характерно малое количество акцессорных минералов (турмалин, сфен)



Кремнисто-карбонатная порода по пелоидам и онкоидам шлиф, гл.2481 м (?)

а) Керн, инт.2483-2484 м

б) Керн, инт.2535-2536 м

Песчаники, зеленовато-серые, буроватые, кварцевые, массивные,



Керн, инт.2559-2560 м

Доломиты серые, известковистые с прослоями аргиллитов

собинской (гл. 2263,6 и 2286,0 м) и катангской (гл. 2320,1 м) свит. В отложениях усольской свиты ископаемые организмы выявлены не были. В отложениях собинской свиты (гл. 2263,60 м) обнаружен фрагмент постройки столбчатых активно и непараллельно ветвящихся строматолитов (см. рис. 4). Вероятна принадлежность их к надгруппе *Tungusida* Raab. (*Inzeria* sp.). Распространение подобных строматолитов отмечено от верхнего рифея до нижнего кембрия.

Микрофитолитовые образования, встреченные на этой глубине, относятся к группе *Vermiculalites* Reitlinger, впервые описанные Е.А. Рейтлингер из нижнего кембрия

Сибири (рис. 4). Здесь же присутствуют *Osagia irregularis* Reitl, *Osagia cf. tenuilamellata* Reitl *Osagia* sp. Представители рода *Osagia* широко распространены с докембрия.

В отложениях катангской свиты (гл. 2320,10 м) обнаружены фрагменты сине-зеленых водорослей – кустиков эпифитонов раннекембрийского возраста.

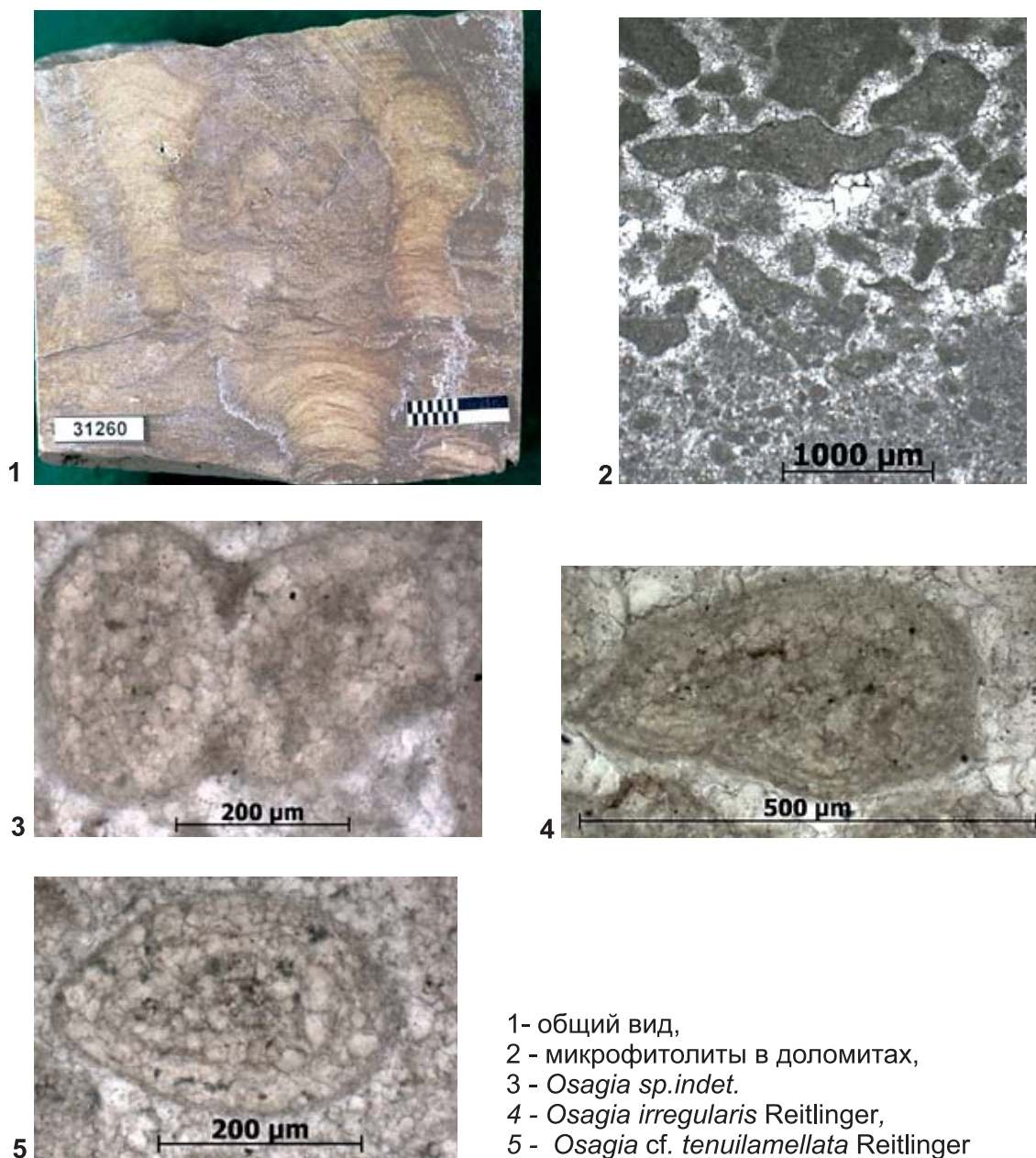
По результатам микропалеонтологического анализа в шлифах отложения разреза в интервале глубин 2080,03-2320,10 м авторами исследований сопоставлены с основанием кембрийской системы (нижний кембрий) (Борисов, 2015).

В настоящее время отложения катангской и собинской свит по утвержденной Региональной стратиграфической схеме Сибирской платформы соответствуют венду (Решения..., 1989). К сожалению, приходится констатировать, в разрезе отсутствуют руководящие ископаемые организмы, позволяющие надежно стратифицировать вскрытый разрез в исследуемом интервале.

Определение абсолютного возраста пород проведено из образцов с глубины 2499,60, 2522,75 и 2524,35 м (рис.

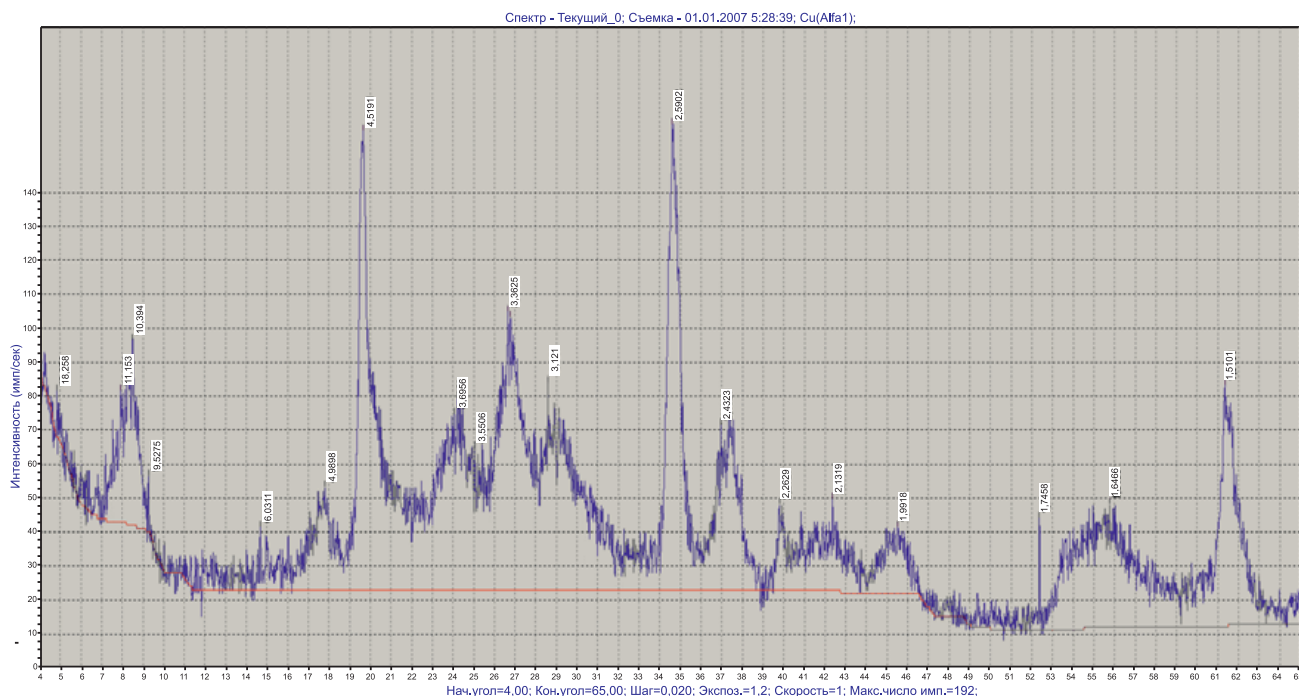
2). Исследования проводились в Институте геологии и геохронологии докембрия РАН. Выполнено комплексное минералого-геохимическое изучение и определен возраст (Rb-Sr метод) монофракций глобулярных слоистых силикатов (ГСС), выделенных из двух образцов песчаников. Определение степени сохранности ГСС и оценка его пригодности для геохронологических целей включали петрографическое изучение в шлифах, рентгеновский, микронзондовый и термический анализы, а также месс-

Рис. 4. Доломит строматолитовый с микрофитолиитами, гл. 2263,6 м, собинская свита, скв. Тэтэрская-1



Руководящей микрофауны не выявлено

Рис. 5. Дифракционная картина неориентированного препарата ГСС из обр. D-18-3, гл. 2524,35 м



бауэровскую спектроскопию с моделированием распределения катионов в структуре минералов.

Петрографическое изучение. Образец с глубины 2524.35 м (Обр. D-18-3) представляет собой полимиктовый плохосортированный песчаник, в состав которого входят кварц, полевой шпат, эпидот, гематит, глауконит и др. минералы. Размер глауконитовых глобул колеблется в пределах 0.1–0.3 мм, формы округлые и угловатые. Установлены трещиноватость и зональность многих зерен, а также их ожелезнение.

Рентгеновский анализ. Положение рефлексов на дифрактограммах изученных образцов ГСС (глауконита) (см. рис. 5), соответствует положению hkl-рефлексов на дифрактограммах структурно упорядоченных диоктаэдрических слюд политипной модификации 1M.

Однако в структуре глобулярных слоистых силикатов глауконит-иллитового состава обычно развиты дефекты упаковки, которые связаны с нерегулярными разворотами слоев на углы, кратные $n \cdot 60^\circ$, реже $n \cdot 120^\circ$. В изученных образцах на это указывает разный характер распределения интенсивности в области отражений 20l и 13l – уширение рефлекса с $d \sim 2.4 \text{ \AA}$ по сравнению с $d \sim 2.6 \text{ \AA}$ (рис. 5). Таким образом, изученные ГСС относятся к политутипу 1Md (60°) с небольшим дефектом упаковки. Параметр $b = 6.06 \text{ \AA}$ соответствует параметрам диоктаэдрических слоистых силикатов глауконит-иллитового ряда.

Термический анализ. В ходе ступенчатого нагрева зерен ГСС был проведен анализ кривых потери веса (TG), дифференциальной термogrавиметрической (DTG) и диф-

ференциальной (DTA) кривой и обнаружено четыре температурных интервала потери воды:

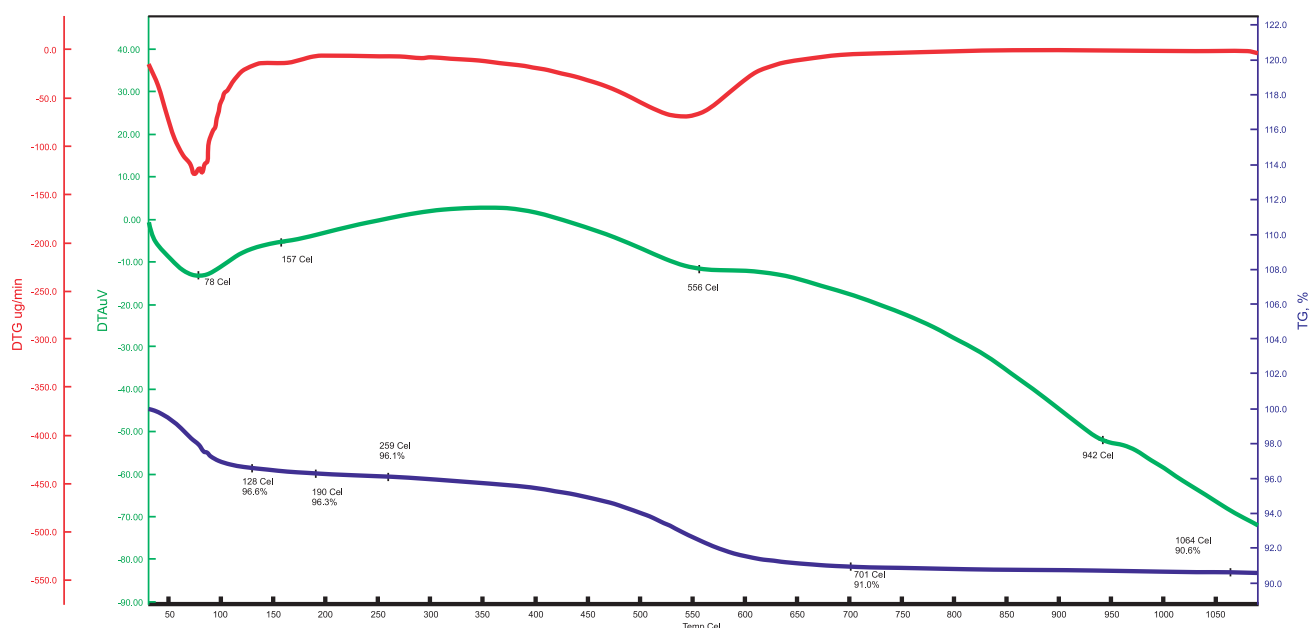
- 1) Область первоначальной дегидратации (от 25°C до $\sim 120^\circ\text{C}$), которая соответствует выделению абсорбированной влаги и незначительного количества слабосвязанной воды, возможно, с внешних поверхностей образца. Потеря веса составила 3.4%.
- 2) Область температур $120\text{--}400^\circ\text{C}$, соответствующая низкотемпературной потере веса, вероятно, за счет разложения органического вещества. Потеря веса составила 0.5% относительно исходной массы образца.
- 3) Область температур $400\text{--}700^\circ\text{C}$, соответствующая выделению структурно-связанной воды. Потеря веса составляет 5.1 % относительно первоначальной массы образца.
- 4) Область температур $700\text{--}1000^\circ\text{C}$ соответствует разложению карбонатов. Потеря веса составляет 0.6 % от первоначальной массы образца.

Суммарно потеря веса для изучаемых образцов составила 9.4% (см. рис. 6).

Мессбауэровская спектроскопия. Химическое состояние железа и положение его атомов в структуре глауконита определяли методом мессбауэровской спектроскопии. Полученные данные использованы для определения содержания Fe^{2+} и Fe^{3+} , а также вычисления положения его атомов в структуре образцов ГСС.

Линии гамма-резонансного поглощения спектра для ГСС из образца D-18-3 раскладывались на три дублета квадрупольного расщепления (QS): один дублет от ионов

Рис. 6. Кривая потери веса (TG), дифференциальная термогравиметрическая кривая (DTG) и дифференциальная кривая (DTA), обр. D-18-3, гл. 2524,35 м



Fe^{3+} и два дублета от ионов Fe^{2+} . Оценка интенсивности этих дублетов позволила установить соотношение $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$, необходимое для расчета кристаллохимической формулы глауконита.

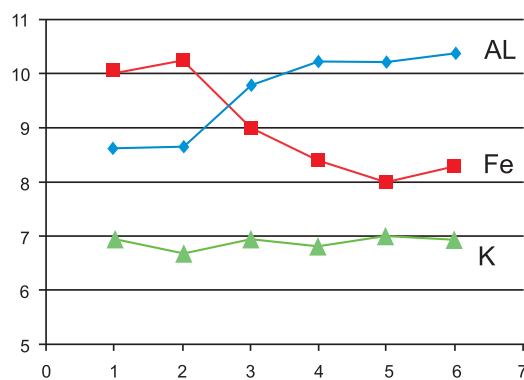
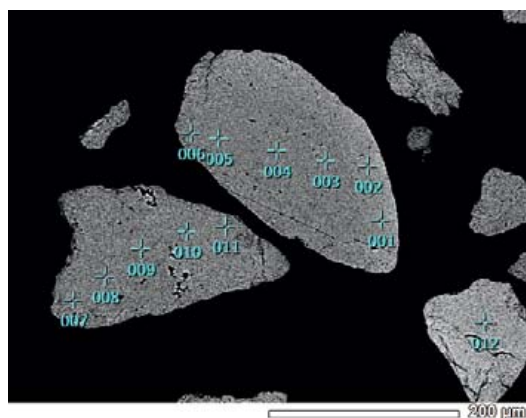
Химический состав глауконитов (микрозондовый анализ). Содержания основных химических элементов Si, Al, Fe, Mg, K, Ca и Na по профилям зерен изучались с целью установления характера распределения этих элементов и выявления возможной их зональности, а также химической гетерогенности. Фотографии некоторых зерен ГСС во вторичных электронах приведены на рисунке 7. Значимые вариации содержаний Fe и Al по профилю зерен указывают на гетерогенное строение глобул минерала.

Кристаллохимические формулы ГСС рассчитывались с учетом соотношения $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$, полученного методом мессбауэровской спектроскопии, и на основе предположения о постоянном составе анионного каркаса $\text{O}_{10}(\text{OH})_2$ на половину элементарной ячейки; содержания свободной и связанной воды учитывались согласно данным термического анализа.

Изученный образец ГСС характеризуется высоким содержанием K_2O (>8%), что свидетельствует о высокой степени «зрелости» минерала.

Моделирование распределения октаэдрических катионов. На основании данных о химическом составе ГСС и данных мессбауэровской спектроскопии установлен ха-

Рис. 7. Фотографии зерен ГСС из образца D-18-3, гл. 2524,35 м во вторичных электронах в режиме композиционного контраста (а) и диаграммы распределения содержаний элементов по профилю зерна (б)



рактик катионного упорядочения в октаэдрической сетке ГСС по методике, описанной в работах Т.С. Зайцевой с соавторами (Зайцева и др., 2016, 2017). Параметр R, определяющий близость модели распределения катионов к реальной картине их распределения в октаэдрической сетке ГСС, в идеале равен единице.

Для изучаемых ГСС наиболее близкое согласие теоретического и реального спектров ($R=5$) наблюдается в том случае, когда теоретический спектр построен в соответствии с Моделью 3 (см. рис. 8), отражающей переупорядочение катионов при окислении двухвалентного железа, по сравнению с моделями неупорядоченного (Модель 1), доменно-упорядоченного (Модель 2) распределений, характерных для стадии диагенеза.

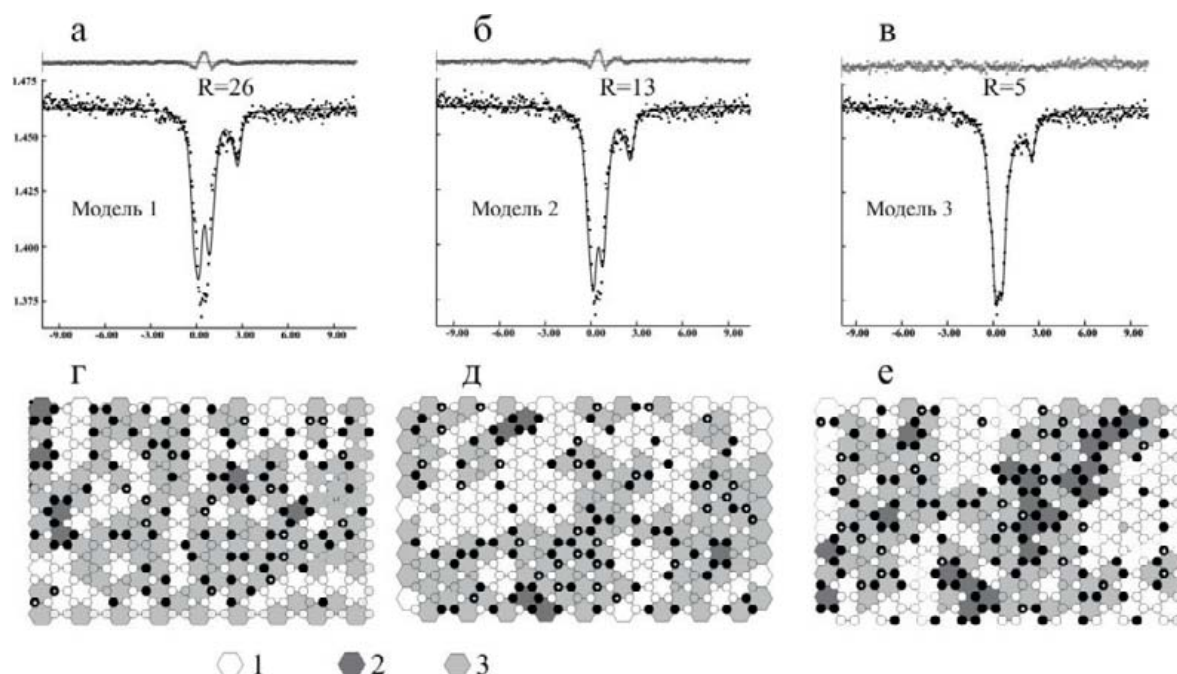
Установленный характер распределения катионов (Модель 3) в изученном ГСС, а также химическая гетерогенность строения зерен, позволяют предполагать, что они претерпели минералого-кристаллохимические и изотопно-геохимические изменения на этапе более поздних постдиагенетических процессов.

Rb-Sr и K-Ar систематика минералов. Изотопный Rb-Sr анализ ГСС проведен в «триплетах», полученных по методике предварительного выщелачивания (Зайцева и др., 2016, 2017): 1) минеральная фракция, не подвер-

гавшаяся лабораторному выщелачиванию, 2) кислотная вытяжка из фракции, обработанной раствором 1N HCl и 3) остаток от кислотного выщелачивания. Содержания Rb (159–257 мкг/г) и Sr (40–47 мкг/г) в исходной минеральной фракции попадают в область значений, характерных для группы слюдястых минералов. Выщелачивание глауконитов 1N раствором HCl приводит к удалению из минерала 2% Rb, а доля выщелоченного Sr составляет 90%. Повышенные концентрации Sr в вытяжке (42 мкг/г) указывают на удаление легкоподвижного стронция, адсорбированного на поверхности зерен глауконита и/или входящего в состав микровключений несиликатных минералов.

В координатах $^{87}\text{Rb}/^{86}\text{Sr}$ – $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ линия, построенная по двум точкам необработанных фракций ГСС, по точке кислотной вытяжки и точке остатка от выщелачивания, отвечает возрасту 1309 ± 53 млн лет ($\text{СКВО}=3.3$), $R_i=0,7079 \pm 0,0008$ (см. рис. 9). Разброс точек относительно аппроксимирующей линии превышает аналитическую погрешность, что подразумевает вероятность постдиагенетической миграции компонентов Rb-Sr системы в изученных минералах. На такую миграцию также указывает установленная при изучении зерен ГСС гетерогенность их химического состава.

Рис. 8. Сопоставление модельных (сплошная линия) и экспериментального (точки) мессбауэровского спектров ГСС из обр. D-18-3, гл. 2524,35 м в результате моделирования неупорядоченного (Модель 1), доменно-упорядоченного (Модель 2) и переупорядоченного (Модель 3) распределений (а, б, в, соответственно); фрагменты октаэдрической сетки в структуре ГСС распределения катионов в соответствующих моделях (г, д, е), 1 – домены, образующиеся в результате сегрегации преимущественно Al^{3+} , 2 – домены, образующиеся в результате сегрегации преимущественно Fe^{3+} , 3 – домены, в которых нет преобладания какого-либо катиона



Основные выводы, полученные в результате исследований, свидетельствуют о том, что возраст пород соответствует датировке 1309 ± 53 млн лет. Возрастные значения, полученные для изученных ГСС «омоложены» по сравнению с их стратиграфическим положением. Полученный Rb-Sr возраст отвечает этапу эпигенетического преобразования осадков, которое произошло около 1300 млн лет назад. Эта цифра указывает на среднерифейский возраст пород.

Завершая исследования по стратификации разреза скважины Тэтэрской-1 в итн. 2439-2545 м, можно с уверенностью утверждать, что эти отложения не могут быть отнесены к ванаварской свите.

По литологическим и возрастным характеристикам они близки к отложениям джелиндуконской толщи Катангского сводного разреза, которая вскрыта ранее в скважинах Огневской-132 (инт. 2796-3007 м), Верхнеджелиндуконской-125 (инт. 2830-2920 м), Южночунской-117 (инт. 2610-2841 м). Джелиндуконская толща находится в нижней части сводного разреза и датируется средним рифеем, абсолютный возраст пород варьируют от 1105 ± 40 (скв. Огн-132) до 1265 ± 10 (скв. Вдж-2) млн лет (рис. 10) (Гутина, 2007).

В одной из последних скважин джелиндуконская толща вскрыта скважиной Чункинской-282 (инт. 4098-4230 м). В разрезе этой скважины она представлена, так же массивным переслаиванием терригенных и карбонатных разностей, в то числе и органогенных (см. рис. 11).

В отложениях толщи (инт. 4098-4230 м) проведено минералого-геохимическое изучение и определен возраст (Rb-Sr методом) монофракций глауконитов, выделенных из трех образцов (гл. обр. 4096,08, 4096,22, 4097,21 м). Rb-Sr изохронный возраст, вычисленный на основе аналитических данных «триплетов» трех образцов, равен 1310 ± 8 млн лет (MSWD=9). Этот возраст отражает стадию раннего диагенеза глауконита и очень близок ко времени накопления песчаников (Зотов, 2016).

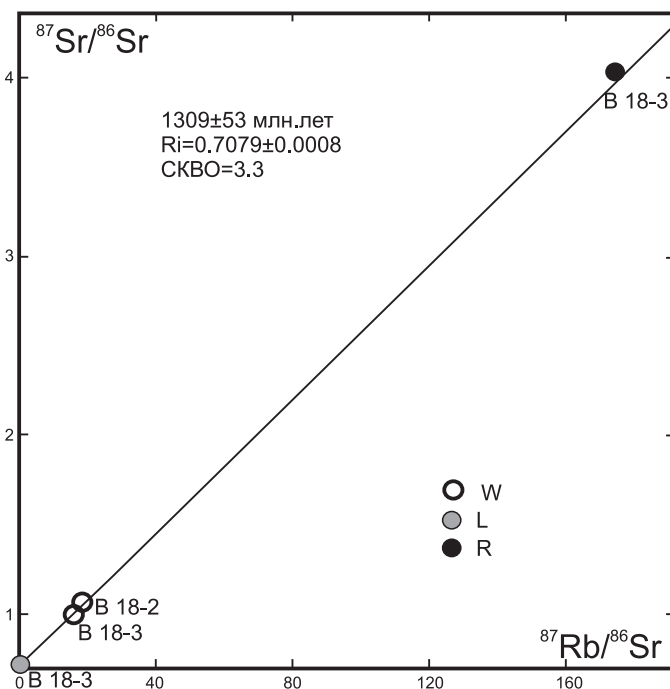
Такое совпадение результатов при определении абсолютного возраста пород в скважинах Тэтэрской-1 (инт. 2439-2545 м) и Чункинской-282 (инт. 4098-4230 м) свидетельствует о надежности их корреляции и уверенном датировании этих отложений как средние рифейские.

Необходимо отметить, что ряд исследователей относят отложения вскрытые скважиной Чункинской-282 (инт. 4098-4230 м) к долготинской свите Байкитского сводного разреза, которая имеет геохронологические датировки возраста 1060, 1080 млн лет (Зайцева и др., 2019).

Схема корреляции, представленная на рисунке 12, наглядно демонстрирует уровень эрозионного среза рифейских отложений с северо-запада (скв. Чнк-282) на юго-восток (скв. Тт-1) (рис.12).

Таким образом, была уточнена стратификация толщи в Тэтэрской скважине-1 (инт. 2439-2545 м), которая отне-

Рис. 9. Rb-Sr диаграмма ГСС из образцов песчаников с глубины 2499,6, 2522,75 и 2524,35 м.
W – ГСС, не подвергавшийся лабораторному выщелачиванию;
L – кислотная вытяжка в 1N растворе HCl,
R – остаток от выщелачивания



сена авторами к джелиндуконской толще среднего рифея Катангского сводного разреза.

Анализ результатов: Таимбинская-2

Таимбинский лицензионный участок, на котором пробурена поисково-оценочная скважина Таимбинская-2, расположен в восточной половине Байкитской нефтегазоносной области, примыкает с востока к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции (рис.1). Основные перспективы нефтегазоносности участка связаны преимущественно с продуктивным карбонатным рифейским нефтегазоносным комплексом.

В административном отношении Таимбинский лицензионный участок, относится к Эвенкийскому муниципальному району Красноярского края.

Впервые в юго-восточной части Байкитского фациального района скважиной Таимбинская-2 вскрыта мощная (1025 м) толща рифейских карбонатных отложений (см. рис. 13). Результаты обработки данных ГИС по скважине показали наличие в разрезе интенсивной трещиноватости рифейских отложений, которая подтверждается керновыми данными и результатами испытания скважины. В нем выявлено наличие многочисленных пластов с коллекторами трещинно-кавернового типа. При испытании скважины Тмб-2 в колонне интервала 2472-2493 м

Рис. 10. Сводный разрез рифейских отложений Катангского фациального района с положением скв. Тэтэрской-1 и Чункинской-282 (составлен Гутиной О.В., 2003, 2007, по материалам Кренцлера Б.Б.). Условные обозначения см. рис. 13



получен приток фильтрата бурового раствора и пластовой воды дебитом 31 м³/сут.

Стратификация рифейских разрезов юго-восточной части Байkitской антиклизы является сложной задачей, в связи с отсутствием до настоящего времени надежных фаунистических маркеров, отсутствием геохронологических определений, сложным сейсмическим материалом, интерпретация которого во многом неоднозначна, и ма-

лой глубиной вскрытия рифейского комплекса. С появлением скважины Таимбинской-2, как уже было сказано выше, вскрытая мощность рифея существенно увеличилась.

Однако стратификация разреза этой скважины демонстрирует наиболее противоречивые варианты.

При расчленении и корреляции рифейского разреза скважины исследователями были использованы: каротажный комплекс, изотопная хемотратиграфия, сейсми-

Рис. 11. Отложения джелиндуконской толщи, средний рифей в скв. Чункинской-282 (инт. 4089-4230 м)

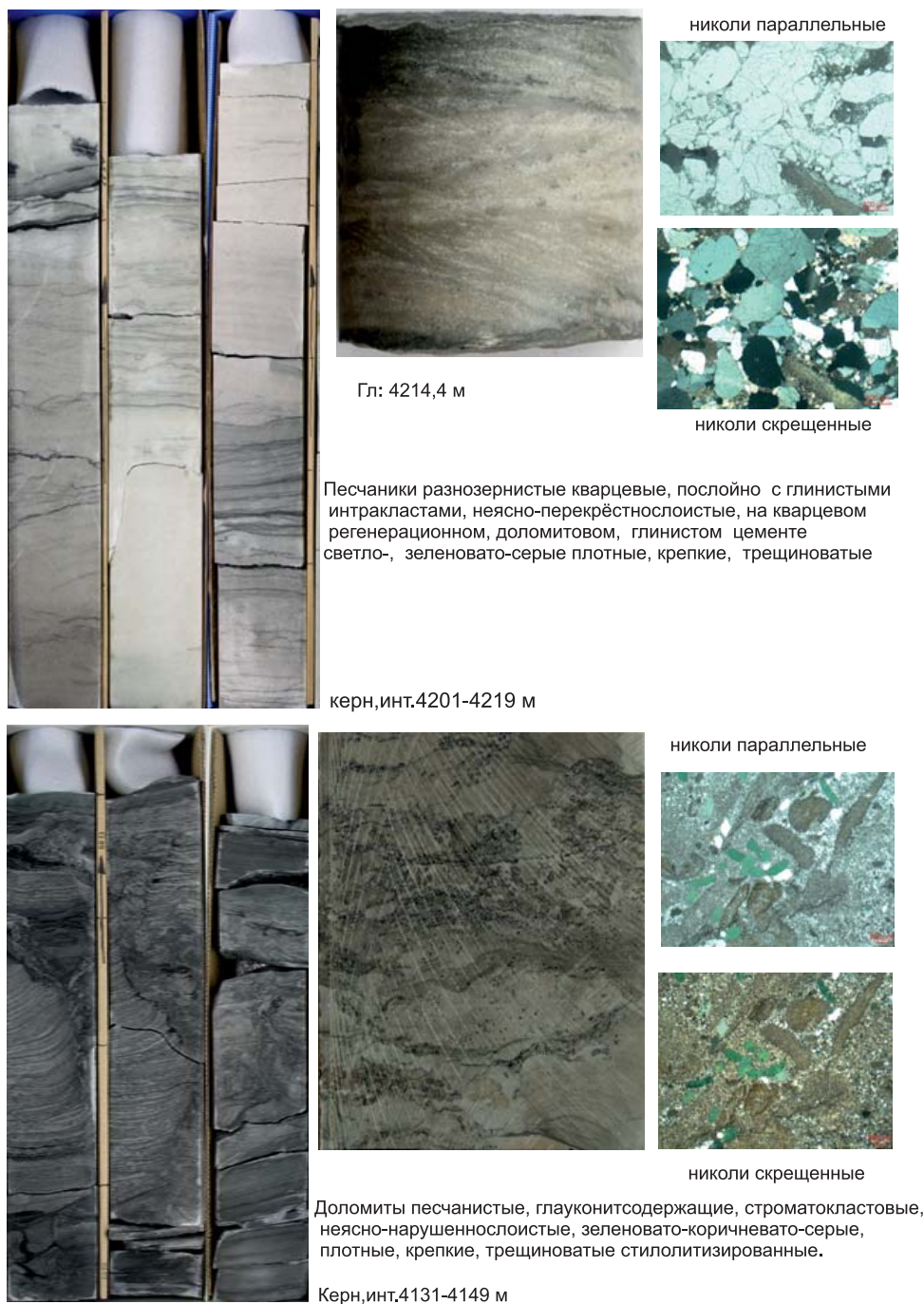
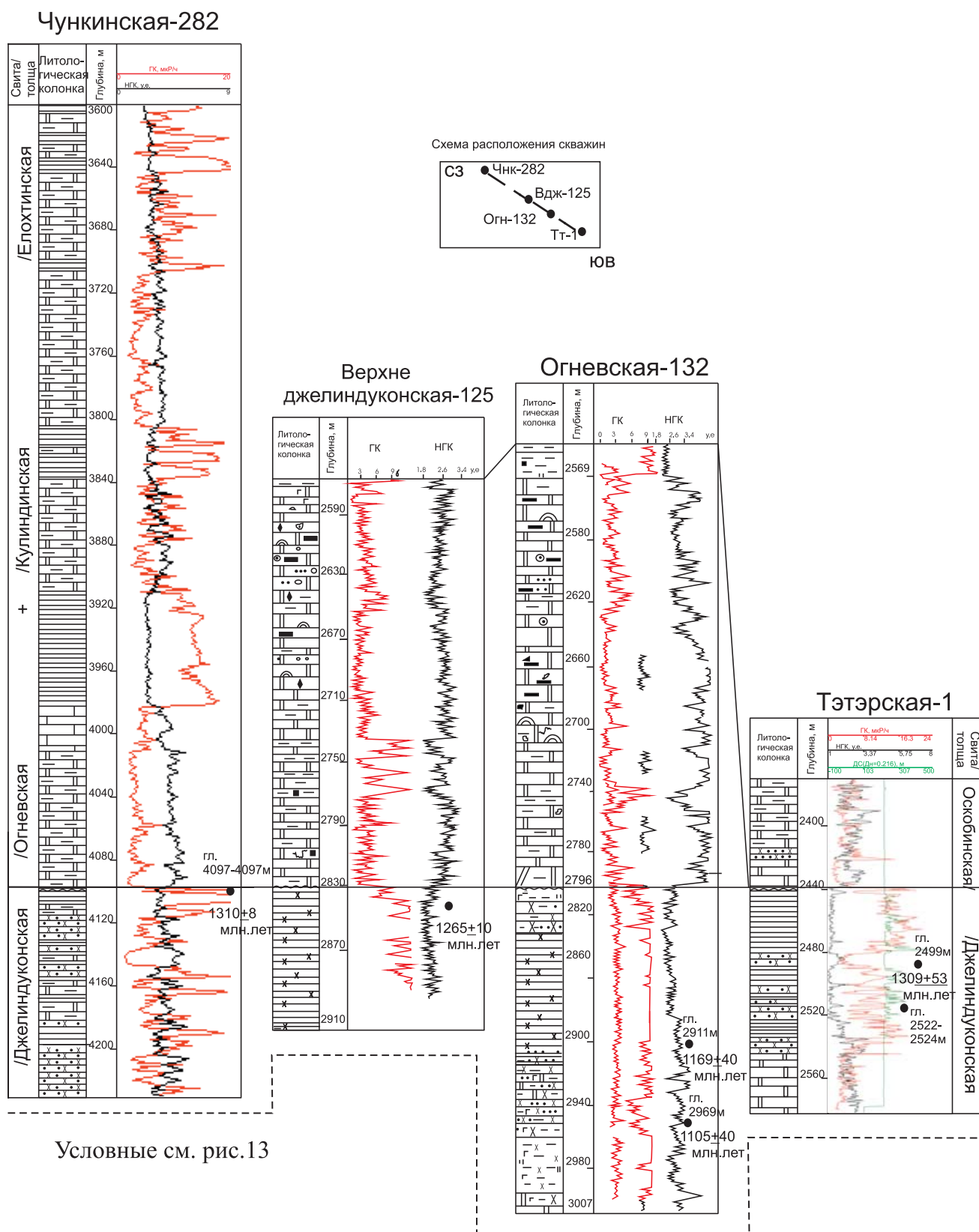


Рис. 12. Схема сопоставления рифейских отложений по профилю скв. Чункинская-282 – Верхнеджелиндуконская-125 – Огневская-132 – Тэтэрская-1



ческие профиля (Струнов, 2010, Иванова, 2013, Кульчинский, 2013). Определение возраста пород в разрезе и палеонтологические исследования не проводились.

Н.В. Мельников опирался на характер каротажных кривых, скважинное описание керна, корреляцию по ГИС с соседними площадями. Выделил в разрезе скважины следующие свиты среднего и верхнего рифея (снизу вверх): доломитовую юрубченскую (инт. 2750-3400 м), глинисто-терригенную долгоктинскую (инт. 2650-2750 м), доломитовую куюмбинскую (инт. 2472-2650 м) и глинистую копчерскую (инт. 2375-2472 м) (рис. 13).

Согласно изотопной хемотратиграфии предложен вариант корреляции, при котором породы интервала 2375-2472 м (копчерская свита по Н.В. Мельникову) соответствуют долгоктинской свите центральной части Байкитского сводного разреза. Весь нижележащий разрез (до забоя) был отнесен, по мнению Е. Хабарова, к более глубоководным аналогам юрубченской свиты, а возраст отложений не выходит за рамки раннего-среднего рифея.

По результатам интерпретации сейсморазведочных материалов предложены две абсолютно разные модели геологического строения исследуемой Таимбинской площади и разреза, вскрытого скважиной.

В 2010 году в ОАО «Енисейгеофизика» выполнены камеральные работы по обработке и интерпретации материалов сейсморазведки 2D на Таимбинском лицензионном участке с целью уточнения геологического строения осадочного чехла и подготовки к глубокому бурению перспективных объектов (Струнов, 2010).

По результатам работ была построена прогнозная геологическая карта эрозионной поверхности рифея, на которой показаны выходы свит Байкитского сводного разреза (вэдрэшевской, мадринской, юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, копчерской, юктэнской, рассолкинской, вингольдинской, токурской, ирэмэкэнской) (рис. 14).

В 2013 году по материалам тех же сейсморазведочных работ была предложена принципиально иная модель стратификации разреза скважины Таимбинской-2 (Кульчинский, 2013). В нем выделена подпорожная серия, которая расчленена на толщи – неизученная, таимбинская (инт. 2773-3400 м), исхухская (инт. 2638-2773 м), хойкинская (инт. 2463-2638 м), коняктинская (инт. 2371-2463 м). Подпорожная серия, по данным этих работ, имеет нижнерифейский возраст и перекрывается камовской серией средне-верхнерифейского возраста (вэдрэшевской, мадринской, юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, копчерской, юктэнской, рассолкинской, вингольдинской, токурской, ирэмэкэнской свитами) (рис.13).

Изучение литолого-петрографических характеристик пород в разрезе скважины Таимбинской-2 показало, что

они хорошо расчленяются на толщи, каждая из которых имеет свои особенности.

В нижней части разреза (инт. 2774-3400 м вскр.) скважины Таимбинской-2 выделяется монотонная карбонатная толща, о чем свидетельствуют материалы каротажа и керна (рис. 13). По данным каротажа толща характеризуется низкими значениями (1-2 мкр/ч) гамма-каротажа (ГК), монотонными повышенными значениями 4-5 у.е нейтронного гамма-каротажа (НГК), очень монотонными показаниями акустического каротажа (АК), которые варьируют в пределах 150 мкс/м и показаниями плотности пород 2.6-2.7 г/см³. По керновым данным она сложена доломитами серыми, светло-серыми, темно-серыми, неравномерно окремненными. В разрезе присутствуют доломиты пластово-строматолитовые (ламинитовые маты), органогенно-обломочные, микрофитолитовые, сгустково-комковатые (рис. 15). Преобладающими разностями являются пластовые и органогенно-обломочные доломиты (до 80 %) (Иванова, 2013). Вскрытая мощность толщ составляет 626 м.

Отложения нижней части разреза (инт. 3190-3400 м вскр.) отличаются высокими значениями фациального коэффициента Sr/Ba (2,1), что характерно для морских обстановок, возможно, глубоководный шельф или бассейновая равнина. Вверх по разрезу значения Sr/Ba начинают уменьшаться до 1, а затем снижаются до 0,55. Эти вариации значений указывают на уменьшение глубины бассейна седиментации от глубоководного шельфа (нижней сублиторали) к мелководному, верхней сублиторали и литорали, с трансгрессивно-регрессивной направленностью осадков.

Большинство исследователей сходятся во мнении, и относят эту толщу к юрубченской свите, которая в сводном разрезе Байкитского фациального района датируется среднерифейским возрастом и сопоставляется с аладынской свитой Енисейского фациального района, которая также соответствует среднему рифею. Авторы согласны с такой корреляцией на основании присутствия и преобладания в разрезе толщ пластовых строматолитовых доломитов, которые являются характерными и даже маркирующими для юрубченской свиты в стратотипическом разрезе.

Залегающая выше по разрезу глинисто-карбонатно-терригенная толща (инт. 2650-2774 м) по каротажным характеристикам резко отличается от юрубченской свиты. Значение ГК изменяются от 6 до 12 мкр/ч, НГК – от 2 до 4 у.е., АК – от 130 до 200 мкс/м. По стволу скважины вариации показаний гамма-нейтронного и акустического каротажов изменяются в пределах от 1 до 3 м, отражая присутствие и чередование в разрезе терригенных, глинистых и карбонатных пород.

Карбонатные породы в керне не вскрыты, они выделяются по только по каротажу.

Рис. 13. Стратификация рифейских отложений скв. Таимбинской-2 по данным разных авторов

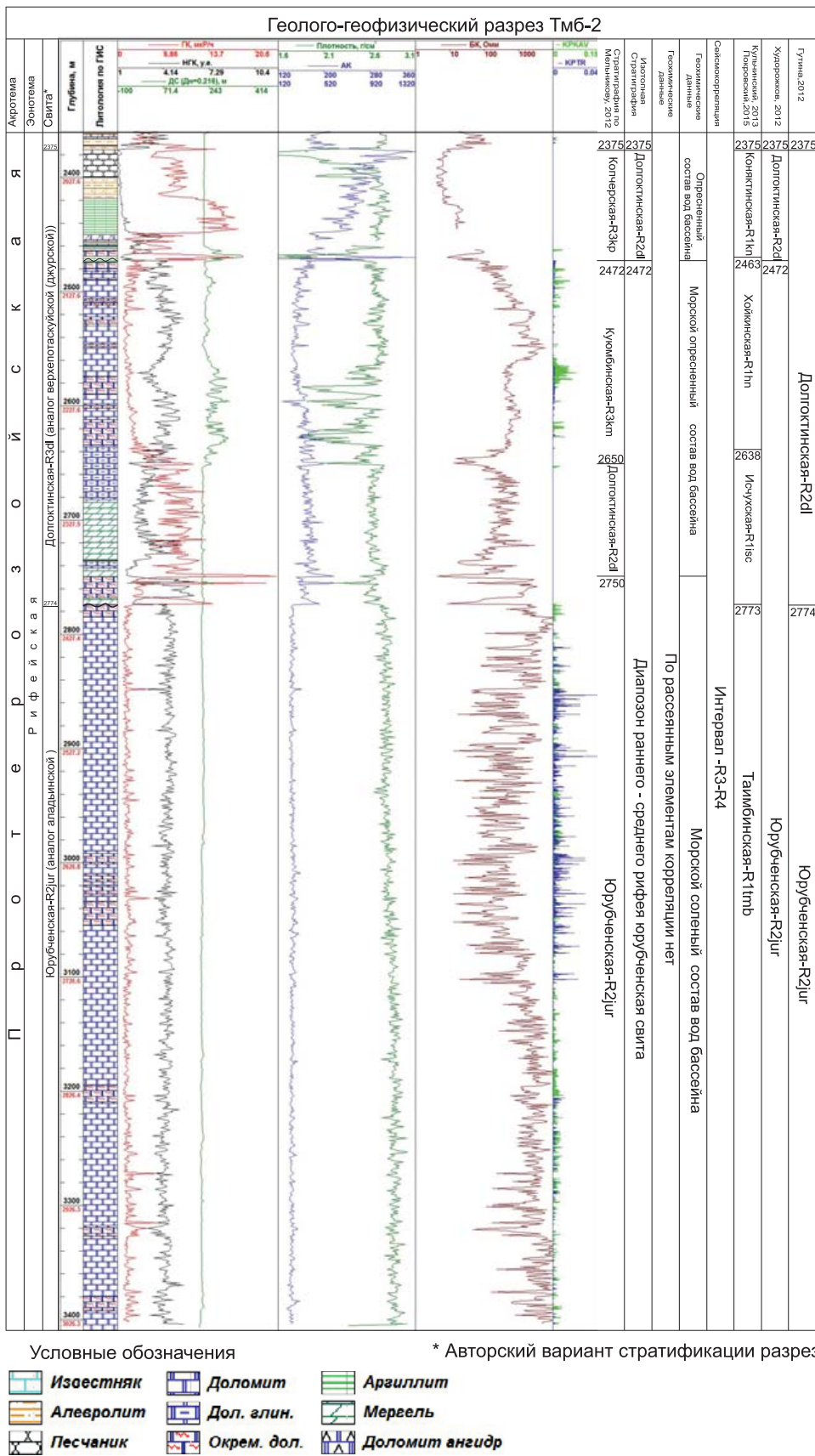


Рис. 14. Прогнозная геологическая схема довендской (рифейской) эрозионной поверхности а) (Струнов, 2010), временной сейсмический профиль 81.01.2009 в интерпретации: б) Струнов, 2010, в) Кульчинский, 2013

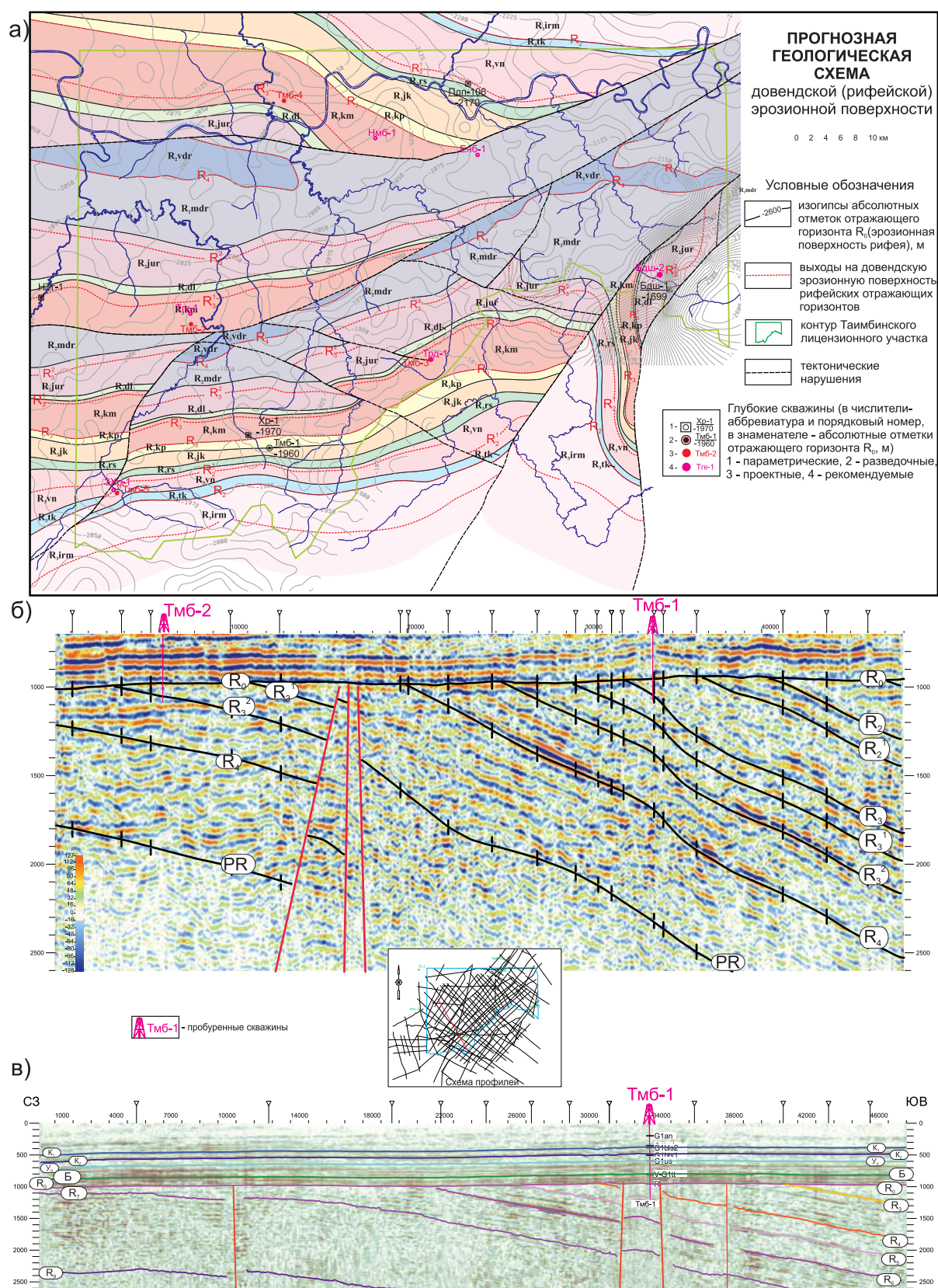
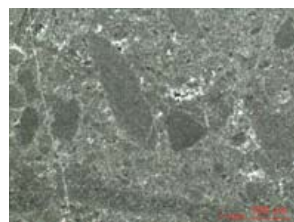


Рис. 15. Литотипы в скв. Таимбинской-2
(инт. 2774-3400 вскр. м) юрубченская свита, средний рифей



10 см КЕРН



Ш Л И Ф

Доломит органогенно-обломочный, сгустково-комковатый, строматолитовый, параллельно-волнисто-слоистый, окремненный. Гл. 3397 м



КЕРН



Ш Л И Ф

Доломит разномзернистый, послойно микрофитолито-интеркlastитовый, послойно ламинитовый, с текстурами от слоистых до массивных. Гл. 2984 м



Доломит микро-тонкозернистый, тонко-параллельно-волнистослоистый, с ламинитовой структурой. Гл. 2785.1 м

Песчаники по вещественному составу кварцевые и полевошпатово-кварцевые с содержанием кварца до 85-95%, полевых шпатов от 4 до 13%, в среднем 8-10%, и обломков пород до 1-4%. Обломочный материал разной степени окатанности: от хорошо окатанного до полуокатанного, с хорошей, реже средней степенью сортировки (рис. 16).

Повсеместно развит доломитовый цемент, преимущественно порового, локально базального типа. Его количество изменяется от 2-3 до 20%. Часто доломит развит по кремнисто-гидрослюдистому веществу, образуя кремнисто-гидрослюдисто-карбонатный цемент пленочно-порового типа. В меньшем количестве (до 10%) присутствует кварцево-регенерационный цемент (Иванова, 2013).

В песчаниках неравномерно отмечаются прослои (до 10 см) аргиллитов, пропитанных битуминозным веществом, черных, блестящих, тонко-, параллельнослоистых, тонко-, листовато-плитчатых.

Мощность толщи составляет 124 м.

Породы толщи характеризуются низким значением коэффициента Sr/Ba (0.13), что является показателем формирования осадков в мелководном бассейне с опресненными условиями седиментации, вероятнее всего, в континентальных условиях или в прибрежной зоне, с влиянием временных водных потоков с суши. В непосредственной близости от области сноса, в связи с наличием в составе песчаников калиевых полевых шпатов, которые являются очень хрупкими и неустойчивыми к длительной транспортировке.

Толща несогласно залегает на нижележащих отложениях юрубченской свиты. Об этом свидетельствует резкая смена литологического состава, которая четко отражается на кривых каротажа. Все эти материалы свидетельствуют, по мнению авторов, что это базальные отложения после длительного перерыва в осадконакоплении, которым, вероятнее всего, является перерыв между средним и верхним рифеем.

В сводном рифейском разрезе Байкитского фациального района такой базальной толщей являются отложения долготинской свиты (Гутина, 2007).

Большинство исследователей также относят отложения толщи к долготинской свите Байкитского сводного разреза, но в различных границах и объемах (рис. 13).

Выше по разрезу снова выделяется карбонатная толща (инт. 2472-2650 м) с высоким содержанием глинистого и песчаного материала (рис. 13).

Каротажная характеристика карбонатного разреза более сложная по сравнению с юрубченской свитой. Значения ГК большей части толщи не превышают 2 мкр/ч. И только в кровле и подошве они увеличиваются в отдельных интервалах до 3-4 мкр/ч и до 4-8 мкр/ч соответственно, в связи с появлением глинистости в карбонатах. В этих интервалах возрастают значения АК до 160-170 мкс/м, в целом их показания равны 150 мкс/м в плотных доломитах. Значения кривой НГК изменяются от 3 до 5 у.е.

По керновым данным толща сложена темно-серыми, серыми доломитами, кремнистыми с терригенной алевро-песчаной примесью. Текстуры пород слоистая, волнисто-прерывистослоистая за счет послойного от тонко- (1-3 мм), мелко- (1-3 см) до средне- (до 10 см) распределения обломочного материала и микротонкозернистого тонкослоистого доломита, линзовидно-волнистых намывов песчаного материала, тонких (до 5 мм) слоев аргиллита.

Мощность толщи в скважине – 178 м.

Значения отношения Sr/Ba в отложениях толщи равно 0,76, характерны для опресненных вод, но по сравнению с нижележащими отложениями фиксируется существенное увеличение глубины бассейна. Вероятнее всего, осадки интервала формировались в условиях мелководного

морского шельфа его верхней сублиторали. Наличие в доломитах, в основном, органогенно-обломочных разностей, является показателем высокой гидродинамической активности водной среды.

Толща согласно залегает на нижележащих отложениях, о чем свидетельствуют плавные границы каротажной при переходе от терригенных разностей к карбонатным, за счет увеличения карбонатности пород вверх по разрезу.

Отложения толщи относят к куюмбинской свите (Иванова, 2013). Однако есть несколько признаков, не позволяющих авторам статьи согласиться с таким вариантом. Отложения куюмбинской свиты в стратотипическом разрезе (скв. Мадринская-156) имеют трансгрессивную направленность осадков, что хорошо фиксируется показаниями гамма-каротажа и литологическими характеристиками пород. Отложения толщи (инт. 2472-2650 м) в скважине Таимбинской-2 имеют регрессивную направленность, что наглядно можно наблюдать на гамма-каротаже (рис.13,17). Из этого делается вывод, что прямое сопоставление этих отложений не представляется возможным. Второй отличительной особенностью куюмбинской свиты являются повышенное содержание в ее составе глинисто-битуминозного вещества (до 7%) и восстановительные условия ее формирования. Как уже было показано выше, отложения толщи в скважине Таимбинской-2 имеют иные условия формирования.

Завершается разрез рифея терригенно-глинистой толщей, выделенной в интервале 2375-2472 м. Она сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Пестроокрашенные песчаники и алевролиты характерны для нижней части толщи (2449-2472 м), верхняя часть (инт. 2375-2449 м) сложена аргиллитами.

В породах отмечаются следы взмучивания, перемыва осадка, наблюдаются знаки волновой ряби и полигональные трещинки усыхания (?). В кровельной части разреза породы с гнездами ангидрита.

Каротажные характеристики верхней и нижней частей свиты существенно различны. Верхняя часть толщи отличаются высокими значениями ГК от 4-7 мкр/ч до 15-17 мкр/ч. Значения НГК в этих интервалах монотонные, низкие, равны 1-1,5 у.е. Значения АК постепенно снижаются от кровли толщи к ее нижней части с 350 до 250 мкс/м.

Нижняя часть разреза отличается дифференцированной кривой ГК (от 2 до 10-12 мкр/ч), средними значениями НГК (2-4 у.е.), АК (170-180 мкс/м).

Песчаники преимущественно средне-мелкозернистые алевролитистые, кварцевые, содержание кварца в породе варьирует от 94 до 100 %. Обломочный материал имеет различную сортировку, от хорошей до средней, в единичных прослоях до плохой.

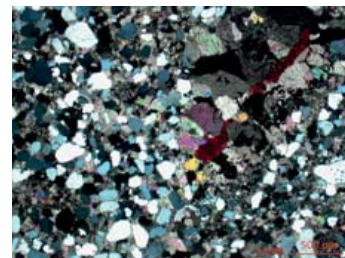
Вскрытая мощность толщи в скважине – 97 м.

Рис. 16. Литотипы в скв. Таимбинской-2 (инт. 2650-2774 инт. 2472-2650 м) долгоктинская свита (аналог джурской или верхнепотоскуйской свит), верхний рифей

Керн



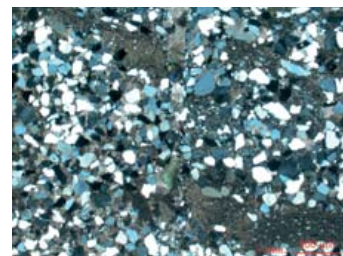
Шлифы



Доломит песчаный, от микро до крупнозернистого, неравномерно пятнистой текстуры. Гл. 2483,5 м



Доломит микро-тонкозернистый, с микрофитолитами, сгустками, обломками, строматолитов. Гл. 2553,3 м



Песчаник средне-мелкозернистый, кварцевый на доломитовом, кремнисто-гидролюдистом поро-базальном цементе, линзовиднослоистый. Гл. 2714,25 м

Значение фациального коэффициента Sr/Ba для отложений толщ очень низки (менее 0.5), что указывает на формирование в опресненном бассейне, возможно, в континентальных условиях.

По мнению авторов, строение разреза в скважине Таимбинской-2 в интервале 2375-2774 м очень схоже со строением верхнепотоскуйской подсвиты потоскуйской (джурской) свиты в Енисейском фациальном районе или деревнинской свиты в Туруханском фациальном районе. Они характеризуются грубым (до 50 и более м) переслаиванием терригенных, глинистых и органогенных карбо-

«НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» №7/2022



натных разностей пород. Глинисто-терригенные отложения формировались зачастую, в континентальных условиях, а карбонатные – в условиях мелководного морского бассейна в пределах верхней сублиторали. На этом основании предполагается, что аналогами этой толщи являются верхнерифейские отложения верхнепотоскуйской (или джурской) свиты. Авторы понимают, что такое сопоставление требует надежного обоснования. В подтверждение этого варианта корреляции можно привести сейсмический материал в интерпретации Е.П. Кощука, по данным которого именно с сейсмического отражающего горизонта Rdl 3-1 (ОГ Rdl 3-1, в кровельной части долгоктинской свиты) появляется и четко фиксируется увеличение мощности верхней части разреза (рис. 17).

По данным литогеохимической корреляции (ряды Буркова) отложения долгоктинской свиты Байкитского сводного разреза надежно коррелируются с отложениями джурской свиты Енисейского фациального района (Гутина, 2007).

Таким образом, завершая стратификацию разреза скважины Таимбинской-2, авторы считают, что в ее разрезе можно выделить уверенно отложения юрубченской свиты (инт. 2774 -3400 м вскр.) и долгоктинскую свиту, но в другом объеме. В нее авторы включают весь разрез, залегающий на юрубченской свите в интервале 2375-2774 м, и коррелируют этот интервал с отложениями верхнепотоскуйской подсвиты потоскуйской свиты (джурской и деревнинской свитами) Енисейского и Туруханского фациальных районов и на этом основании относят эти отложения к верхнему рифею (рис.13).

Выводы

Подводя итоги по стратификации разрезов скважин Тэтэрской-1 и Таимбинской-2, необходимо констатировать, что получение надежного результата при расчленении и корреляции рифея возможно только при комплексном и системном подходе, с использованием дополнительных методов сопоставления, которые уже успешно применяются в «немых» карбонатных и терригенных отложениях Красноярского края. К ним относятся – палеомагнитный, литогеохимический, литмологический методы (Гутина, 2007). ❏

Список литературы

1. Борисов А.Г. (2015) Комплексные исследования керна по поисково-оценочной скважине № 1 Тэтэрской площади. ООО «ТюменьНИИгеогаз», Тюмень, 359 с.
2. Гутина О.В. (2007) Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская, Катангская НГО, Енисейский кряж, Чадобецкое поднятие). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 180 с.

3. Зайцева Т.С., Семихатов М.А., Горохов И.М., Сергеев В.Н., Кузнецов А.Б., Ивановская Т.А., Мельников Н.Н., Константинова Г.В. (2016) Изотопная геохронология и биостратиграфия рифейских отложений Анабарского массива, Северная Сибирь. Стратиграфия. Геол. Корреляция. 24 (6), 3-29.
4. Зайцева Т.С., Горохов И.М., Семихатов М.А., Ивановская Т.А., Кузнецов А.Б., Доржиева О.В. (2017) Rb-Sr и K-Ar возраст глобулярных слоистых силикатов и биостратиграфия рифейских отложений Оленекского поднятия (Северная Сибирь). Стратиграфия. Геол. Корреляция. 25 (6), 3–29.
5. Зайцева Т. С., Кузнецов А. Б., Иванова Н. А., Масленников М. А., Пустыльников В. В., Турченко Т. Л., Наговицин К. Е. (2019) Rb-Sr возраст рифейских глауконитов Камовской серии, Байкитской антеклизы Сибирской платформы. Доклады Академии наук. 488 (1), 52-57.
6. Зайцева Т.С. (2019) Минералого-геохимическое и изотопно-геохронологическое (Rb-Sr метод) изучение монофракций глобулярных слоистых силикатов (ГСС), выделенных из образцов песчаников скв. Тэтэрская-1 (инт. 2439-2545 м). Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии и геохронологии докембрия Российской академии наук, Санкт-Петербург, ООО «Газпром недра», Красноярск, 8 с.
7. Зотов В.В. (2014) Испытание в эксплуатационной колонне скважины Чункинская 282 (Красноярский край). ООО «БНГРЭ», Красноярск, 289 с.
8. Иванова Н.А. (2013) Специальные исследования керна по поисково-оценочной скважине № 2 Таимбинской площади для нужд ООО «Газпром геологоразведка». ФГУП «СНИИГГиМС» Новосибирск, 105 с.
9. Кульчинский Ю.В. (2013) Совершенствование методики обработки материалов сейсморазведочных работ с целью подавления кратных волн (дообработка), комплексная интерпретация геолого-геофизических данных на Таимбинском лицензионном участке. ООО «Газпром геологоразведка», Красноярск, 185 с.
10. Решения (1989) четвертого межведомственного регионального совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 40 с.
11. Струнов А.В. (2010) Сейсморазведочные работы методом СЛБО и 2D на Таимбинском лицензионном участке. ОАО «Енисейгеофизика», Красноярск, 346 с.
12. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C. et al. Summary of recommendations of Nomenclature Committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale Pour L'etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006 // Clays and Clay Minerals. 2006. V. 54. P. 761-772.

The background of the advertisement is a photograph of a hotel room. It features a bed with white linens, a blue armchair, and teal curtains. A decorative geometric pendant light hangs from the ceiling. A small table with a vase of flowers and a card that says "FEEL MY SOUL" is visible. In the foreground, there is a bowl of fruit.

Radisson

ROYAL HOTEL
ST PETERSBURG

—
**ЭЛЕГАНТНАЯ
КЛАССИКА**

**В ЦЕНТРЕ
ГОРОДА**
—

Radisson Royal Hotel, St. Petersburg
49/2 Nevsky prospect, 191025, St. Petersburg, Russia
191025, Россия, Санкт-Петербург, Невский пр., 49/2
T: +7 812 322 50 00
reservations.led@radissonblu.com

FEEL THE DIFFERENCE

ВЕРТИКАЛЬ

НЕФТЕГАЗОВАЯ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

КАК НЕ ПРЕВРАТИТЬ
«УМНЫЙ» ГОРОД
В БЕЗУМНЫЙ





НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

БОЛЕЕ **25** ЛЕТ

БОЛЕЕ **500** ВЫПУСКОВ

12 НОМЕРОВ В ГОД

Now in English

Read Oil and Gas Vertical on www.NGV.ru





НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



№ 8 (501)
Август 2022

КОРОТКО О ГЛАВНОМ

СОБЫТИЕ

Trafigura продала свою **10%-ную** долю в проекте «Роснефти» «Восток Ойл» гонконгскому трейдеру Nord Axis Limited.

ЦИФРА

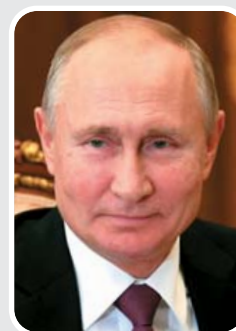
Россия в первом полугодии осталась крупнейшим поставщиком угля в Европу, на долю РФ пришлось **31,5%** европейского импорта.

ПРОГНОЗ

«Мировые цены на нефть могут достичь **\$380** за баррель», – так начинается материал Bloomberg, цитирующий исследование JPMorgan Chase. При условии, если санкции США и Евросоюза побудят Россию сократить добычу сырой нефти.

ЦИТАТА

«Цены на нефть взлетят до небес, как уже было с ценами на газ», – сказал **Владимир Путин** на встрече с журналистами по итогам визита в Иран. К этому могут привести заявления европейских чиновников об отказе от российской нефти.



ЦЕНА

Цена Urals в Европе в июле составляет порядка **\$80** за баррель. Российский бренд торгуется со скидкой к Brent в **\$32-35**.



Читайте актуальные новости на нашем Telegram-канале



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

МОЖЕМ СЕБЕ ПОЗВОЛИТЬ?

Председатель редакционного совета журнала
«Нефтегазовая Вертикаль» Кирилл Молодцов



Уважаемые коллеги, друзья, дорогие читатели!
Что у нас сегодня происходит?

У всех за окном – зеленое лето. И у всех на пороге – мировой энергетический кризис. До зимнего пика энергетического кризиса в Европе меньше полугода. России он не коснется, но все-таки полезно поставить контрольный вопрос: что изменилось в России за десять лет внедрения энергетических технологий?

В 2020 «пандемийном» году показан 5-летний минимум по энергоемкости ВВП. Результат позитивный, но сенсации не сделал. Энергоемкость ВВП у нас выше мирового на 46%. Китай сделает тот же продукт, но вложит энергии на 40% меньше, чем мы. Ну и как при таком разрыве России конкурировать с Китаем? Хорошо, мы северней, но почему канадцы тратят на 20% меньше?

Можем себе позволить?! Электричество у нас дешевое, это пусть Европа крохоборствует, а мы энергетическая сверхдержава... Так давайте усилим наши позиции, пока электроэнергия для промышленности в России вдвое дешевле, чем во Франции, и в 2,4 раза, чем в Германии. Ведь сейчас, выигрывая в энергогенерации, мы проигрываем в энергопользовании.

Советские поколения создали великую энергетику, но в мощи крылась неожиданная слабость. Плотины ГЭС и мирный атом, Единая энергосистема через восемь часовых поясов, настолько удешевили энергию, что в стоимости продукции ее затраты мало ощущались. Ток в электросети, проточная вода, нагретый пар – воспринимались как бесплатные и неиссякаемые.

«Черная дыра» в энергопотреблении – унаследованная нами проблема. Конечно, с начала 90-х годов произошли огромные сдвиги, но энергоэффективную экономику мы еще только создаем.

Что происходит с энергоэффективностью в Европе? Европа знает толк в экономии. Расчеты усложняются, изобретения продолжают в энергосберегающих технологиях, сочетающих модность, конкурентность и экологичность. Но без наших поставок газа в преддверии зимы 2022/2023 года витает: «Экономика должна быть экономной».

На ближайшие годы перед нашей страной стоит важная задача по формированию основных принципов энергоэффективности и энергосбережения. Мы имеем колоссальный научный и технологический потенциал для воплощения этих задач в жизнь. И я не сомневаюсь, эти задачи будут успешно решены. **✎**





НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

ИГОРЬ ТУШЕВ

*Советник председателя правления,
Национальный союз энергосбережения*

В рамках работы над Энергостратегией-2050 и актуализации энергосбережения к концу второй декады июня 2022 была разработана Концепция Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035 года», которая сейчас находится на рассмотрении и оценке в профильных министерствах и ведомствах и экспертном сообществе. Анализ документа наталкивает на ряд критических замечаний.

Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035 года»

Программа опирается на принципы государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, установленные Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», а также учитывает накопленный опыт реализации мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности. Кроме того, в связи с высокой актуальностью задач по снижению антропогенных выбросов парниковых газов и адаптации к изменениям климата, Программа ориентирована на достижение целей Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р.

Оценка текущей ситуации в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности

В 2008 году Указом Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» была установлена цель по снижению к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом. Для ее достижения в 2010 году была утверждена государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1], которая с 2019 года была переведена в статус подпрограммы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» государственной программы «Экономическое развитие и инновационная экономика» [2]. В последние годы подпрограмма включала в себя лишь меры регуляторного, административного и организационного характера.

Однако поставленная в 2008 году ключевая цель государственной политики в области энергоэффективности к 2020 году не была достигнута, снижение составило только 9%. В 2015–2020 годах среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВВП России были на уровне 0,6%, отставая от среднеевропейских темпов в 3,3 раза, от среднемировых – в 2,7 раза. По итогам 2019 года энергоемкость ВВП составила 9,62 т.у.т./млн руб. в ценах 2016 года (совокупное потребление топливно-энергетических ресурсов – 871,6 млн т.у.т.).

В отраслевом разрезе наиболее энергоемкими отраслями остаются электроэнергетика (23%), обрабатывающая промышленность (22%), жилищно-коммунальное хозяйство (16%), транспорт (16%), добывающая промышленность (9%), по данным за 2019 год. Поэтому мероприятия Программы должны быть направлены на энергосбе-

режение и повышение энергетической эффективности в первую очередь в этих секторах с учетом того, что на остальные отрасли приходится только 16% совокупного потребления энергии.

В 2019 году на добывающую и обрабатывающую промышленность суммарно пришлось 31% от всего потребления топливно-энергетических ресурсов. Основным стимулом для реализации мероприятий по повышению энергетической эффективности в энергоемких секторах промышленности является повышение конкурентоспособности продукции на внутреннем и внешнем рынках путем снижения потребления энергоресурсов по всей цепочке создания добавленной стоимости. Этот постулат сегодня нужно осмыслить в контексте новых вызовов, а именно:

- нарушение цепочек поставок и рост цен на материалы (медь, литий, никель, кобальт), спровоцированные пандемией и вводимыми ограничениями зарубежных стран;
- возможное изменение предпочтений потребителей промышленной продукции в пользу альтернативных видов сырья и материалов;
- развитие климатической повестки и углеродного регулирования в Российской Федерации и странах-импортерах российской продукции.

По данным ООН, около 38% мировых выбросов парниковых газов приходится на деятельность, связанную с обслуживанием зданий, а также на строительную сферу, что связано преимущественно с производством цемента и иных строительных материалов [3]. Поэтому повышение энергоэффективности является актуальной задачей для строительной отрасли и жилищно-коммунального хозяйства, что потребует дополнительных расходов и совершенствования нормативно-правовой базы. Текущая же ситуация в сферах теплоснабжения и электро-снабжения характеризуется значительным физическим износом оборудования, высокими показателями удельных расходов топлива и потерями в сетях. Потери в тепловых сетях в 2019 году составляли от 8,1% до 19,1% в зависимости от региона [4].

Тем не менее, по оценке экспертов НП «Российское теплоснабжение», возможно повысить КПД источников теплоснабжения на 5%, сетей – на 5% и снизить потребление на 15%, что в совокупности соответствует примерно 23% экономии, или 23 млн. т.у.т. ежегодно. Кроме того, в теплоснабжении недостаточно используется потенциал когенерации, несмотря на ее высокую эффективность (выработка электрической и тепловой энергии за счет когенерации позволяет экономить в среднем около 40% первичного топлива относительно раздельного производства аналогичного объема электрической и тепловой энергии). Ежегодно растет число котельных, которые уступают объектам когенерации по параметрам энергетической эффективности и экологи-

ческим показателям. Стимулирование развития когенерации и перевод тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ также является одним из ключевых направлений повышения энергоэффективности в сферах теплоснабжения и электроснабжения.

Внедрение различных систем, обеспечивающих снижение потребления электрической и тепловой энергии на 30–40%, потребует порядка 10–15% дополнительных инвестиций в строительство многоквартирных домов (далее – МКД). Помимо дополнительных расходов при строительстве, потребуются расходы на обслуживание оборудования. Кроме того, существует проблема отсутствия информации как об объемах потребляемых ресурсов (до настоящего времени задача по 100% учету энергетических ресурсов и воды не решена), так и о потенциале повышения энергоэффективности жилищного сектора (около 90% жилых зданий не имеют установленного класса энергетической эффективности). Внедрение же «умных» систем энергосбережения носит добровольный характер и используется застройщиками скорее в маркетинговых целях.

Вместе с тем уровень внедрения энергоэффективных технологий остается низким, а важные целевые показатели – невыполненными. Так, например, степень оснащенности многоквартирных домов коллективными (общедомовыми) приборами учета воды, тепловой энергии, электрической энергии в среднем по стране составляет лишь 65%, в то время как, согласно федеральному закону от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ, 100%-ная оснащенность должна была быть обеспечена к 1 января 2011 года. Кроме того, класс энергетической эффективности присвоен менее 10% многоквартирных домов, что означает отсутствие данных об уровне энергоэффективности жилого фонда и величине потенциала его увеличения.

Но существующие расчеты демонстрируют высокий потенциал социально-экономических эффектов при проведении энергоэффективного капитального ремонта жилого фонда. Каждый рубль затрат на энергоэффективный ремонт генерирует прирост ВВП до 1,33 руб. При этом в виде дополнительных налоговых поступлений в бюджет возвращается до 0,22 руб. Более того, основным следствием энергоэффективного капитального ремонта МКД следует считать снижение выбросов парниковых газов. При ежегодном дополнительном финансировании (к уровню текущих платежей собственников) энергоэффективных мероприятий при проведении капитального ремонта МКД в объеме 40 млрд руб. к 2030 г. выбросы в российской экономике могут сократиться на 22 млн тонн CO₂-экв., или на 1,1% от совокупных выбросов в Российской Федерации в 2019 г. (с учетом компенсации косвенных выбросов от выполнения строительно-монтажных работ и использованных материалов) [5].

Необходимо отметить, что в субъектах Российской Федерации накоплен положительный опыт в области энергосбережения. Проводится модернизация предприятий, генерирующих электроэнергию и тепло, заключаются энергосервисные контракты, договоры концессии, устанавливается светодиодное освещение, приборы учета, строятся электростанции на возобновляемых источниках энергии в удаленных поселках.

В ближайшее десятилетие, согласно целевому сценарию Стратегии, прогнозируется рост выбросов парниковых газов (далее – ПГ) на 4% – с 2 119 млн т CO₂-экв. в 2019 году до 2 212 млн т CO₂-экв. в 2030 году (+93 млн т CO₂-экв.). Энергосбережение и повышение энергетической эффективности является одной из приоритетных мер, которая обеспечивает сокращение выбросов ПГ и обеспечивает социально-экономическое развитие с низким уровнем выбросов ПГ.

Описание приоритетов и целей государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности в РФ

Решение задач энергосбережения и повышения энергетической эффективности носит долгосрочный характер, что требует как изменения системы отношений на рынках энергоносителей, так и замены и модернизации значительной части производственной, инженерной и социальной инфраструктуры и ее развития на новой технологической базе.

Основными результатами Программы должно стать снижение энергоемкости ВВП на 35% в 2035 году по отношению к уровню 2019 года, а также достижение показателей Стратегии.

Снижению энергоемкости ВВП будет способствовать достижение следующих ключевых целей:

- повышение энергоэффективности жилищного, промышленного и социального строительства, существующих объектов капитального строительства и коммунальных систем;
- реализация мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности в энергетике, промышленности и ЖКХ;
- снижение показателей удельного расхода топлива при условии обеспечения доступности услуг тепло- и электроснабжения для потребителей при соблюдении согласованных уровней надежности, выполнении установленных экологических требований с учетом платежеспособного спроса и обеспечения конкурентоспособности российской экономики;
- снижение энергоемкости промышленного производства, а также более рациональное использование энергоресурсов в случае «провалов» рынка.

Кроме того, за счет повышения энергоэффективности и эффективности генерирующих установок должно быть обеспечено сокращение выбросов парниковых газов на 15 млн т CO₂-экв. в год к 2030 году, согласно проекту плана мероприятий (операционного плана) по реализации Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.

Наибольшее влияние Программа оказывает на национальную цель «Комфортная и безопасная среда для жизни» [6] за счет использования энергоэффективных решений для увеличения качества городской среды (показатель входит в число критериев для определения уровня развития качества городской среды), а также улучшения жилищных условий населения. Кроме того, Программа будет способствовать достижению национальной цели «Достойный, эффективный труд и успешное предпринимательство» за счет повышения энергетической эффективности технологических процессов предприятий.

Задачи государственного управления и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации

Для достижения целей Программы предусмотрено решение следующих основных задач:

- совершенствование нормативной правовой базы для активизации государственно-частного партнерства и привлечения частных инвестиций для реализации проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- внедрение налоговых и финансовых стимулов для стимулирования внедрения энергоэффективных технологий;
- формирование системы управления энергосбережением и повышением энергетической эффективности посредством установления целевых показателей контроля их достижения;
- комплексное развитие инфраструктуры, обучение и повышение квалификации руководителей и специалистов, занятых в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, продвижение и внедрения системы энергетического менеджмента;
- создание условий для производства отечественных энергосберегающих технологий;
- реализация механизмов, стимулирующих энергосбережение и повышение энергетической эффективности, обеспечивающих активизацию деятельности как населения, так и бизнеса по реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Предлагаемый состав мероприятий по основным направлениям реализации Программы [7]

Главным индикатором успешности государственной политики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно стать изменение энергоемкости за счет технологического фактора [8], т.е. за счет внедрения энергоэффективных технологий и мероприятий, а также повышения качества технической эксплуатации зданий. Все мероприятия Программы направлены на повышение энергоэффективности при производстве, передаче и потреблении энергии.

В рамках общесистемных мероприятий Программы планируется:

- стимулирование работы по повышению энергоэффективности на региональном уровне;
- создание и развитие региональной сети центров энергосбережения;
- создание условий для производства отечественных энергосберегающих технологий;
- создание и обеспечение функционирования системы формирования и обновления перечня объектов и технологий, относящихся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности, а также перечня объектов и технологий низкой энергетической эффективности, не рекомендованных или запрещенных к применению;
- стимулирование развития энергосервисной деятельности путем освобождения от налога на прибыль с доходов от энергосервисных договоров;
- разработка мотивационных мер по повышению энергоэффективности на предприятиях, в учреждениях, организациях, в субъектах РФ;
- развитие компетенций в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- разработка мер по популяризации энергосберегающего образа жизни среди населения.

Ключевыми мероприятиями повышения энергоэффективности при производстве энергии являются:

- стимулирование повышения энергоэффективности для регулируемых организаций в энергетике путем заключения регуляторных и концессионных соглашений, сохранения экономии от реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности и проч.;
- поэтапный переход на расчет необходимой валовой выручки исходя из нормативного уровня удельных расходов топлива при генерации электрической и тепловой энергии;
- приоритетное включение в составе схем и программ развития объектов комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, сокращение числа

неэффективных котельных путем перехода на генерацию тепловой энергии с ТЭЦ;

- включение в положение о ДПМ требований об энергоэффективности.

В рамках повышения энергоэффективности при передаче энергетических ресурсов Программой предлагается:

- обеспечение финансирования мероприятий по повышению энергоэффективности систем теплоснабжения путем финансирования процентной ставки, фиксации тарифа на время возврата инвестиций;
- расширение программы целевого финансирования инвестиций в модернизацию коммунальной инфраструктуры из средств Фонда ЖКХ;
- корректировка и утверждение нормативов потерь в тепловых сетях и поэтапный переход на расчет тарифа исходя из предельного норматива потерь;
- учет требований энергоэффективности при разработке и корректировке схем теплоснабжения;
- разработка мер поддержки перехода к закрытым схемам теплоснабжения;
- внедрение индивидуальных тепловых пунктов ИТП с погодным регулированием или систем их заменяющих (дополняющих ЦТП).

При потреблении энергетических ресурсов Программой предлагаются следующие меры повышения энергоэффективности:

- переход на 100% приборный учет ресурсов;
- введение налоговых льгот, специальных кредитов, кэшбека на покупку энергоэффективных технологий предприятиями, организациями, учреждениями, населением;
- стимулирование развития энергосервисной деятельности в бюджетном и жилищном секторах;
- введение требования по проведению периодических энергоаудитов и внедрения системы энергоменеджмента на предприятиях;
- совершенствование контроля за выполнением требований к энергоэффективности зданий;
- введение налоговых льгот, кредитов, прочих финансовых стимулов для строительства и покупки энергоэффективного жилья;
- целевое финансирование энергоэффективного капитального ремонта;
- разработка и актуализация требований в части энергоэффективности к приобретаемой в рамках госзакупки продукции;
- стимулирование внедрения энергоэффективного уличного освещения;
- разработка типового набора энергосберегающих мероприятий и методических рекомендаций по их реализации для бюджетной сферы с оценкой экономической эффективности их внедрения;

- поэтапный запрет на эксплуатацию ламп накаливания и иных технологий с низкой энергоэффективностью.

Синхронизация с существующими документами стратегического планирования

Мероприятия Программы потребуют синхронизации с различными государственными программами, стратегиями, федеральными проектами, в первую очередь:

- стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года;
- проектом Стратегии развития строительной отрасли и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на 2035 год;
- энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года (в процессе актуализации);
- государственной программой «Развитие энергетики».

О концепции Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035 года»

В приложении к Концепции Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035 года», обращает на себя

Ключевые нерешенные проблемы энергоэффективности в жилищном секторе

- отсутствие комплексной картины того, в какой степени существующий жилищный фонд нуждается в проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- недостаточно развитые механизмы финансирования энергоэффективной модернизации МКД и стимулирования снижения удельного энергопотребления в жилом секторе;
- низкий уровень оснащённости МКД системами учета потребления энергоресурсов (в первую очередь тепла);
- низкий уровень технической эксплуатации отремонтированных зданий и нового оборудования, а также намеренный вывод из эксплуатации приборов учета собственниками и эксплуатирующими организациями;
- низкая осведомленность об энергоэффективности и недостаточная заинтересованность органов государственного и муниципального управления, финансовых организаций и собственники жилья;
- низкая мотивация к строительству многоквартирных домов наивысших классов энергетической эффективности и применения технологий «зеленого» строительства;
- низкая степень проработки механизмов реализации энергосервисных контрактов и ГЧП в области повышения энергоэффективности жилого фонда;
- устаревшая нормативно-техническая база, не соответствующая современным требованиям по энергоэффективности;
- отсутствие эффективного контроля за соблюдением требований по энергоэффективности при строительстве и эксплуатации зданий.

внимание то, что в стратегический документ включены в основном мероприятия тактического и декларативного характера, а также пропагандистские и потребительские (субсидии) меры, направленные сугубо на потребителей энергоресурсов.

В части теплосистем из года в год переходят мероприятия типа разработки методик, критериев, механизмов «поэтапного перехода». Иными словами, предлагается загрузить бесполезной работой академический и институтский кадровый состав.

Вновь вводятся запреты на лампы накаливания, санкции за бесприборное энергопотребление. Как будто не происходит цифровой трансформации экономики во всех ее отраслях, надвигающихся интернета вещей и искусственного интеллекта, и пришедших больших данных с квантовыми компьютерами.

Россия – единственная страна, обладающая ЕНЭС, в которую входят генерация, высоковольтные магистральные сети, централизованные сети среднего и низкого напряжений (ПАО «Россети», ОАО «РЖД», ПАО «Транснефть» и т.п.), распределительные сети среднего и низкого напряжений нецентрализованного, в т.ч. коммерческого, сектора регионального и муниципального подчинения. Тепло- и водохозяйство базируется на ТЭС, спроектированных как правило по теплофикационному оптимуму. Однако это важное отличие никак не отражено в концепции стратегии.

Не нашлось места для анализа существующих систем, нет связи с отраслевыми и региональными стратегиями и другими стратегиями государственного масштаба, а также нет ни слова о синхронизации с аналогичными стратегиями государств – партнеров России по различным блокам и объединениям. Также нет прогнозного видения существующих и новых систем.

Нет сравнительного анализа мероприятий в отношении потребителей энергоресурсов и мероприятий в отношении энергосистем.

По мнению экспертов, вложения в повышение энергоэффективности энергосистем (надежность, качество, снижение затрат на транспорт энергоресурсов, приведение генерации к проектному оптимуму и т.д.) приводят к бесперебойному энергоснабжению потребителей. Это сопровождается увеличением выпуска продукции, ростом отпуска энергоресурсов, приростом налогооблагаемой базы энергоснабжающих организаций и потребителей, производящих товары и услуги.

В совокупности, повышение эффективности систем в одной только электроэнергетике приводит к росту ВРП и ВВП от 0,5 до 3% в год при окупаемости затрат 1-5 лет.

Мероприятий стратегического характера при этом требуется немного:

- восстановление института генерального проектировщика энергосистем (АО «Энергосетьпроект») в виде цифрового сервиса, единолично ответственного за

разработку стратегических документов развития и работающего по прямому поручению Правительства РФ;

- периодическая разработка цифровых **интерактивных и интероперабельных генеральных схем** энергоснабжения и их актуализация государственного, межрегионального, регионального и межгосударственного масштаба;
- восстановление **на цифровой основе** отечественных практик оптимизации энергосистем с прогнозным расчетом экономического эффекта и сравнением различных мероприятий по одинаковым показателям (бенчмаркинга) во избежание перекапитализации энергетики и необоснованного роста затрат на энергоресурсы у потребителей. ▮

Список литературы

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29 марта 2019 г. № 379.
3. 2020 Global Status Report for Buildings and Construction // URL: <https://globalabc.org/news/launched-2020-global-status-report-buildings-and-construction>.
4. Доклад Минэнерго России «О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2019 году».
5. По расчетам ИНП РАН, 2021. Детальная региональная оценка состояния жилищного фонда и соответствующие меры по проведению энергоэффективного капремонта МКД, вероятно, приведут к количественной оценке эффектов в конкретных регионах, которые могут существенно отличаться от представленных на верхнем уровне в масштабах страны, и должны быть приняты во внимание при разработке инвестиционных программ для конкретных регионов. Кроме того, операционная неэффективность в реализации таких инвестиционных программ представляет собой значительный риск для успеха и должна быть оценена и смягчена по мере необходимости.
6. Указ Президента Российской Федерации от 21.07.2020 № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года».
7. Полный перечень мероприятий, предлагаемых в рамках Концепции, приведен в документе.
8. «Приложение к Концепции Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035 года».
9. Приказ Минэкономразвития России от 1 августа 2019 г. № 471 «Об утверждении методики расчета энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации и оценки вклада отдельных факторов в динамику энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации».

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Министерство промышленности и
торговли Республики Татарстан



АНО «Казань Экспо»



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «TATOILEXPO-2022»

в рамках Татарстанского
нефтегазохимического форума

31 - 2 2022  **г. Казань**
АВГУСТА СЕНТЯБРЯ



ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

Пленарное заседание
Научно-технические конференции
Круглые столы



ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

Выставка TatOilExpo-2022
Семинары и лекции
Зона стартапов



СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Дни поставщиков
Биржа деловых контактов
Зоны для неформального общения



Разведка и добыча нефти и газа

Переработка нефти и газа.
Нефтехимия, газохимия

Строительство и обустройство месторождений

СПГ: оборудование, транспорт, распределение
и использование, инвестиции

IT-технологии в нефтегазовой отрасли

Автоспецтехника для транспортировки нефти,
нефтепродуктов и сжиженного газа



Реализация нефти, газа и
нефтепродуктов. АЗС

Системы автоматизации.
Контрольно-измерительные приборы

Кабельная продукция.
Сварочное оборудование

Экологическая, промышленная
и пожарная безопасность. Охрана труда

Трубы и трубопроводы.
Запорно-регулирующая арматура



TATOILEXPO.RU

+7 (843) 222-03-22
exponeft@kazanexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ





«УМНЫЙ ГОРОД» НЕ ПОЙДЕТ?

ИВАН МИШИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

Еще четыре года назад стартовал проект Минстроя России «Умный город». Тогда заявлялось, что к 2024 году в «умных городах» будет проживать около 50 млн россиян. Однако с тех пор о программе как будто бы забыли. Она долгое время не появлялась на первых полосах СМИ, пока в мае 2022 года не вышли новости о том, что Минстрой изменил стандарт «Умного города». Означает ли это констатацию факта неэффективной реализации программы, или через два года треть страны все-таки заживет в «умных городах»?

Не цифровизацией единой

Разговоры о том, что программа «Умный город» оказалась «мертворожденной» — отнюдь не новы. Проект критиковался за отсутствие определенной нормативной базы, источников комплексного финансирования, систематизации муниципальных инициатив и даже за плохой пиар. Так, высказывались мнения, что широкой обще-

ственности непонятны ключевые определения проекта: что такое «умный город» и какие системы в него входят.

Своеобразной точкой бифуркации стал уход из Минстроя России Андрея Чибиса, по слухам, тогдашнего куратора программы. Случилось это весной 2019 года. Симптоматично, что после этого начался какой-то бюрократический калейдоскоп в попытках хоть куда-нибудь пристроить «обезглавленный» проект. Так, в октябре 2019



года «Умный город» решили трансформировать в «Цифровой регион», а стоимость реализации оценили в 137 млрд руб. Однако Минцифры России решило заморозить данную инициативу, ссылаясь на то, что на нее недостаточно средств в основном источнике финансирования – нацпроекте «Цифровая экономика». В результате, утверждение «Цифрового региона» сначала перенесли на апрель, а затем и вовсе на осень 2021 года.

Внезапно в мае 2022 года программа «Умный город» «оживила». Минстрой утвердил новый стандарт проекта. И если старый базовый документ включал в себя восемь направлений, концентрировавшихся на вопросах ЖКХ и городской среды, то обновленная версия получила 18 категорий. Соответственно, расширился и фокус. Теперь стандарт «Умного города» реализуется в таких областях, как культура, образование, здравоохранение.

По словам ряда экспертов, стандарт был актуализирован с учетом целевых показателей различных федеральных проектов, реализуемых по всем регионам страны. Вероятно, что расширение его категорий также направлено на преодоление неоднородности систем интеллектуального управления городских хозяйством, которые регионы уже успели запустить.

«Безусловно, региональная дифференциация эффективности внедрения систем «умного» управления городским хозяйством пока сохраняется, так как города имели кардинально разные стартовые позиции. Можно ожидать, что по мере «технологической обкатки» инструментов

«умного» управления IQ городов будет сближаться», – считает Сергей Георгиевский, соучредитель Группы компаний «ЦЕНТР». Он также предполагает, что региональный опыт внедрения стандарта и пилотные проекты дают возможность более широкого применения имеющихся решений.

Однако это не снимает всех вопросов. К примеру, почему стандарт предписывает закупку оборудования «для создания «умных» спортивных площадок» и повышение доли участников (учащихся и студентов) Национальной технологической Олимпиады?

Расширение применения стандарта на социальную инфраструктуру, по мнению Сергея Георгиевского, говорит о возможности мультипликации опыта, полученного при реализации мероприятий программы «Умный город» в других сферах городской жизни.

В сходном ключе высказался и руководитель градостроительной компании «Яузaproект» Илья Заливухин, подчеркивая, что концепция «умного города» не ограничивается только лишь цифровизацией или повсеместной установкой видеонаблюдения. «Умный город» – это управление инфраструктурой, прежде всего, социальной, куда входит и образование, и здравоохранение, и культура, и спорт.

«Только такое планирование можно назвать «умным», когда доступное образование, доступное здравоохранение, доступный спорт находятся рядом с местом, где живут люди. Причем качество социальной инфраструктуры должно быть сопоставимым независимо от города (неважно Москва это или регионы), а распределение ее объектов – равномерным, что позволит снизить транспортную нагрузку и, соответственно, сэкономить энергоносители. То есть потребление ресурсов в таком случае станет более эффективным», – добавил эксперт.

Нужно больше золота

Несмотря на вышеописанные сложности, города в России все-таки повсеместно «умнеют». Так, у программы «Умный город» есть важный интегральный показатель – IQ городов, который подсчитывает уровень цифровизации городского хозяйства. К 2024 году, т.е. по завершении проекта Минстроя, среднее IQ российских городов должно составлять не менее 30 баллов. Но уже в 2020 году этот показатель равнялся 44 полным баллам. Лишь 2 из 65 крупных населенных пунктов (250 тыс. – 1 млн жителей) и 8 из 92 больших н.п. (100–250 тыс.) не дотянулись тогда до пороговой планки.

Оптимистично выглядят и прогнозы по рынку IoT («Интернета вещей»), без которого невозможно развитие интеллектуальных систем городского управления. По оценкам компании J'son & Partners Consulting, в перспективе до 2025 года его общий объем должен удвоиться и достигнуть 183,5 млрд рублей. Однако обращает на себя внимание, что по данным за 2020 год на Москву прихо-



При подготовке материала НГВ обратилась за комментариями по ряду вопросов в Минстрой РФ. Вот что нам ответили в пресс-службе Ведомства.

НГВ: С чем, на Ваш взгляд, связано то, что на Москву приходится около 93% российского рынка технологических решений для «умного города»? Почему этот рынок не развит в регионах?

Минстрой РФ: План развития Москвы предполагает развитие инновационного города, использующего цифровые технологии, в Москве были протестированы и отработаны практически все системы smart city. Но важно отметить, что во многих регионах страны реализуется комплексный подход к развитию городской инфраструктуры – Казань, Мурманск, Нижний Новгород, Челябинск, Белгород и многие другие города внедряют комплексные решения в части новых технологий.

НГВ: Как текущая макроэкономическая обстановка влияет на приток инвестиций в развитие «умных городов» в России? Количество источников финансирования сокращается?

Минстрой РФ: В России по-прежнему применяются различные виды финансирования проектов создания и развития «умных городов» с участием источников государственного и негосударственного финансирования. При актуализации базовых показателей Стандарта «Умный город» учитывались мероприятия, обеспеченные финансированием различных федеральных и национальных проектов, таким образом все муниципальные образования имеют возможность использовать различные варианты финансового обеспечения. Также рассматриваются возможности для реализации пилотных проектов по апробации отдельных технологических решений совместно с институтами развития.

НГВ: Насколько интересно российскому бизнесу сейчас вкладываться в развитие умных городов?

Минстрой РФ: Бизнес по-прежнему готов инвестировать в «Умный город». Минстрой России два года подряд проводил Всероссийский конкурс «Лучшая муниципальная практика» по номинации «Умный город», города и села подавали заявки с примерами реализованных практик. Почти 40% заявок поступило от муниципальных образований, где применялись модели государственно-частного партнерства.

НГВ: Зачем потребовалось включить в обновленный стандарт программы закупку оборудования «для создания «умных» спортивных площадок» и повышение доли участников (учащихся и студентов) Нацио-

нальной технологической Олимпиады? Не приведет ли такое «распыление» к снижению эффективности качественной реализации программы, или, наоборот, будет способствовать ее успешной реализации с точки зрения формальных статистических показателей?

Минстрой РФ: Качество реализации программы сохранится на должном уровне. Мероприятия обеспечены соответствующим финансированием. «Умный город» объединяет разные стороны жизни города и ставит целью их гармоничное развитие и соответствующий мониторинг. Кроме того, вовлечение учащихся в Национальную технологическую олимпиаду способствует исполнению мероприятий госпрограммы «Кадры для цифровой экономики». Подготовка квалифицированных кадров выступает одним из драйверов развития «умных городов».

НГВ: Зачем потребовалось расширять стандарт в целом? Это направлено на преодоление неоднородности региональных систем интеллектуального управления городских хозяйством, или здесь кроются другие причины?

Минстрой РФ: В новый Стандарт вошли 18 тематических блоков – помимо уже существующих разделов по цифровизации городских услуг, появились блоки, связанные с инновациями в социальной сфере, в том числе в образовании и здравоохранении. Цифровая трансформация носит комплексный и межведомственный характер, поэтому количество направлений Стандарта увеличилось с 8 до 18. Для проекта важно соответствовать актуальному вектору цифровой трансформации и охватывать все направления работы субъектов Российской Федерации.

НГВ: Есть ли на уровне ФОИВов, ответственных за реализацию программы «Умный город», понимание термина «умный город»? Почему, на Ваш взгляд, он не закреплен в нормативной базе программы?

Минстрой РФ: Основные термины, используемые в проекте (включая термин «Умный город»), закреплены Концепцией, разработанной и утвержденной приказом Минстроя России от 25 декабря 2020 г. № 866/пр.

НГВ: Можно ли утверждать, что программа Минстроя РФ «Умный город» будет доведена до конца (завершение в 2024 году)?

Минстрой РФ: Паспортом ведомственного проекта «Умный город» предусмотрена реализация целей и показателей до 2024 года, государственными и муниципальными программами в регионах также запланировано достижение результатов к 2024 году.

дилось ни много, ни мало 93% российского рынка технологических решений для «умного города», на Санкт-Петербург – 2%, на все остальные регионы – 5%.

По мнению Сергея Георгиевского, такие доли рынка во многом объясняются тем, что в столице запрос на прогрессивные решения, в том числе в городской среде, всегда выше, чем на периферии. Но вместе с тем вопрос платежеспособности здесь играет далеко не последнюю роль.

«Москва – уникальный город в масштабе Российской Федерации с точки зрения бюджетных возможностей развития. Поэтому в городе имеются все условия для реализации инновационных механизмов городского развития: интеллектуальный ресурс для создания «умных» решений и финансовые ресурсы для их реализации», – поясняет эксперт.

Согласно данным CNews Analytics, полученным в том же 2020 году, по затратам на внедрение ИКТ (информационно-компьютерных технологий) в тройку лидеров вошли Москва и Московская область, а также Санкт-Петербург. Четвертое же место занял Пермский край, чей бюджет в 20,5 раза (!) меньше столичного. Даже в довольно благополучной Нижегородской области только два города имеют финансовые и организационные возможности, чтобы вести собственные проекты цифровизации, о чем на форуме ЦИПР-2022 в начале июня 2022 года рассказал замгубернатора данного региона Егор Поляков. А ведь во многих регионах присутствуют градообразующие крупные предприятия с отличным доходом, часть из которых принадлежат сегменту ТЭК.

«Если сравнивать бюджеты крупных городов, то Москва имеет 200 тысяч рублей на человека, а, например, Новосибирск – 40–50 тысяч рублей, – отмечает Илья Заливухин. – Эту диспропорцию, конечно, нужно менять, потому что наши города недофинансируются на протяжении последних 30 лет».

К слову, остроту денежного вопроса осознают и в федеральном Минстрое. Сейчас в ведомстве идет работа по поиску дополнительных средств на развитие проекта «Умный город». С 2018 до 2024 г. на него запланировано выделить 13 млрд рублей с ежегодным финансированием более чем 2 млрд рублей, однако расширение направлений реализации программы, утвержденное в рамках обновленного стандарта, потребует роста финансирования не менее чем на 50%.

Все только начинается

Вряд ли кто-то спорит, что без домов город – это просто огороженная столбиками территория. Поэтому своеобразной лакмусовой бумажкой, отражающей развитие концепции «умного города» на низовом уровне, выступает текущее состояние рынка «умных домов». И здесь мнения экспертов разнятся.

Одни считают, что рынку не хватает самих «умных» устройств как таковых, равно как и требований в вопросах связки «умных» устройств с API (Application Programming Interface – способы, которыми одна компьютерная программа может взаимодействовать с другой) и с точки зрения протокола взаимодействия. Здесь важной задачей становится обеспечение сочетаемости с информационными сервисами вроде «Умного города», «Безопасного города», ЖКХ и т.п.

Другие эксперты заявляют, что программной составляющей «умного дома» почти в 100% случаев используются отечественные разработки, и санкционные ограничения не представляют угрозы для российского рынка «умных» решений. В качестве аргумента они приводят кооперацию IT-бизнесов из России с китайскими коллегами. Так, уже не первый год из Китая переводится в нашу страну производство IoT-устройств. Вдобавок имеет место быть тенденция интенсивного развития технологий бесконтактного взаимодействия, катализатором которого выступила пандемия коронавируса.

Однако, если посмотреть на структуру предложений IoT-устройств, то наблюдается тренд к росту цифровых кейсов для ЖКХ. В этот сегмент рынка уже входят настоящие гиганты, такие как «МегаФон», «МТС», «Ростелеком». Безусловно, что лидеры IT-бизнеса предлагают интеграцию отдельных решений в экосистему. Но если взять не только крупные компании, а весь объем предложений на рынке, то зачастую они сводятся к датчикам давления и счетчикам водоснабжения. Это неудивительно, поскольку потребительский спрос – это ключевой драйвер.

То есть, когда мы говорим о росте рынка IoT-устройств, речь не идет о каких-то сложных программно-аппаратных комплексах. При этом участники рынка заявляют о планах увеличить сегмент «умного» ЖКХ до 37–40% к 2024 году, чему способствует и господдержка. Например, компания «Россети Кубань» установила свыше 200 тысяч «умных» счетчиков потребителям в Краснодарском крае и Республике Адыгея в рамках нацпроекта «Цифровая экономика».

Конечно, все это не означает, что концепция «Умного города» в России ограничится внедрением элементарных устройств. По мнению Ильи Заливухина, на российском рынке все только начинается, и в ближайшие два года следует ожидать изменения структуры спроса в пользу технологий городского развития. Вместе с тем процесс становления «умных городов», как показывает пример Китая и других «азиатских тигров», довольно продолжителен по времени. Да и сам по себе «умный город» – это город, у которого есть своя комплексная стратегия развития инфраструктуры, рассчитанная на 20–30 лет. Поэтому впору вспомнить знаменитые слова Петра Столыпина про 20 лет покоя и переложить их на российские мастер-планы. 



<https://reboase.com/vip-content/uploads/2018/02/ICT.jpg>

КАК «УМНЫЙ» ГОРОД НЕ ПРЕВРАТИТЬ В «БЕЗУМНЫЙ»

АНАСТАСИЯ ШИШКАЛОВА
«Нефтегазовая Вертикаль»

Зачастую «умный» город представляется как футуристическая утопия с беспилотниками, удаленным контролем всего и вся, цифровыми системами, бережным потреблением. Однако, как показывает практика, суть не только и не столько в инновационных технологиях, сколько в грамотном городском планировании, без которого сложно представить устойчивое развитие и эффективное функционирование городов.



Последние два десятилетия в условиях масштабной урбанизации (по прогнозам ООН, к середине столетия в городах будет жить почти 70% населения планеты) и климатических вызовов концепция «умного» города приобрела большую популярность. Благодаря ее реализации делается попытка решить такие проблемы, как загрязнение окружающей среды, рост потребления энергоресурсов, утилизация отходов, неравномерное распределение инфраструктуры и доступа к благосостоянию и многие другие.

Стоит подчеркнуть, что само понятие «умный» город трактуется по-разному, существует сотня определений. Но, так или иначе, все сводится к разработке и реализации инициатив, которые будут способствовать более эффективному функционированию города и повышению качества жизни людей. Основными аспектами концепции являются энергоэффективность, технологии (в том числе информационно-коммуникационные) и городское планирование [1].

Практическая реализация указанных целей также может принимать различные формы [2]. В случае с США популярно формирование государственно-частных партнерств. С помощью IT-корпораций местные власти пытаются выработать новые решения городских проблем на основе передовых технологий. Примеры такого сотрудничества можно встретить в Сан-Франциско, Нью-Йорке, Канзас-Сити, Сан-Хосе.

В Азии в основном встречается строительство централизованно управляемых «умных» городов с нуля. Примеры – Седжон, Сонгдо и Чхонна в Южной Корее, город Масдар в ОАЭ (см. «Город солнца в стиле кибер-панк», НГВН[№]17-18, 2021 год).

Существует также так называемый «скандинавский третий путь», некая альтернатива более коммерческой американской модели и централизованной азиатской традиции (например, датский город Орхус).

Темные места «умного» города

По прогнозам компании Frost and Sullivan, к 2025 году в мире будет по меньшей мере 26 полноценных крупных «умных» городов. Однако в концепции по-прежнему есть множество «темных мест». Зачастую проектировщики такого типа городов будущего делают ставку на передовые технологии, оставляя на заднем плане человеческую составляющую. Нередко такие проекты создаются как своего рода «инвестиционный магнит» для частного сектора и экономической элиты [3]. Большую прибыль можно получить уже на этапе строительства, ведь многие объекты продаются как инвестиционная недвижимость, в то время как достичь целей по привлечению жителей в город далеко не всегда удается.

Один из примеров – южнокорейский Сонгдо, амбициозный проект стоимостью \$40 млрд, который задумывался как город будущего без автомобилей, загрязнения окружающей среды и переполненных пространств [4]. Для достижения этих целей были использованы самые передовые технологии. Улицы, усеянные датчиками измерения энергопотребления, приморский парк, оснащенный самоподдерживающимися ирригационными системами, пневмотрубы, доставляющие мусор напрямую из квартир на центральный мусороперерабатывающий завод, где он автоматически сортируется, системы удаленного контроля расхода электроэнергии в домах... Сонгдо представляет собой своего рода реализацию фантастической утопии. Однако сделать город привлекательным для населения проектировщикам не удалось. В городе живет порядка 80 тыс. человек, а жилищное пространство заселено лишь на четверть. Горожане утверждают, что со временем эта цифра будет только падать. Жители описывают Сонгдо как город-призрак, порой сравнивая его с Чернобылем, – пустынный, а самое главное – очень

дорогой [5]. Выходит, что вместо того, чтобы разработать проект, ориентированный на повышение качества жизни человека путем использования технологий, архитекторы Сонгдо создали город для технологий.

«Возникает вопрос, для кого на самом деле предназначены эти новые города с их роскошными кондоминиумами, загородными клубами и торговыми центрами премиум-класса <...> Мы еще не видели ни одного нового города, в котором были бы районы со смешанным доходом и государственные школы <...> Учитывая это, оправдана ли потенциальная роль новых городов как лабораторий, позволяющих экспериментировать с новыми формами проектирования и управления?», – пишет Марианна Сибо, исполнительный директор по стратегическим партнерствам в издании ArchDaily [6].

Человек – мера всех вещей. Технологии – вторичны

Выходит, что, планируя «умный» город, можно легко попасть в сети утопических иллюзий о научно-фантастическом городе будущего – впечатляющем, но совершенно не привлекательном для населения. Есть ли из этого выход?

По мнению Ильи Заливухина, основателя и руководителя архитектурно-градостроительной компании Яуз-проект, концепция «умного» города прежде всего должна подразумевать наличие своей комплексной стратегии развития инфраструктуры, рассчитанной на 20-30 лет (так называемый мастер-план).

«Когда мы говорим про «умный» город, мы имеем в виду управление инфраструктурой, для этого ее нужно спланировать. Тогда город можно назвать «умным». Нельзя считать цифровизацию полноценным подходом «умного» города», – подчеркивает эксперт.

Существует три основных инфраструктуры – социальная (включает в себя образование, здравоохранение, спорт, культуру, культурное наследие, создание рабочих мест), инженерная (включая природный каркас города) и транспортная. На базе этой инфраструктуры развивается застройка – жилая и нежилая недвижимость.

В каждой из этих областей можно применять энергоэффективные технологии, причем не обязательно речь идет о солнечных панелях и других видах альтернативной энергетики, считает Илья Заливухин. В частности, есть такое понятие, как природный каркас, который при грамотном планировании позволяет сильно сэкономить затраты на электричество. Всем известно, что деревья способствуют снижению температуры в городе летом, а, соответственно, и позволяют существенно сократить расход электроэнергии на кондиционирование помещений. Этой же цели служит грамотное планирование вокруг городских водоемов.

Возвращаясь к вопросу о зависимости застройки от инфраструктуры: если спланировать город таким образом, что люди будут жить, работать и отдыхать в 15 минутах от места жительства, они будут меньше передвигаться на транспорте. Снижение использования как личного, так и общественного транспорта, соответственно, сокращает использование энергоресурсов и уровень выбросов в атмосферу. Сюда же следует отнести эффективное планирование социальной инфраструктуры, в частности отсутствующее в России понятие социального жилья, то есть жилья, принадлежащего муниципалитету или предприятию, которое сдается в аренду молодым специалистам, устраивающимся на работу в конкретное место. Это также позволяет снизить транспортную нагрузку.

Важно также, чтобы обеспечение всей инфраструктурой было равномерным, а предоставляемые услуги (образование, здравоохранение и спорт) – сопоставимыми по качеству, тогда это позволит избежать массового скопления людей в крупных развитых городах и их перенаселенности (как это произошло в случае с Москвой). Илья Заливухин отметил, что в этом смысле за последние 20 лет больших успехов достиг Китай. Начиная от странственного планирования страны, с целью развивать все города равномерно, чтобы все массово не ринулись в столицу, заканчивая городским планированием, где реально каждый район города самодостаточен. За счет этого многомиллионные мегаполисы достаточно комфортны для проживания.

Именно на это эффективное планирование как на структуру, полагает эксперт, должно накладываться использование современных технологий и цифровизация. Важной составляющей, о которой часто забывают, также является обратная связь от горожан, постоянный мониторинг данных качества и уровня жизни в зависимости от инфраструктуры.

«Мониторинг – важный момент, постоянная оценка эффектов от создания инфраструктуры. Не просто построил и вложил деньги, а расчет результатов от этих вложений. У нас это вообще никто не считает», – резонно заметил Заливухин.

В этой связи для эффективного городского планирования необходимо проводить исследования потребностей населения, анализировать миграционные потоки (что заставляет людей переезжать из одного города в другой). Аналогичную мысль высказывают многие западные урбанисты. Так, Джон Харлоу, специалист по исследованию умных городов в The Emerson College Engagement Lab, утверждает, что «умные» города возникают благодаря тому, что люди понимают, что для них важно и какие проблемы они испытывают» [7]. Эксперт также предлагает начинать с малого – с реализации точечных пилотных проектов, которые помогают поэкспериментировать с технологиями и отследить результат их внедрения.



Что касается российской действительности, то, по мнению Ильи Заливухина, в следующие два года мы увидим рост спроса на технологии развития «умных» городов. С конца 1970-х годов городами РФ комплексно никто не занимался, не считая Москвы, которая получила бюджет на жителя в пять раз больше, чем любой другой город России. И эту диспропорцию необходимо менять. В настоящий же момент используется инфраструктура, которая была заложена еще в 1950-1960-х годах.

«Сегодня нужно планировать наши города, выделять на это средства, реализовывать с учетом всех возможных «умных» технологий», – заключил Заливухин.

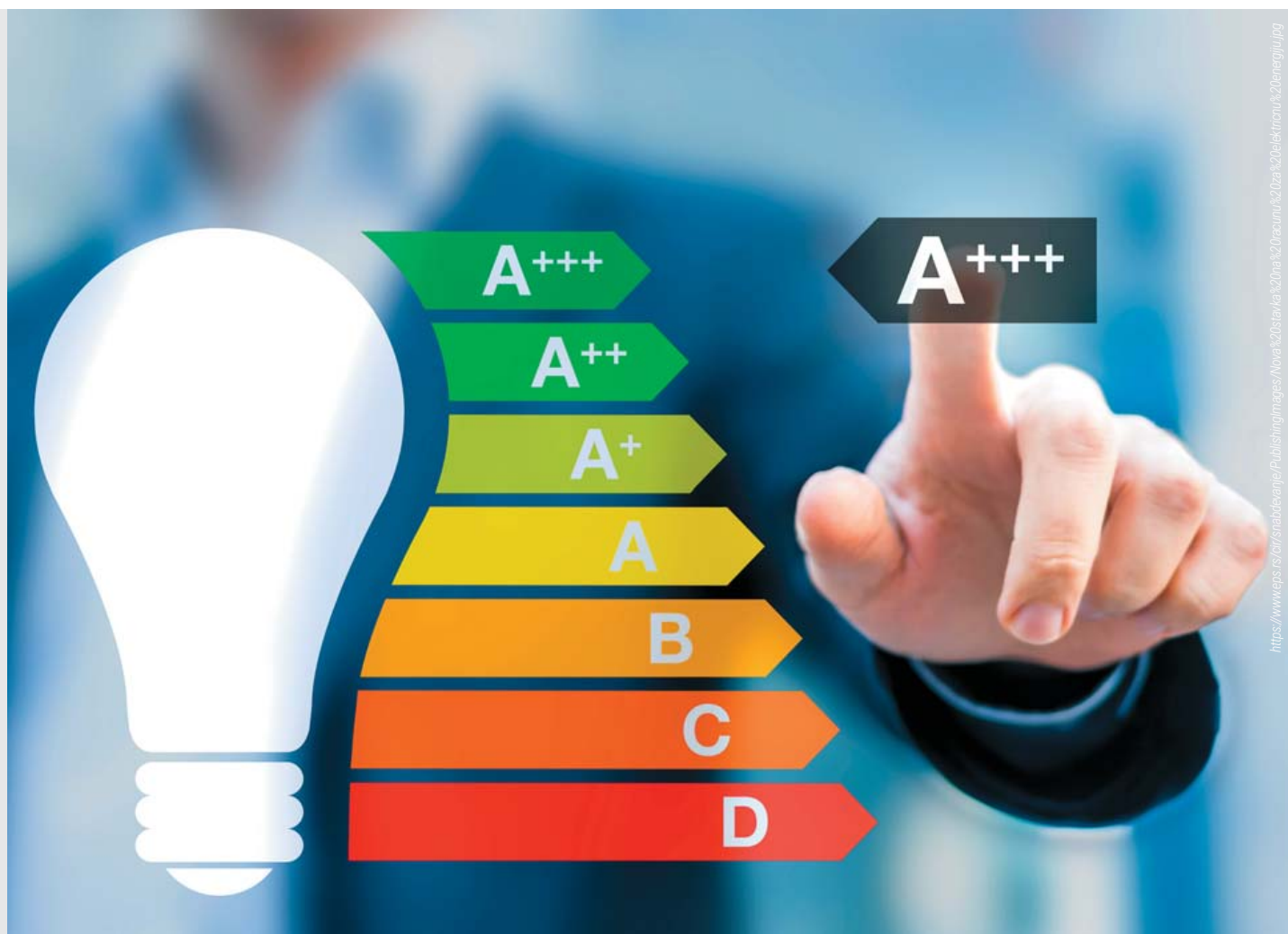
Если говорить о технологической (цифровой) составляющей, то в этом отношении в России также продвинулись только крупные города – Москва, Санкт-Петербург, Казань, отмечает Петр Иванов, социолог лаборатории Гражданская инженерия, профессор Свободного университета (Красноярск). Однако нужно понимать, что мало просто установить софт, его нужно обслуживать и в ежедневном режиме обеспечивать его безопасность. И здесь кроются большие риски для российских столичных городов с высоким уровнем цифровизации: софт преимущественно зарубежный и в условиях текущей международной напряженности существует опасность хакерских атак.

«Можно предполагать объективную заинтересованность противников России в том, чтобы чинить неприятности в области текущего управления городским хозяйством, тем более что речь идет о городах столичного

уровня. Изнанка цифровизации, «умного» города в частности, – уязвимость для хакерских атак, – сказал Иванов. – А для всех прочих городов мало что в этом смысле изменилось, соответственно, им с этой стороны ничего не угрожает».

Список литературы

1. Cortese, T.T.P.; Almeida, J.F.S.d.; Batista, G.Q.; Storopoli, J.E.; Liu, A.; Yigitcanlar, T. Understanding Sustainable Energy in the Context of Smart Cities: A PRISMA Review. *Energies* 2022, 15, 2382.
2. Baraniewicz-Kotasińska, S. The Scandinavian Third Way as a Proposal for Sustainable Smart City Development – A Case Study of Aarhus City. *Sustainability* 2022, 14, 3495.
3. <https://www.archdaily.com/955203/why-are-countries-building-their-cities-from-scratch>
4. <https://www.archdaily.com/962924/building-a-city-from-scratch-the-story-of-songdo-korea>
5. <https://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-5553001/28-billion-project-dubbed-worlds-Smart-City-turned-Chernobyl-like-ghost-town.html>
6. <https://www.archdaily.com/955203/why-are-countries-building-their-cities-from-scratch>
7. https://www.archdaily.com/934186/designing-smart-cities-a-human-centered-approach?ad_source=search&ad_medium=projects_tab&ad_source=search&ad_medium=search_result_all



ОПЫТ ГОРОДОВ В ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

САМОРОДОВА Д.Д., БОБЫЛЕВ Н.Г.

Санкт-Петербургский Государственный Университет
daria.d.samorodova@gmail.com, n.bobylev@spbu.ru

Повышение энергоэффективности актуально на разных уровнях – компании, города, государства. Экономически и экологически обоснованные решения по повышению энергоэффективности являются сложной, комплексной задачей. Успешные кейсы по управлению энергоэффективностью зачастую используют уникальные решения. В статье представлены примеры городов, грамотно развивающих климатический и энергетический менеджмент в течение десятка и более лет.

Площадь городов, потребление энергии и выбросы CO₂ от городов соответственно

Согласно данным Организации Объединенных Наций [1], общая площадь городов мира составляет всего лишь 3% суши Земли, однако на них приходится 60-80% потребления энергии и 75% выбросов углекислого газа (см. «Площадь городов, потребление энергии и выбросы CO₂ от городов соответственно»).

Таким образом, так как энергетический сектор выступает одним из основных источников парниковых газов, а углекислый газ – одним из ключевых парниковых газов, способных также задерживаться на десятилетия в атмосфере, можно сделать вывод о том, что города оказывают значительное негативное воздействие на компоненты окружающей среды, в том числе на изменение климата.

После подписания Киотского протокола множество стран и местных органов власти взяло курс на управление климатом, поиск и применение альтернативных источников энергии и повышение энергоэффективности.

В 1990-х годах также начали появляться первые климатические стратегии городов – документы или серии документов, в которых город излагает свою стратегическую дорожную карту по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ) и повышению устойчивости к изменению климата во всем сообществе.

Такие типы документов обычно содержат задачи по следующим направлениям: энергетика, отходы и транспорт. Также мероприятия разделяются на те, что направлены на митигацию воздействия городов на климат, то есть смягчение воздействия путем сокращения выбросов или увеличения поглощения ПГ, и на те, что направлены на адаптацию к последствиям и рискам, связанным с изменением климата. Задачи по энергетике в свою очередь подразделяются на повышение энергоэффективности в зданиях и переход на возобновляемые источники энергии.

Рассмотрим опыт наиболее активных в управлении климатом и обмене знаниями (city-to-city learning) горо-

дов, состоящих в нескольких международных климатических сетях – формализованных субнациональных сетях управления, в центре внимания которых находится изменение климата.

Портленд, штат Орегон, США

Портленд был одним из 12 местных органов власти на международном уровне, которые взяли на себя ведущую роль в совместной разработке решений по глобальному потеплению в начале 1990-х годов. В 1993 году Портленд стал первым городом в Соединенных Штатах, разработавшим план сокращения выбросов углекислого газа на местном уровне – Global Warming Reduction Strategy [2]. Целью стратегии было замедлить накопление углекислого газа (CO₂), который и в настоящее время является основным газом, способствующим усилению глобального потепления.

Цель стратегии дополняли экономические и экологические задачи: сокращение загрязнения воздуха, обеспечение экономически эффективного электроснабжения и использования природного газа, повышение зависимости от возобновляемых ресурсов, сокращение счетов за электроэнергию для предприятий и семей, расширение переработки отходов, предотвращение разрастания городов и пробок на дорогах, а также содействие посадке деревьев. Стратегия включала отдельные цели по энергоэффективности.

Однако городу не удалось добиться ожидаемых результатов, и в Местном плане действий по борьбе с глобальным потеплением 2001 года (Local Action Plan on Global Warming [3]) Портленд совместно с округом Малтнома поставил новые климатические цели, в том числе разработал принципы снижения энергопотребления зданий.

С 2000 года, когда местные выбросы достигли своего пика, выбросы округа Малтнома неуклонно снижались. Эти сокращения были обусловлены сочетанием следующих факторов:

- повышение эффективности зданий, приборов и транспортных средств;
- переход на низкоуглеродные источники энергии, такие как ветер, солнце и биодизельное топливо;
- повышение пешеходизации, перемещения на велосипеде и на общественном транспорте;
- сокращение выбросов метана со свалок и увеличение объемов компостирования и переработки отходов.

Общий объем выбросов углекислого газа от электроснабжения и отопления домов в городе и округе снизился на 23% ниже уровня 1990 года, несмотря на то, что население округа выросло на 33% за тот же период

В Плане действий по изменению климата 2009 года (Climate Action Plan [4]) была представлена новая программа, которая устанавливала тесные связи между экономией энергии, созданием рабочих мест и повышением социальной справедливости, и которая действует до сих пор. Программа Clean Energy Works: Portland [5] предлагает финансирование под низкие проценты домовладельцам, которые повышают энергоэффективность своих домов. Затем кредит погашается по счетам домовладельца за коммунальные услуги в течение 15-20 лет. Домохозяйства с низким доходом платят самую низкую процентную ставку, в то время как домохозяйства с более высоким доходом могут снизить свою процентную ставку, выбрав более комплексное энергетическое переоснащение. Ключевым компонентом программы является ее приверженность созданию качественных рабочих мест и продвижению социальной справедливости.

План действий по изменению климата Портленда и округа на 2015 год (Climate Action Plan 2015 [6]) содержит отчет о том, что дома стали потреблять на 11% меньше энергии на человека, чем в 1990 году, и каждый год округ Малтнома снижал расходы на электроэнергию для 10000 семей с низким доходом.

Выбросы в результате использования энергии в жилых и многоквартирных домах сократились на 11% по сравнению с уровнем 1990 года, что по показателю на одного человека меньше на 32%. Это в первую очередь результат повышения энергоэффективности бытовой техники и освещения, модернизации домов с учетом погодных условий, перехода от нефти к природному газу в качестве топлива для отопления домов и более широкого использования возобновляемых источников энергии коммунальными службами.

Благодаря повышению эффективности городских и окружных служб, включая светофоры, водопроводные и канализационные насосы и системы освещения зданий,

экономия энергии составляла более \$6 млн в год (примерно 25% от расходов города и округа на электроэнергию).

В новом плане 2015 года город и округ установили цели в области строительства и энергетики на период до 2030 года, что совпадает с глобальными целями устойчивого развития, принятыми в том же году. Также Портленд установил цель по сокращению местных выбросов углерода на 80% ниже уровня 1990 года к 2050 году.

В том же плане было отмечено, что отслеживание энергоэффективности и прозрачность процесса помогают владельцам и операторам зданий выявлять наилучшие возможности для улучшения экологических показателей, особенно для многоквартирных зданий, где данные о коммунальных услугах нелегко получить. Владельцы коммерческих зданий в округе Малтнома отслеживали свои энергетические показатели с помощью Energy Star Portfolio Manager – бесплатного онлайн-инструмента бенчмаркинга, предоставляемого Агентством по охране окружающей среды США (EPA), который позволяет оценить энергетические показатели здания от 1 до 100 баллов по шкале Energy Star и провести сравнительный анализ здания с аналогичными зданиями, прошлым потреблением или эталонным уровнем производительности [7].

Выбросы от использования энергии в коммерческом секторе сократились на 10% с 1990 года. За тот же период выбросы в промышленном секторе сократились на 51%, в то время как общее количество рабочих мест увеличилось на 36%

Общий объем выбросов углекислого газа от электроснабжения и отопления домов в городе и округе снизился на 23% ниже уровня 1990 года, несмотря на то, что население округа выросло на 33% за тот же период. Это сокращение в значительной степени является результатом того, что жители стали инвестировать в энергоэффективность, покупать экологически чистую электроэнергию через местные коммунальные службы и в целом переходить на низкоуглеродные источники электроэнергии. Поэтому для города очень важна работа с населением.

В финальном отчете о результатах реализации климатического плана 2015 года (2015 Climate Action Plan Final Progress Report, 2020 [8]) установлено, что выбросы в результате использования энергии в жилых и многоквартирных домах сократились на 29% ниже уровня 1990 года, из расчета на душу населения сокращение составило 49%. Это в первую очередь результат повышения эффективности бытовой техники и освещения, модернизации домов с учетом погодных условий, перехода от нефти к природному газу в качестве топлива для отопления до-



Gladys McCoy Building, Портленд
(источник: <http://portlandobserver.com/news/2019/mar/26/mccoy-building-opens/>)

мов и расширения использования возобновляемых источников энергии коммунальными службами.

Выбросы от использования энергии в коммерческом секторе сократились на 10% с 1990 года. За тот же период выбросы в промышленном секторе сократились на 51%, в то время как общее количество рабочих мест увеличилось на 36%. Это является результатом повышения эффективности и перехода к низкоуглеродистым видам топлива как для непосредственного потребления потребителями, так и для предприятий электроэнергетики.

В промышленном секторе было отмечено, что сохраняется высокий спрос на рабочие места и промышленные земли, что указывает на то, что сокращения являются результатом снижения углеродоемкости промышленных рабочих мест. Также произошел переход от энергоемкого производства, такого как выплавка алюминия, к менее энергоемкой производственной деятельности.

Общее потребление энергии в коммерческих и жилых зданиях увеличилось на 19% по сравнению с 1990 годом по состоянию на 2018 год, но выбросы углерода в этих секторах были сокращены на 19% за тот же период времени благодаря более чистым источникам энергии.

Источником электроэнергии, поставляемым в округе Малтнома, по-прежнему является в основном ископаемое топливо, хотя были предприняты значительные шаги по «очистке электросети». По состоянию на 2018 год, электроэнергия, поставляемая в округе Малтнома, была на 35% менее углеродоемкой (на единицу электроэнергии), чем базовый уровень 1990 года.

В долгосрочном планировании коммунальных служб, обслуживающих предприятия и жителей округа Малтнома, отражается существенный переход от ресурсов, основанных на ископаемом топливе, к возобновляемым источникам энергии (например, солнечная энергия, ветер) и другим ключевым стратегиям (например, энергоэффективность, аккумуляторы) при переходе на 100% возобновляемое электроснабжение. Отчасти это являет-

ся ответом на обязательства города/округа в рамках Плана действий по борьбе с изменением климата и принятой городом/округом резолюции 100х50 [9], которая обязывает сообщество перейти на 100% возобновляемые источники энергии к 2050 году.

Недавние крупные проекты по строительству зданий в городе и округе соответствуют требованиям получения сертификата LEED Gold. Проект реконструкции здания городского совета в Портленде, а также проекты строительства Центрального здания суда округа и здания Глэдис Маккой отражают стремление к инновациям и эффективности.

В декабре 2019 года пожарно-спасательная служба Портленда включила систему хранения солнечных батарей, также известную как микрорешетка, на пожарной станции Торонто №1. Эта система является первым в Портленде проектом возобновляемой и устойчивой энергетики, установленным на объекте реагирования на чрезвычайные ситуации, и первой в штате Орегон возобновляемой микросетью на пожарной станции. Проект включает в себя солнечную электрическую систему мощностью 30 кВт, батарею коммерческого размера мощностью 60 кВт*ч и генератор. Эти три компонента позволяют объекту генерировать и накапливать энергию из нескольких источников в случае длительного отключения электроэнергии. Большинство солнечных систем работают только тогда, когда светит солнце, но с добавлением аккумулятора энергия, вырабатываемая солнечной батареей, может быть сохранена и использована позже. Накопитель может обеспечить от трех до четырех часов работы критически важных систем. В случае катастрофы это время может оказаться жизненно важным.

Общее потребление энергии в коммерческих и жилых зданиях увеличилось на 19% по сравнению с 1990 годом по состоянию на 2018 год, но выбросы углерода в этих секторах были сокращены на 19% за тот же период времени благодаря более чистым источникам энергии

Также в округе реализуется программа Коммерческая недвижимость с оценкой чистой энергии (Commercial Property Assessed Clean Energy (CPACE)) по обеспечению доступа к стратегическому долгосрочному финансированию проектов в области энергоэффективности, возобновляемых источников энергии, водосбережения и сейсмостойкости, что позволяет владельцам, застройщикам и инвесторам коммерческих зданий повышать эффективность. Округ, в партнерстве с Prosper Portland и Energy Trust of Oregon, был первой и пока единственной юрисдикцией в штате Орегон, которая утвердила

SPACE программу, получившую название Property Fit. С момента своего основания Property Fit инвестировала \$6,8 млн в мероприятия по повышению производительности и устойчивости. И что важно, округ и его партнеры помогли местным сообществам по всему Орегону присоединиться Property Fit или запустить свою собственную версию программы.

Торонто, провинция Онтарио, Канада

Торонто был одним из первых городов Канады, который начал готовиться к изменению климата. Например, в 1999 году Министерство здравоохранения Торонто разработало систему оповещения, чтобы помочь предупредить жителей о сильной жаре. В период 1999-2007 годов было выдвинуто множество инициатив по снижению уязвимости Торонто к изменению климата. В марте 2007 года общественности был представлен доклад «Change is in the Air»; в котором содержалось 27 основных потенциальных действий по предотвращению изменения климата для общественного обсуждения.

В июле 2007 года городской совет Торонто единогласно принял всеобъемлющую стратегию адаптации к изменению климата, где установил целевые показатели по сокращению выбросов парниковых газов на 30% к 2020 году и на 80% к 2050 году ниже уровня 1990 года. Этот план кратко изложен в документе Highlights «Change is in the Air» [10].

Благодаря использованию комбинированной теплоэнергетической установки (ТЭЦ) весь комплекс будет снабжаться низкоуглеродистым отходящим теплом, получаемым от ТЭЦ, и надежным, устойчивым источником энергии

В данном плане был сформирован список рекомендаций для местного населения по личным климатическим практикам, например: использовать компактные люминесцентные лампы; отрегулировать термостат, чтобы сократить потребление энергии; экономить воду; использовать энергоэффективные приборы и печи; выключать свет, телевизоры и компьютеры, когда они не используются и проводить домашний энергоаудит.

Подробные цели и задачи по устойчивой энергетике, а также результаты работы по подготовке стратегии в данном направлении были прописаны в отчете [11] о справочных материалах по подготовке Toronto's Sustainable Energy Plan в 2007 году. Отчет был основан на результатах обсуждений с заинтересованными сторонами из общественности, экспертами энергетической отрасли и сотрудниками городских подразделений, агентств, со-

ветов и комиссий в 2006 году (Report on Consultations for Toronto's Sustainable Energy Plan [12]).

В 2009 году город выпустил полноценную стратегию по устойчивой энергетике (the Power to Live Green, Toronto's Sustainable Energy Strategy, 2009 [13]), целью которой являлось значительное сохранение, и разумное распределение электроэнергии и природного газа, а также сокращение выбросов парниковых газов к 2050 году.

В отчете на 2016 год (Toronto Environmental Progress Report, 2016 [14]) прописано, что, несмотря на резкий рост численности населения и новое строительство в городе, общий спрос на электроэнергию в Торонто остался относительно неизменным, а потребление природного газа за последнее десятилетие существенно сократилось. Этому снижению способствовали энергосбережение, повышение эффективности и перемещение промышленных предприятий за черту города. Ключевую роль также сыграли новые требования к дизайну запланированных территорий и зданий, а также программы энергоэффективности для существующих объектов недвижимости. Согласно Зеленому стандарту Торонто (Toronto Green Standard [15]), первая версия которого была разработана городом к 2010 году, новые здания должны были обеспечивать повышение энергоэффективности не менее 15% по сравнению с действующим Строительным кодексом Онтарио, и все новые городские здания, такие как общественные центры и места отдыха, должны были генерировать не менее 5% от общего объема моделируемой энергии, потребляемой зданием, за счет использования возобновляемых технологий на месте, таких как солнечные фотоэлектрические панели.

Зеленый стандарт Торонто – это двухуровневый набор показателей эффективности для устойчивого проектирования объектов и зданий. Стандарт объединяет требования к экологическим характеристикам на ранних стадиях планирования развития для улучшения качества воздуха и воды, сокращения выбросов парниковых газов, сокращения твердых отходов на свалках и улучшения городской экологической обстановки. Уровень 1 стал обязательным требованием для всех новых зданий в Торонто. Он фокусировался на тех элементах устойчивого развития, которые могли быть осуществимы в соответствии с Законом о планировании Торонто. Меры уровня 1 включали в себя экологичный дизайн экстерьера, ландшафтный дизайн, инфраструктуру на уровне участка (например, автомобильную, велосипедную и пешеходную инфраструктуру). Уровень 2 устанавливал более высокие целевые показатели эффективности для зеленых зданий и включал вопросы, выходящие за рамки того, что могло быть обеспечено в соответствии с Законом о планировании. Поощрением за повышение уровня служило соглашение по возмещению расходов за разработку (Development Charge Refund).

Также в отчете было отмечено, что за последние два года (2015-2016) в Торонто было установлено больше возобновляемых источников энергии, чем за предыдущие восемь лет (2007-2014), что привело к технологическому прогрессу и снижению цен.

Установке ВИЭ способствовала также Программа кредитования (Home Energy Loan Program, HELP [16]), в рамках которой город предоставил ссуды под низкие проценты в качестве платы за местное благоустройство домовладельцам, желающим провести модернизацию домашней энергетики. Повысить энергоэффективность домохозяйств позволили энергоэффективные печи и кондиционеры, окна, двери и изоляция. Модернизация позволила сэкономить домовладельцам в среднем 34% на счетах за природный газ и 12% на счетах за электричество, что составляет \$560, сэкономленных в год на дом.

В отчете за 2019 год отмечено, что выбросы парниковых газов в масштабах всего города в 2017 году были на 44% ниже базового уровня 1990 года, что стало превышением краткосрочной цели на 2020 год

В 2015 году Торонто был запущен проект по оптимизации передачи воды (Transmission Operations Optimizer, TOO) с целью минимизации энергопотребления и затрат на водоснабжение. Проект сочетал в себе методы перераспределения нагрузки и повышения энергоэффективности для получения финансовых, энергетических и экологических выгод и улучшения устойчивости системы даже во время незапланированных простоев и колебаний спроса. Также было запущено несколько других программ, которые предлагают экспертные знания и финансовую помощь для стимулирования мер по повышению энергоэффективности, что позволяет снизить эксплуатационные расходы и выбросы парниковых газов, а также улучшить качество жизни жителей, а именно:

- программа Sustainable Towers Engaging People (STEP) работает с владельцами и менеджерами по недвижимости, чтобы определить параметры улучшения зданий в шести ключевых областях – энергетика, водоснабжение, отходы, безопасность, эксплуатация и сообщество;
- High-rise Retrofit Improvement Support (Hi-RIS) предлагает владельцам и управляющим многоквартирными жилыми зданиями финансирование под низкие проценты для поддержки повышения энергоэффективности и водосбережения.

С 2015 года город начал подготовку новой климатической стратегии и в 2017 году опубликовал TransformTO –



McEwen Building at York University's Schulich School of Business (источник: <https://sabmagazine.com/rob-and-cheryl-mcewen-graduate-study-research-building/>)

возобновление усилий по достижению климатических целей города. В то время как основной целью осталось сокращение выбросов парниковых газов, неотъемлемым компонентом проекта стало применение критериев повышения здоровья, справедливости и процветания при оценке действий и построении стратегий по сокращению выбросов.

Параллельно с TransformTO город начал проект ResilientTO по повышению устойчивости Торонто к воздействию изменения климата и экстремальных погодных условий.

В новой климатической стратегии вся энергосистема города была проанализирована и смоделирована по низкоуглеродному сценарию (low carbon scenario). Были включены такие направления действий, как: обновление последней версии Зеленого стандарта Торонто, которая будет включать четыре уровня производительности; модернизация существующих (до 2016 года) зданий и повышение эффективности новых; систематический повторный ввод зданий в эксплуатацию для гарантии того, что системы здания работают должным образом, а также мероприятия по снижению энергопотребления.

В отчете за 2019 год отмечено, что выбросы парниковых газов в масштабах всего города в 2017 году были на 44% ниже базового уровня 1990 года, что стало превышением краткосрочной цели на 2020 год. Это сокращение отразило совокупный эффект усилий всех правительственных ведомств наряду со значительной реакцией общества и субъектов частного сектора и методологическими изменениями.

В отчете были представлены действующие проекты:

1. Инициатива «Зеленая воля» (Green Will Initiative (GWI)) – программа, направленная на то, чтобы госу-



Пример мониторинга энергоэффективности зданий в городе Санкт-Петербурге, Россия (фото из личного архива авторов)

дарственные и частные строительные компании по всему Торонто достигли чистого нулевого уровня выбросов парниковых газов (ПГ). GWI была запущена в начале 2020 года, и началась разработка планов по достижению нулевых выбросов (Pathway to Net Zero plans). Компания City of Toronto building portfolio была первой, кто завершил и подписал такой план. Здание Макьюэна Йоркского университета стало демонстрацией современного строительства, где различные дисциплины (архитектура, инженерия, энергетическое моделирование) координируются на ранних стадиях процесса проектирования для создания более целостного и устойчивого проекта здания. Здание, спроектированное Baird Sampson Neuert architects, намного превосходит минимальные требования к энергопотреблению и выбросам, установленные Зеленым стандартом Торонто (TGS).

Смоделированные энергетические показатели, которые должны были превышать Национальный энергетический кодекс Канады для зданий по крайней мере на 13%, показали улучшение более чем на 52% по сравнению с базовыми показателями типичного здания этой категории.

Ключом к достижению такого уровня производительности является ряд инновационных функций здания. Гибридная активно-пассивная система включает инновационный солнечный дымоход высотой 27 м, использующий автоматизированную тепличную технологию, которая работает в тандеме с управляемыми окнами во всех помещениях для оптимизации возможностей естественной вентиляции. В системах отопления и охлаждения имеются встроенные в пол радиаторы и активная гидродинамика плит, которая использует большую тепловую массу бетонной конструкции для снижения энергопотребления. Здание сводит к минимуму зависимость от механической подачи воздуха, используя систему приточно-вытяжной вентиляции только тогда, когда система есте-

ственной вентиляции отключена. Это привело к минимальному количеству внутренних воздуховодов, улучшению качества воздуха и созданию тихих и удобных помещений. Конструкция также позволяет добавить солнечные фотоэлектрические батареи и систему геообмена (geo-exchange system), что может привести к нулевым энергопотреблению и выбросам соответственно.

2. Пилотный проект пассивного дома. Пассивный дом – это международный строительный стандарт, который ориентирован на очень высокую энергоэффективность и показатели вентиляции свежим воздухом. Проекты пассивных домов показали экономию энергии на отопление и охлаждение до 90% по сравнению с типичным зданием и до 75% по сравнению с обычными новостройками.

В таких зданиях предусмотрены наружные стены исключительного качества, с высокой изоляционной способностью, пассивным затенением, окнами с тройным остеклением и другими деталями, чтобы предотвратить потери энергии из-за сквозняков или теплопроводящих материалов. Учитывается и используется тепло, получаемое от солнца или других внутренних источников тепла, а также тепло, получаемое от отработанного воздуха или сточных вод. Это может сделать ненужными обычные системы отопления даже в самые холодные зимы.

Проектирование пилотного проекта в Торонто началось в начале 2020 года под руководством Toronto Community Housing Corporation (TCHC), крупнейшего поставщика услуг по строительству социального жилья в Канаде. Предполагается, что опыт пилотного проекта включат в Руководство по проектированию TCHC и Спецификацию строительства для применения к будущим строительным проектам, осуществляемым TCHC или от его имени.

3. В конце 2019 года город Торонто запустил BetterHomesTO, многостороннюю партнерскую программу, цель которой – помочь домовладельцам сделать свои дома более энергоэффективными.

BetterHomesTO предлагает всеобъемлющий онлайн-ресурс, где домовладельцы Торонто могут найти информацию, инструменты и ресурсы, которые помогут им узнать и провести модернизацию домашней энергетики, а также получить доступ ко всем программам, скидкам и льготам, предлагаемым городом и его партнерами. Это включает в себя доступ к проекту HELP, который на 2019 год предлагал финансирование в размере до \$75000 для покрытия расходов на повышение энергоэффективности дома.

4. Проект компании Creative Energy по реконструкции универмага, который приведет к созданию почти миллиона квадратных футов специально построенного арендного жилья и торговых площадей.

Благодаря использованию комбинированной тепло-энергетической установки (ТЭЦ) весь комплекс будет

снабжаться низкоуглеродистым отходящим теплом, получаемым от ТЭЦ, и надежным, устойчивым источником энергии. Для типичной электростанции, работающей на природном газе, тепло вырабатывается как побочный продукт выработки электроэнергии и выбрасывается в атмосферу. В этом проекте с ТЭЦ большая часть тепла будет улавливаться и использоваться для обогрева помещений/воды, что позволит использовать побочный тепловой продукт и значительно снизить потребность в традиционно вырабатываемом тепле.

Кроме того, энергоцентр был спроектирован таким образом, чтобы со временем можно было добавлять дополнительное оборудование, с целью распространить мощности энергетической системы на другие здания в этом районе.

В рамках такого инновационного механизма энергетические застройщики, заключившие контракты с владельцами квартир, покрывают капитальные затраты на низкоуглеродное отопление и охлаждение и видят отдачу от инвестиций с течением времени. Капитальные затраты разработчика энергии в конечном итоге окупаются, и они также могут получать прибыль, в то время как владельцы квартир платят столько же или меньше по своим ежемесячным счетам за коммунальные услуги.

Также город планирует развить использование биогаза, который преобразует метан, мощный парниковый газ, в более безопасную форму с меньшим воздействием на окружающую среду. Производство биогаза позволяет утилизировать отходы, которые в противном случае были бы отправлены на свалки, снижает зависимость от ископаемого топлива и экономит деньги, энергию и материалы за счет переработки отходов на месте.

Опыт рассмотренных городов можно использовать при подготовке адаптационных планов субъектов Российской Федерации [17, 18]. Однако важно учитывать климатические особенности, например, с помощью классификации климатов Коппена-Гейгера для города Санкт-Петербург отличным примером будет стратегия города Торонто, так как оба объекта имеют одинаковый тип климата [19].

Список литературы

1. Организация Объединенных Наций. Цель устойчивого развития №11 // URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/cities/>
2. Global Warming Reduction Strategy of Portland, 1993 // URL: <https://www.portland.gov/sites/default/files/2019-08/global-warming-reduction-strategy-nov-1993.pdf>
3. City of Portland and Multnomah County Local Action Plan on Global Warming, 2001 // URL: <https://www.portland.gov/sites/default/files/2019-08/local-action-plan-on-gw-april-2001.pdf>

4. City of Portland and Multnomah County Climate Action Plan, 2009 // URL: https://www.portland.gov/sites/default/files/2019-08/cap_may_2010_web_0.pdf
5. Clean Energy Works // URL: <https://www.cleaneenergy-works.org/>
6. City of Portland and Multnomah County Climate Action Plan, 2015 // URL: https://www.portland.gov/sites/default/files/2019-07/cap-2015_june30-2015_web_0.pdf
7. Energy Star // URL: <https://www.energystar.gov/buildings/benchmark>
8. 2015 Climate Action Plan Final Progress Report, 2020 // URL: <https://www.portland.gov/sites/default/files/2020-06/2015-climate-action-plan-final-progress-report-single-pages-v8.pdf>
9. Резолюция Портленда 100*50 // URL: <https://www.portlandoregon.gov/auditor/article/642811>
10. Highlights "Change is in the Air" // URL: <https://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/ex/bgrd/backgroundfile-5214.pdf>
11. Toronto's Sustainable Energy Plan. Staff Background Report // URL: <https://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf>
12. Report on Consultations for Toronto's Sustainable Energy Plan // URL: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4996.pdf>
13. The Power to Live Green. Toronto's Sustainable Energy Strategy, 2009 // URL: <https://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2009/ex/bgrd/backgroundfile-24584.pdf>
14. Toronto Environmental Progress Report, 2016 // URL: <https://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2009/ex/bgrd/backgroundfile-24584.pdf>
15. Администрация города Торонто. Toronto Green Standard // URL: <https://www.toronto.ca/city-government/planning-development/official-plan-guidelines/toronto-green-standard/>
16. Администрация города Торонто. Home Energy Loan Program // URL: <https://www.toronto.ca/services-payments/water-environment/environmental-grants-incentives/home-energy-loan-program-help/>
17. Bobylev, N.; Gadal, S.; Konyshov, V., Lagutina, M.; Sergunin, A. (2021) Building Urban Climate Change Adaptation Strategies: The Case of Russian Arctic Cities. Weather, Climate, and Society, vol. 13, no. 4. page(s): 875–884. DOI: <https://doi.org/10.1175/WCAS-D-21-0004.1>
18. Бобылёв Н. Г., Гадаль С., Коновалова М. О., Сергунин А. А., Тронин А. А., Тюнкюнен В.-П. (2020) Ранжирование регионов Арктической зоны Российской Федерации по индексу экологической безопасности. СЕБЕР И РЫНОК № 3 (69) 2020 с. 17-39. ISSN 2220-802X. DOI: 10.37614/2220-802X.2.2020.69.002
19. Климатическая стратегия Санкт-Петербурга, Выпускная квалификационная работы / Самородова Д., 2022 Санкт-Петербургский государственный университет.



СЕРГЕЙ НИКОНОВ: «МЫ МОЖЕМ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ЖИЗНИ, ТОЛЬКО НУЖНО ПОНЯТЬ ВНУТРЕННИЕ ЗАПРОСЫ»

Устойчивое развитие территорий – сложный вопрос современности. Особенно, когда происходит изменение геополитических установок. Об этом «Нефтегазовая Вертикаль» поговорила с Сергеем Никоноровым, директором Центра исследования экономических проблем развития Арктики, профессором экономического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.

НГВ: Как Вы видите устойчивое развитие Арктики в условиях актуальной неопределенности?

С. Никоноров: До 24-го февраля этот вопрос стоял на повестке в одном контексте, и мы с коллегами помогали министерству Дальнего Востока и Арктики разрабатывать стратегию устойчивого развития Арктики до 2035 года. Этапы устойчивого развития – это, конечно, сочетание и баланс интересов между социальными, экологическими и экономическими концепциями развития, где надо заботиться в первую очередь о повышении качества жизни. Надо понимать запросы и нынешнего поколения, и будущего.

Но все это было красиво и хорошо до момента спецоперации. Почему? В Арктическом совете Россия является председателем, и до 24 февраля речь велась о том, что восемь стран Арктического совета должны найти какие-то компромиссные варианты, решения и вместе осваивать Арктику. Понятно, что пять стран имеют большее влияние в Арктическом совете, три – меньшее. На данный момент международно-правовой статус Арктики окончательно не урегулирован. В отличие от сухопутных участков побережья и островов, арктический шельф, простирающийся до Северного полюса, не принадлежит ни одному из государств.

На него претендуют Россия, Норвегия, Дания, Канада и США. Что произошло после 24 февраля? Арктический совет теперь планирует собираться всемером, без России. Это уникальный прецедент, который я на своем веку еще не видел. Председателя Арктического совета не приглашают на совещания. Россия является главным актором в освоении Арктики, Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) имеет площадь около 9 млн км², здесь проживает более 2,5 млн человек, что составляет менее 2% населения страны и около 40% населения всей Арктики. Как решать вопросы устойчивого, да и вообще развития Арктики без России? Сложно представить. Понятно, что появляется много факторов неопределенности. Вся наша команда Центра исследования экономических проблем развития Арктики экономического факультета МГУ была ориентирована на международные проекты и работала над задачами Баренц-региона. Сейчас это все нивелировано. К сожалению, у нас будут продолжаться охлажденные отношения, в том числе по развитию Арктики, по разным прогнозам, от 3 до 10 лет.

Но при этом есть и понимание куда двигаться. Существует много неарктических стран, но у них есть собственная стратегия по освоению Арктики. Например, Китай. У КНР есть собственная стратегия, хотя страна не является членом арктического совета и не является арктическим государством. Но в любом случае вопросы концепции развития Арктики Китай очень интересуют, и мы можем с Китаем и другими неарктическими государствами смело взаимодействовать. И с точки зрения инвестиционного привлечения, в том числе «зеленого» финансирования в экологические и в социальные проекты. Здесь нам придется искать варианты развития СМП, развития бизнеса и территорий. Именно с точки зрения устойчивого развития.

НГВ: *С Китаем есть уже какие-то реальные контакты в этом направлении?*

С. Никоноров: С КНР надо заключать долгосрочные договоры, по крайней мере договоры о намерениях китайская сторона готова заключать. И в отличие от практико-ориентированных европейцев, китайская философия – долгий переговорный процесс. Реальные шаги на уровне отдельно взятых проектов, конечно, есть. Любой проект возьмите, приглядитесь внимательно, и окажется, что без китайского участия в той или иной сфере – начиная от инвестиций и заканчивая поставками оборудования – не обходится ни один российский проект.

НГВ: *Проблем с получением инвестирования в Китае сейчас нет? Они же тоже ориентированы на ESG-финансирование сегодня?*

С. Никоноров: Все-таки ориентация на ESG к нам пришла с Запада, и сейчас Азия не ставит слишком жестких требований к нашим производителям, в том числе к производителям углеводородов. Но это дело только сего-

дняшнего дня. Любая компания, чтобы быть конкурентоспособной на рынке, не только на Западе, но и на Востоке, должна придерживаться и принципов устойчивого развития, и принципов ESG-трансформации, и концепции КСО (корпоративно-социальной ответственности), ну и «зеленой» повестки. Сегодня заканчиваются проекты, которые были без экологической составляющей, основывались только на экономических и социально-экономических параметрах. Сегодня речь ведется о социально-эколого-экономических параметрах.

НГВ: *Давайте поговорим о стратегическом территориальном планировании. Как формируется сегодня этот инструмент? Согласно этому планированию, на какие аспекты развития арктических территорий нужно обратить внимание планировщиков в первую очередь?*

С. Никоноров: Закон о стратегическом планировании у нас уже есть. Любое стратегическое планирование – это стратегия, это предвидение будущего, которое невозможно без индикативного планирования. И здесь я бы сослался на работы выдающегося академика Виктора Полтеровича, который советует опираться на определенные индикаторы. Подчас люди, которые занимаются вопросом в теоретической плоскости, фундаментальным стратегическим планированием, об этом забывают. Потому что необходимы конкретные индикаторы, которые позволят оценить эффективность стратегии (мы двигаемся лучше или хуже?).

Второй вопрос, на который надо обращать внимание любому планировщику, – уникальность наших территорий, арктической зоны РФ. Туда входят девять субъектов федерации полностью или частично. К примеру, Коми представлена только Воркутой. А также моногорода и небольшие города (в Арктической зоне мало крупных городов – ни один город-миллионник не лежит в Арктической зоне РФ). Я согласен здесь с Сергеем Шойгу (он еще и председатель Географического Общества), который заявляет: «Давайте разберемся, какие города нам закрывать и какие – открывать», потому что здесь идут разнонаправленные процессы. МЭР выдает нам перечень городов, из которых ушла экономика, которые необходимо закрывать. А Шойгу говорит об открытии новых городов, куда экономика приходит. И вот это тоже надо учитывать при стратегическом планировании. Люди живут в городах, нужно понимать предназначение города, инфраструктурную составляющую, и кто здесь будет проживать. Представляет интерес опыт с арктическим гектаром, этот проект даже более популярный, чем подобный проект на Дальнем Востоке (ДВ). Арктический гектар стал более эффективным инструментом, люди начали его активно брать.

НГВ: *Есть оценка спроса на эти инструменты?*

С. Никоноров: Конечно. Тот же самый полномочный представитель президента в Арктической зоне, Юрий Трут-

нев, как раз и заявлял в своем предыдущем интервью ПМЭФа о том, что сейчас этот процесс идет в Арктике и это даже более эффективно, чем на ДВ. Но! Если мы вернемся к территориальному планированию, то тут надо четко разобраться, кто там будет проживать, вахтовики или постоянные жители. Для вахтовиков нужна одна инфраструктура, а для людей, которые там будут проживать постоянно – совсем другая инфраструктура и совсем другие инвестиции. Нужно понимать, что, с одной стороны, мы хотим улучшить качество жизни населения, которое будет проживать в городах Арктической зоны РФ, а с другой – мы не хотим наступать на те же грабли, на которые «наступили» КНР. Они строили города-призраки, а туда никто не приехал жить. От этого тоже надо уходить. Это очень сложный вопрос для планировщиков и для тех, кто будет на практике внедрять эти элементы. Тут включаются принципы экономической географии, берутся во внимание эколого-экономические, социальные аспекты – оцениваются продукты добычи и производства, экономические механизмы, рынок покупателя – это будет внутренний рынок или мы это будем отправлять... куда? В западную часть, в центральную? В Китай? Это масштабная работа, которая требует глубочайших элементов территориального планирования. Подобной работой сейчас занимается институт экономики и организации промышленного производства СО РАН в Новосибирске. Только реализовать такой проект на практике будет еще сложнее. Очень много нюансов, которые трудно учесть по каждому из девяти регионов Арктической зоны России.

НГВ: Да, мы делали интервью с Валерием Крюковым, директором Новосибирского института экономики (см. «Нефтегазовая Вертикаль», март, 2022 год). Есть уже понимание, что это может быть? Уже вырисовывается какая-то картина?

С. Никоноров: До 24 февраля это можно было как-то спрогнозировать. Мы могли использовать метод экстраполяции – перенести то, что у нас было, на будущее. Сейчас это все перестраивается. Кто-то отказывается от нашей нефти, кто-то – от газа. Трудно понять, как теперь точно все изменится. ESG – дело хорошее. Экология, качество жизни и эффективное управление. Все это прекрасно выглядит в теории. Но это все зиждется на экономической базе. Если экономики там не будет, то... Хочется привести пример Белоруссии – там выпускают добротные и качественные товары, но не прошедшие вовремя технологическое перевооружение, и поэтому сегодня не знают, кому данные товары продать. Непонятен спрос. В 21 веке надо идти от спроса – кто и что готов покупать. Если мы ответим на этот вопрос, то мы будем дальше выстраивать экономические цепочки. Наша система СССР была заточена наоборот – у нас никогда не занимались вопросом маркетингового продвижения, а занимались вопросом «давайте сделаем, а там посмотрим». Тогда мы должны превратиться в огромный Госплан

и понять, кому и сколько надо отдавать. Но у нас этого нет, мы живем в рыночной экономике. Здесь нужно находить баланс соблюдения элементов планирования с одной стороны, а с другой – рыночной экономики.

НГВ: Какова в этом случае роль нефтегазовых корпораций (НК), которые ведут проекты в Арктической зоне?

С. Никоноров: Роль значительная. Даже основополагающая. Если внимательно присмотреться, кто является главным налогоплательщиком в этих регионах, кто является основным актором, кто создает рабочие места – конечно, эти НК. Все это понятно. Здесь есть два «но». НК являются главными загрязнителями. Все выбросы парниковых газов, сбросы в реки и отходы – это все на них. По идее, они должны решать задачу, сформулированную внутри национального проекта «Экология» (11-й федеральный проект), – внедрение наилучших доступных технологий для сокращения количества выбросов парниковых газов, количества отходов и сбросов в реки. Это первое. А второй момент, который для меня является очень важным, – то, что наши НК должны создавать рабочие места, быть заказчиками для объектов и субъектов малого и среднего бизнеса в регионах. У нас, к сожалению, этот процесс не происходит так, как хотелось бы. НК сами добывают, сами продают, сами транспортируют. Вот это два минуса в работе этих компаний.

НГВ: Как Вам видится оптимальное энергоснабжение регионов? Это микс? Это ВИЭ, плюс мобильные атомные станции, банальные самовары, НПЗ, чтобы люди могли использовать мазут, дизель, выпущенный на месте, а не привезенный втридорога Северным завозом?

С. Никоноров: Насчет ВИЭ. Это надо внедрять. ВЭС (ветер) и СЭС (солнце), но наряду с атомными электростанциями и с ГРЭС (газ).

Но я не считаю, что вопросы электроснабжения являются здесь самыми актуальными. Надо считать. Сценарии могут быть разные как пессимистичные, так и оптимистичные. Надо понять сколько людей будет там проживать. Статистика сейчас показывает, что идет отток населения из Арктической зоны. В качестве примера могу привести отток населения из Мурманской области. Не самый плохой регион, там фиксируется деловая активность. Но люди переезжают в Псковскую область, да, там климат мягче, но там нет работы. Люди переезжают, надо исследовать вопрос – почему люди переезжают, что их не устраивает. Понятно, что климат мы не изменим, но там есть работа. А люди переезжают в регион, где безработица, более слабое экономическое положение. Надо понять почему возникает такая социально-экономическо-демографическая ловушка?

По Мурманску мы проводили исследование. Люди уезжают из Мурманска, из многоквартирных домов.

Уезжают и оставляют на баланс города эти квартиры. Но город же должен обеспечить энергией весь дом, городские власти не могут на оставшихся людей перераспределить эти затраты, значит, они должны отапливать, если даже осталась только одна десятая часть жителей. Так же – в Воркуте. В республике Коми. Люди уезжают, оставляют квартиры на баланс города. И с баланса эти дома не снимешь, пока там проживает хотя бы один человек. На макроуровне, на уровне региона понятно, что стоит развивать, а когда вопрос касается отдельных аспектов городского планирования, более точечного, мы понимаем, что сталкиваемся с серьезными проблемами.

НГВ: *Получается, пока реальных кейсов по решению данных проблем нет?*

С. Никоноров: На муниципальном уровне я не видел реальных кейсов, как это решить. Пока делается все, чтобы не было социального взрыва – город берет на баланс эти квартиры, чтобы не повышать коммунальные платежи для оставшихся жителей. Наверху что-то решается, а когда мы спускаемся до конкретного жителя, видим, что на этом уровне много проблем.

НГВ: *Логистика Севера – минимальная. Железных дорог и автодорог практически нет, навигация по реке, СМП только несколько месяцев, летом. Как вам видится развитие логистики? Что это будет со стороны государства, корпораций?*

С. Никоноров: Там строятся федеральные дороги. Есть, к примеру, шикарная дорога в Якутии, с насыпью 60 см. Это уникальный аспект для России. Я такую дорогу видел только в Финляндии. Но вопросы в другом – как она используется? Что мы будем перевозить по ней и кто будет там ездить? Люди ездят больше по муниципальным дорогам там, где проживают. У муниципалитетов бюджеты не профицитные, денег на дороги выделяется очень мало. Где люди ездят – с дорогами все плохо, грубо говоря. Нужно сделать перераспределение, часть денег потратить не на федеральные, а на местные и региональные, чтобы построить хорошие дороги внутри регионов, там, где люди ездят.

Встречаюсь с представителями региональных администраций, и мне рассказывают о проектах дорог, в которых предусматривается логистика из одного региона в другой. Часто возникает парадокс, когда два региона хотят сделать между собой дорогу, одному региону подписывают проект, другому – нет. Это, конечно, не экономический подход. Первый регион вынужден деньги потратить и отчитаться. А второй регион не получил финансирование, поэтому первый регион строит дорогу в никуда. Абсурдная ситуация, но у нас такое встречается. Если соединяем два региона, тратим либо федеральные, либо региональные деньги. Но насколько будет эффективное использование этой дороги? Кто по ней будет ездить, какие товары будут перевозиться, кому? Оценка эффективности не проводится. Если регионы

ничего не производят, вывозить нечего, а только делаются заводы в эти регионы – вопрос: зачем вам эта дорога?

НГВ: *Вопрос про качество жизни. Какая модель будет преобладать в условно изолированной России: это будет гарантированное государственное обеспечение базового уровня комфорта или произойдет рост участия населения как заказчика качества оказываемых услуг, как платежеспособного потребителя этих услуг? Что более вероятно?*

С. Никоноров: У нас качество жизни связано с доходом. Президент Путин отметил, что в Арктической зоне РФ население должно получать доходы выше, чем в среднем по России. Это северные надбавки, социальные выплаты, хорошая заработная плата. Лекало Москвы мы не можем применить для другого региона, к примеру, Якутии. Надо понимать, какие у них запросы. Тут даже не экономисты, а социологи должны работать. Модель качества жизни Арктики может отличаться от модели Центральных регионов России. Есть кейс от профессора Бобылева, завкафедрой природопользования экономического факультета МГУ: никто не сможет сейчас повторить путь США и достичь уровня качества жизни среднего американца. Потому что не хватит ресурсов планеты. Эта модель неповторима – не хватит ресурсов. Но мы можем повысить качество жизни, только нужно понять внутренние запросы. И изучать это надо не в Москве, а на местах. Какие потребности в образовании, медуслугах, инфраструктуре? В Сахе возникают вопросы телемедицины. Реформа системы здравоохранения, укрупнение привело к тому, что в некоторых улусах, отдаленных поселениях нет врачебной помощи. И стоит вопрос о внедрении телемедицины, но это же – снижение качества жизни.

НГВ: *Как же шаманы?*

С. Никоноров: Ну, прекращайте. Шаманизм – дело хорошее. Он может поднять дух. Но не поможет разрешиться от бремени. Так же и телемедицина не сможет помочь во многих случаях. Из-за таких вещей люди и уезжают. Также и товары многие нельзя завести даже летом никаким видом транспорта. Только вертолетом. Но из-за наценки эти товары продают по заоблачным ценам.

НГВ: *Кто может брать на себя расходы по повышению качества жизни населения в таких регионах, поселениях? Есть коренные народы Сибири. Они живут своим укладом, но это граждане страны. Кто позаботиться об их уровне жизни? Государство?*

С. Никоноров: Поддержка малочислительных народов Севера в других странах на порядок лучше, чем у нас. Но первое, что может сделать государство для поддержания такого населения, это оставлять большую часть налогов в регионах. Там они найдут им более эффективное применение. Также должна быть внедрена система децентрализации. ❏



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

В 2008 году вышел указ Президента РФ «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики». Тогда была установлена цель по снижению к 2020 году энергоемкости валового внутреннего продукта России не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом. Однако поставленная в 2008 году ключевая цель государственной политики в области энергоэффективности к 2020 году не была достигнута, снижение составило только 9%. Во многом потому, что задача сложная в принципе, но не значит – нерешаемая.

В докладе Международного энергетического агентства «Net Zero by 2050», опубликованного в мае 2021 года, сказано: для того чтобы глобальная экономика могла обеспечить нулевые выбросы в 2050 году, энергоемкость глобального ВВП должна снижаться на 4% в год. «Мы видели в ретроспективе, что она снижалась всего на 1% в год. Некоторым кажется, что 3% – не очень существенная цель, но на самом деле это сложнейшая задача, может быть, даже невыполнимая. Добиться таких темпов снижения энергоемкости достаточно трудно», – заявил Игорь Башмаков, генеральный директор Центра энергоэффективности – XXI век на конференции «Новая Россия – Новая генерация. Энергетика будущего» в ноябре 2021 года (информация о событии опубликована на сайте НП «МАЭ»).

«Чтобы обеспечивать рост ВВП на душу населения на 1%, необходимо снизить энергоемкость ВВП на 0,5–0,8%. Эта цифра растет по мере повышения уровня экономического развития. Кстати, у более развитых стран эта пропорция превращается в 1 к 1, то есть 1% роста ВВП на душу населения требует сокращения энергоемкости на 1%», – уточнил эксперт.

Считая энергоемкость ВВП вместе с топливом, которое используется на неэнергетические нужды, Игорь Башмаков отметил, что в 2020 году энергоемкость в РФ была выше, чем в 2015-м, то есть не снижалась.

По данным МЭА, посчитавшим энергоемкость 146 стран, Россия находится практически в последней десятке, где самые высокие показатели энергоемкости ВВП. Обычно это списывают на холодный климат, размер территории. Однако «эти два фактора объясняют только 1/10 разрыва, все остальное – технологии и структура экономики». Как видим, технологии необходимы для достижения требуемых показателей. Но «уровень внедрения энергоэффективных технологий остается низким», – пишет Юрий Тушев в статье «Настоящее и будущее национальной программы энергосбережения и энергоэффективности» (см. *НГВ №7-8, 2022 год*). За счет технологического фактора энергоемкость в РФ за шесть лет снизилась только на 3,5%, отмечает и Игорь Башмаков.

Учитывая проблемы с импортом, недостаток отечественных технологических решений, усугубившиеся на фоне санкций, процесс модернизации энергосистемы может затянуться.

Да, в России дешевое тепло и электричество. Так обычно говорят. По рассказам отечественных архитекторов, которые строят жилье для элиты и среднего класса, никто из клиентов не задается вопросами энергосбережения. Ни один архитектор не упомянул, что ставил солнечные панели, рыл шахты для снабжения дома теплом недр земли, устанавливал замкнутый цикл водоснабжения, ничего подобного. Большинство из нас живет в обычных многоквартирных ЖК или в домах, построенных еще в XX веке. Может ли кто-то вспомнить о проводимых комплексных энергосберегающих технологиях модернизации или строительства, предпринятых с целью энергосбережения?

Подобные инициативы и технологии точно стали внедрять на крупных предприятиях. И от простой замены спиральных лампочек на светодиоды перешли к более существенным энергосберегающим технологиям – даже к наращиванию системы ВИЭ как



при заводах, так и на нефтепроводах. Ряд крупных компаний ТЭК уже начали действовать в местах регионального влияния согласно ESG-принципам с целью повышения качества жизни населения. Почему? Конечно, потому, что есть такой амбивалентный параметр как социальная ответственность, но, есть и вполне рациональный – кредитование бизнеса сегодня напрямую зависит от вовлеченности компании в ESG-повестку. Такие требования не только у западных, но и азиатских банков, куда развернулся спрос на деньги.

Несмотря на этот формирующийся тренд, в условиях СВО о себе дают знать индикаторы замедления экономики, в частности стал очевидным фактор снижения энергопотребления. Эксперты прогнозируют, что во втором полугодии энергопотребление снизится на 8%, особенно в регионах с энергоемкой промышленностью, пишет «Коммерсантъ» (в статье «Санкционное давление уже начинает сказываться» от 19 июля 2022 года).

По словам ряда экономистов, сегодня в период рыночной нестабильности и перестройки глобального ТЭБ также ожидается спад отечественного производства, в том числе по добыче – до 50% к

концу 2022 года, по нефтепереработке – до 57%. По логике компании должны сокращать сотрудников и сворачивать программы социальной направленности и инфраструктурного развития. Но, будем надеяться, что компании все-таки найдут ресурсы для адаптации, в том числе используя энергосберегающие технологии. «Ведущие компании ТЭК в текущих условиях не спешат отказываться от своей ESG повестки. Это больше стратегия, чем тактика. Корректировки здесь возможны, в том числе в силу технологических ограничений, но следует помнить, что ESG – это не только западный, но уже и общемировой тренд», – отмечает Ирина Поминова, Руководитель направления «Климат и зеленая энергетика» ЦСР.

Как будет складываться повестка, мы скоро узнаем. А пока предлагаем почитать размышления на тему «Возможные трансформации в среде обитания (инфраструктуре оседлости и ведения хозяйства) в период окончания СВО» в рубрике «ТЭКО», где мы пытались проанализировать вероятные сценарии государственного, корпоративного и социального пересечения, их баланс и дисбаланс в условиях неопределенного будущего.



КАК «ВКЛЮЧИТЬ» СУГ В РЫНОК

ТВЕРСКОЙ И.В.

АО «Газпром промгаз»

КОВАЛЬ А.В

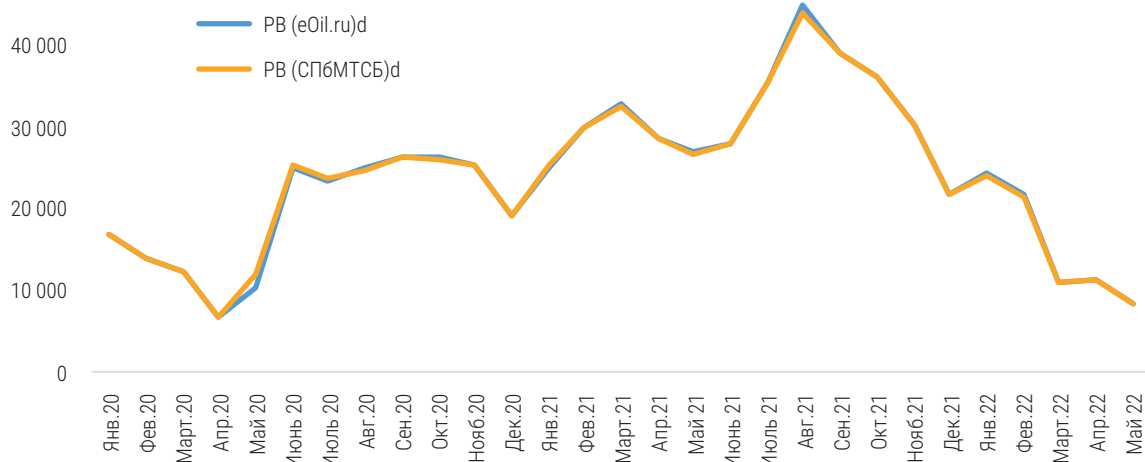
АО «Красноярсккрайгаз»

Есть территории, где сетевой газ довести до потребителя проблематично, поэтому энергоснабжение на основе СУГ могло бы быть целесообразным при изменении политики ценообразования и условий реализации. В данном случае – процесс предусматривает развитие малого и среднего бизнеса, технологий, транспортной системы.

Сегодня организации сетевого газоснабжения уделяется повышенное внимание. Президентом страны поставлена задача поэтапного завершения газификации к 2030 году [1]. ПАО «Газпром» совместно с руководством субъектов РФ реализует среднесрочную Программу развития газоснабжения и газификации регионов на период 2021-2025 [2]. Программа охватывает 67 субъектов РФ и планирует газоснабжение более полумиллиона домовла-

дений, трех тысяч объектов коммунально-бытового сектора и местной промышленности. Компания «Газпром газификация», которой в соответствии с Федеральным Законом [3] присвоен статус «Единый оператор газификации» (ЕОГ) [4], приступила к масштабной догазификации жилого фонда в уже газифицированных населенных пунктах страны, обеспечивая за свой счет строительство всей газовой инфраструктуры до границы объекта.

Рис. 1. Динамика среднебиржевых цен на СУГ руб./тонна за 2020-2022 гг. по месяцам



На долю потребителя остаются затраты на подводку газа по своей территории и расходы на приобретение, монтаж внутридомового газового оборудования (ВДГО). При этом региональные власти оказывают значительную финансовую помощь незащищенным слоям населения на приобретение ВДГО.

Вместе с тем ряд регионов [5] остаются в стороне от реализуемой масштабной газификации страны. Основная проблема – отсутствие в регионах объектов газовой инфраструктуры, которая позволила бы организовать поставку природного газа населению для удовлетворения их коммунально-бытовых нужд. Кроме того, населенные пункты этих регионов малочисленны и расположены очагово по всей территории субъекта, что требует создания протяженной газовой инфраструктуры в условиях слабо развитой логистики, сложных природно-климатических условиях, а также производства необходимых материалов (труб) и оборудования. Для этого необходимы значительные капитальные вложения при организации строительства, дополнительные затраты при последующей эксплуатации построенных объектов газовой инфраструктуры. Отсутствие крупных потенциальных потребителей природного газа и незначительная потребность в газе у населения, не обеспечивают компенсацию требуемых затрат на создание необходимой газовой инфраструктуры.

При этом в ряде регионов достаточно местных энергоресурсов. Например, уголь, добычу которого, как правило, ведут открытым способом. Такой уголь гораздо дешевле природного газа, но при этом значительно уступает газу по технологическим, а также по экологическим показателям. Используемые местные, дешевые энергоресурсы вносят существенный вклад в ухудшение экологической обстановки в городах и населенных пунктах.

Внедрение современных технологий и реализация мероприятий по уменьшению вредных выбросов в атмосферу на крупных энергетических объектах региона могут сократить экологические проблемы, но снижение уровня вредных выбросов от индивидуального жилого фонда требует кардинальных решений.

Руководством страны совместно с органами власти субъектов РФ поручено Правительству подготовить предложения по энергоснабжению населенных пунктов и потребителей с помощью альтернативных экологических источников энергии (с учетом их экономической эффективности) вместо природного газа, транспортируемого с помощью Единой системы газоснабжения, предусмотрев источники финансирования указанных мер [6].

Одним из возможных решений может стать развитие автономной газификации, в том числе с использованием СУГ¹, но только при условии кардинального изменения условий для его использования в стране.

СУГ от СССР до современной России

Использование СУГ для газификации населения было широко распространено еще в СССР, однако направления его использования в основном ограничивались приготовлением пищи. Газоснабжение осуществлялось в индивидуальном жилом секторе от баллонов, а в многоквартирных домах от групповых установок. Развал СССР, в том числе системы ЖКХ, отсутствие внятного ценового регулирования СУГ привели к разрушению созданных систем автономного газоснабжения. Этому также способствовало развитие масштабной сетевой газификации, которую

¹ Сжиженные углеводородные газы (СУГ) получают из попутного нефтяного газа. Это чистые газы или специальные смеси, которые могут быть использованы для отопления домов, в качестве автомобильного топлива, а также производства нефтехимической продукции. СПБТ (смесь пропана-бутана технических) наиболее распространенный вид сжиженных газов – именно в этом виде этот продукт поставляется населению, промышленным предприятиям и отправляется на экспорт, <https://www.gazprominfo.ru/articles/liquefied-petroleum/>

Стоимость доставки СУГ

Источник поставки СУГ/стоимость СУГ за тонну, руб.	Стоимость доставки СУГ, руб.	
	за тонну СУГ	за литр СУГ
ГПЗ Няганьгазпереработка (ХМАО–Югра)/ 18 400	11 481,48	9,3
Завод «Уралоргсинтез» Пермский край, г. Чайковский/22 600	12 168,72	9,85
«Газпром нефть» Кировская область, Вятские поляны/22 500	13 362,13	10,82
ПАО «Татнефть» Республика Татарстан, Альметьевск/20 300	12 477,36	10,10
ТАИФ-НК Республика Татарстан, Нижнекамск/18 500	12 823,04	10,38

планомерно начал осуществлять ПАО «Газпром» совместно с регионами. В ряде регионов в рамках газификации осуществлялся переход с СУГ на сетевой природный газ. Потребители с радостью переходили на природный газ с регулируемой государством ценой, получая возможность более широкого его бытового использования, в т.ч. для горячего водоснабжения и отопления. Переход на природный газ не смог охватить регионы ВС и ДВ, где газоснабжение СУГ и сейчас сохраняет свою значимую роль в энергоснабжении региона. Там региональные ГРО продолжают поставлять СУГ населению.

В регионах страны, где есть сетевое газоснабжение, СУГ в основном используется в коммерческих целях, в т.ч. в качестве газомоторного топлива для транспорта, а также в летний период на дачах для приготовления пищи. В последние годы СУГ стали использовать для полного обеспечения коммунально-бытовых нужд в коттеджных поселках и СНТ, индивидуально устанавливая газгольдеры для хранения и автономного газоснабжения СУГ. Предложения по организации автономной газификации СУГ для ИЖС легко можно найти в интернете, как и цены на создание таких систем под ключ. Однако это подходит лишь для небольшой части населения, в т.ч. из-за высоких цен на топливо. Цена на СУГ не стабильна, что также снижает его привлекательность. На рис. 1 приведена динамика среднестатистических цен на СУГ по данным [7].

Корректная статистика использования СУГ отсутствует

В настоящее время, с учетом развития сетевого газоснабжения, во многих регионах, входящих в зону ответственности ЕСГ, поставка СУГ потребителям оказалась в зоне ответственности предприятий частного бизнеса, которые осуществляют его коммерческие поставки транспорту в виде ГМТ, промышленным объектам, населению.

В регионах, удаленных от объектов ЕСГ и региональных/межрегиональных систем газоснабжения сохранились региональные ГРО, обеспечивающие не только планомерную поставку СУГ потребителям, но и разви-

вающие его область использования, в том числе реализуя проекты автономного газоснабжения ИЖС по заявкам клиентов.

Расширение территорий сетевой газификации негативно отразилось на обеспечении статистического сбора и контроля за достоверностью данных об использовании СУГ в субъектах. Контроль за реализацией и использованием СУГ в регионах, в том числе со стороны статистических служб, недостаточный (более правильно сказать «отсутствует»). Имеющаяся в большинстве субъектов информация может быть противоречивой, требует дополнительной верификации, чтобы не приводить к неверным суждениям и решениям.

Транспортировка СУГ

Стоимость тонны СУГ колеблется от 18,4–22,6 тыс. руб. (цена за литр от 9,38 до 11,84 руб.) в зависимости от производителя².

Например, стоимость доставки в Красноярск газовым объемом 30 м³ (при условии заказа транспортировки СУГ) в зависимости от источника поставки приведена в таблице «Стоимость доставки СУГ²».

Условия транспортировки СУГ³

Для транспортировки СУГ используются специальные цистерны. Они производятся согласно особым технологиям и соответствуют высоким нормам безопасности.

Типовые вагоны-цистерны для перевозки СУГ:

- вагон-цистерна модели 15-6855 для перевозки СУГ объемом 86,7 м³;
- вагон-цистерна модели 15-9541-01 конструкция цистерны состоит из двух котлов, соединенных узлом сочленения грузовых вагонов SAC-1 RUS, суммарный объем котлов для перевозки СУГ – 163,1 м³;
- вагон-цистерна модели 15-9872 для перевозки СУГ объемом 83,9 м³.

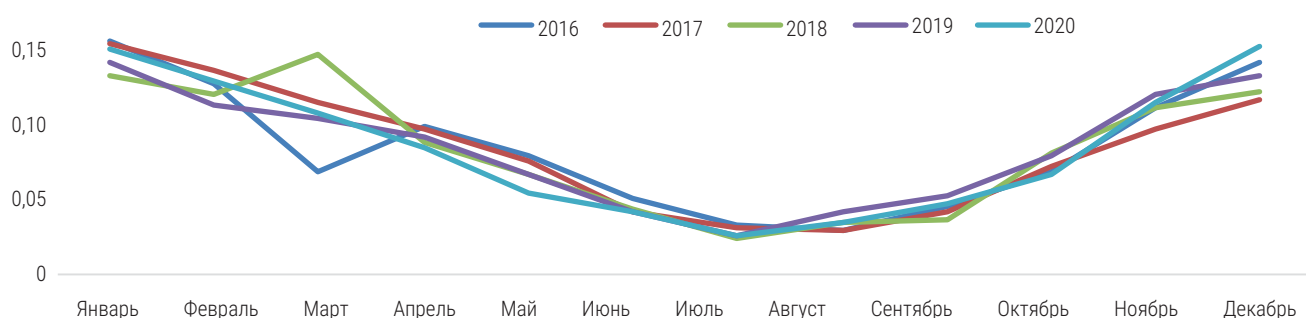
Срок эксплуатации достигает 40 лет, время бездреманной транспортировки – 30 суток.

² <https://www.gsmoptom.ru/toplivo/gaz/5/krasnoyarsk/> (цены приведены на 19.04.2022).

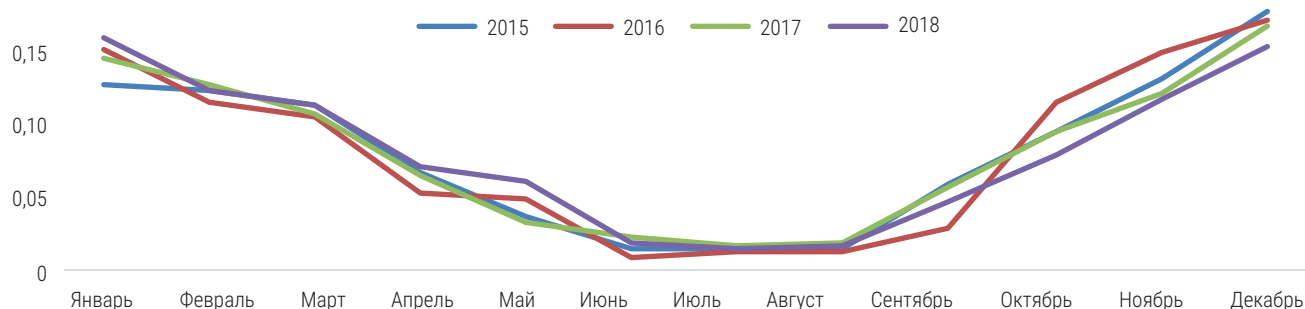
³ http://www.nvc-vagon.ru/services/new/service4_10.html

Таблицы среднестатистического неравномерного потребления природного газа населением Сибирских регионов:
ХМАО–Югра и Новосибирская область

ХМАО–ЮГРА												
Год	Неравномерность											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2016	0,15	0,13	0,07	0,10	0,08	0,05	0,03	0,03	0,04	0,07	0,11	0,14
2017	0,15	0,14	0,11	0,10	0,08	0,04	0,03	0,03	0,04	0,07	0,10	0,12
2018	0,13	0,12	0,15	0,09	0,07	0,04	0,02	0,03	0,04	0,08	0,11	0,12
2019	0,14	0,11	0,10	0,09	0,07	0,04	0,02	0,04	0,05	0,08	0,12	0,13
2020	0,15	0,13	0,11	0,08	0,05	0,04	0,03	0,03	0,05	0,07	0,11	0,15



НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ												
Год	Неравномерность											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2015	0,13	0,13	0,12	0,07	0,04	0,01	0,01	0,01	0,06	0,10	0,14	0,19
2016	0,16	0,12	0,11	0,05	0,05	0,01	0,01	0,01	0,03	0,12	0,16	0,18
2017	0,15	0,13	0,11	0,07	0,03	0,02	0,01	0,02	0,06	0,10	0,13	0,17
2018	0,17	0,13	0,12	0,07	0,06	0,02	0,01	0,01	0,05	0,08	0,12	0,16
Среднее	0,15	0,13	0,11	0,06	0,04	0,01	0,01	0,01	0,05	0,10	0,14	0,18



Удельные расходы на газоснабжение СУГ

Оценка необходимых объемов хранения СУГ для населения при автономном газоснабжении требует учета неравномерности его потребления с целью обеспечения бесперебойной работы. Ввиду отсутствия официальной статистики, можно использовать данные по режимам по-

требления природного газа, которые также зависят от отапливаемой площади жилого здания, численности проживающих, от природно-климатических условий отопительного периода конкретного региона (см. «Таблицы среднестатистического неравномерного потребления природного газа населением Сибирских регионов: ХМАО-Югра и Новосибирская область»). Таблицы сформированы по фактическим данным.

Отметим, что представленная динамика неравномерности потребления газа населением ХМАО по месяцам имеет сложившуюся тенденцию за исключения марта месяца, когда возможен более теплый или холодный (чем среднестатистический) период, что влияет на требуемые объемы энергоресурсов.

По данным представленным в [9] число домовладений использующих СУГ в Российской Федерации на начало 2020 года оценивается в 5,5 млн домовладений с годовой потребностью 0,6 млн тонн СУГ, при общем производстве 16,4 млн тонн в 2021 году

Динамика неравномерности потребления газа населением Новосибирской области по месяцам за рассматриваемый период имеет устойчивую тенденцию.

Полученную информацию рекомендуется использовать для оценки параметров необходимых объектов хранения газа, в независимости от предполагаемого использования сетевого природного газа или другого альтернативного ресурса, СУГ, СПГ, КПГ. В случае выявления неоднозначности относительно каких-то месяцев (март – в случае ХМАО), рекомендуется для данного месяца принимать максимальное значение.

При экспресс-оценке потребности в газе потребители категории «население сибирских регионов», характеризующихся жилой площадью – 100 м², с числом проживающих – трое, рекомендуется принимать расчетную пиковую потребность по природному газу – 1,5-2 м³ в час с годовой потребностью в 4,5-6 тыс. м³. При этом на шесть зимних месяцев (ноябрь–март) приходится от 70 до 80% годовых объемов, что оценивается в 3,6-4,8 (3,15-4,2) тыс. м³. Такой разброс значений возникает из-за применения в строительстве разных материалов и других конструктивных особенностей жилых строений.

Вытащить палки из колес

Текущие технические и организационные проблемы автономного газоснабжения и газификации объектов жилого фонда в субъектах РФ посредством СУГ, можно охарактеризовать следующим:

- СУГ уступает сетевому газу по цене, при первой же возможности потребитель осуществляет переход на сетевой газ;
- отсутствуют государственный контроль за рынком СУГ, система паритетного с природным газом ценообразования, федеральные инвестиции в развитие автономной газификации в субъектах РФ;

- отсутствует достоверная статистическая информация по автономной газификации по многим регионам;
- отсутствие централизованного контроля за рынком СУГ не позволяет планомерно производить замену отслуживших свой срок газовых баллонов, газгольдеров, износ которых составляет 60-80%;
- удаленность потенциальных потребителей автономной газификации от существующих производств СУГ, в условиях отсутствия паритетного ценообразования с природным газом, существенно увеличивает стоимость данного вида топлива для конечных потребителей. Например, транспортная составляющая в цене СУГ для Красноярского края составляет около 8,5 руб. за кг, что сопоставимо с оптовой ценой его производства;
- отсутствие разветвленной и надежной транспортной инфраструктуры создает сложности в организации круглогодичной поставки СУГ в населенные пункты, удаленные от железнодорожных магистралей, в том числе требует создания более мощных объектов его хранения у потребителей (населения).

Тарифы на транспортировку СУГ на нужды населения должны также регулироваться государством, а не быть результатом рыночной конъюнктуры, ориентированной на мировые рынки

Технические вопросы организации автономного газоснабжения населенных пунктов посредством СУГ хорошо известны. Необходимо создание источника газоснабжения (хранения), от которого газ по сетям газораспределения будет поставляться непосредственно потребителям. Очевидно, что затраты на создание такой внутрипоселковой инфраструктуры совпадают по затратам на организацию сетевого газоснабжения. Отличие в том, что роль источника газоснабжения при сетевой схеме берет на себя система сетевого газоснабжения до рассматриваемого населенного пункта, в том числе межпоселковый газопровод к этому поселению. В случае автономного газоснабжения не требуется строить межпоселковый газопровод, и при необходимости другие объекты сетевого газоснабжения (газопровод-отвод и ГРС). В ряде случаев такие газопроводы, газопроводы-отводы могут достигать десятков километров. Вместо этого требуется строительство источника автономного газоснабжения в виде групповой установки хранения и распределения СУГ – газгольдера и решение вопросов с поставкой СУГ. Максимальный объем газгольдера определяется с учетом годовой потребности в СУГ, планируемым графиком его пополне-

ния, а также возможными рисками, связанными с его своевременной поставкой.

При сопоставлении требуемых объемов капитальных вложений на развитие сетевого и автономного газоснабжения должны учитываться затраты на строительство как минимум межпоселкового газопровода. Если в регионе нет объектов газоснабжения, то учитываются и дополнительные затраты на создание необходимой сетевой газовой инфраструктуры: магистральный газопровод-отвод, ГРС. Для автономного газоснабжения должны быть учтены затраты на установку газгольдеров на требуемый объем СУГ, а также средства его транспортировки от региональных пунктов поставки до рассматриваемого поселения. С точки зрения капитальных затрат организация автономного газоснабжения с использованием СУГ более предпочтительна, чем использование сетевого газа. Однако отсутствие внятного регулирования стоимости СУГ для потребителей «топит» все обозначенные выше преимущества.

Для оценки целесообразности масштабного развития автономного газоснабжения с использованием СУГ в регионах, где развитие сетевого газоснабжения экономически необоснованно, требуется решение проблем с государственным регулированием цен на СУГ для населения, в том числе в части возможных объемов и источников субсидирования реализации таких проектов. Вопросы транспортировки СУГ в регионы также требуют внимания. Тарифы на транспортировку СУГ на нужды населения должны также регулироваться государством, а не быть результатом рыночной конъюнктуры, ориентированной на мировые рынки.

Ключевые задачи развития автономного газоснабжения СУГ

На наш взгляд, приемлемое решение указанных проблем может быть получено при рассмотрении следующих взаимосогласованных ключевых задач:

1. Выработка на государственном уровне механизма ценообразования на СУГ с установлением для конечных потребителей цены, паритетной с ценой на природный газ. Это системная задача федерального уровня, участие в которой должны принять Минэкономразвития, Минэнерго, Минстрой, Минфин, ФАС, Минтранс, Минпромторг;
2. Определение по результатам прогнозных целевых ТЭБ зон, субъектов потенциального развития автономного газоснабжения с учетом решения задачи №1;
3. Целесообразно разработать обеспеченные финансовыми и энергетическими ресурсами:
 - Балансовые объемы СУГ по субъектам РФ на среднесрочную перспективу;

- Программы развития производства СУГ для поставок на внутренний рынок на цели автономной газификации;
- Единую программу развития доставки СУГ по регионам, согласованную с РЖД в части обеспечения трафика поставки СУГ;
- Программу производства необходимого объема современных средств транспортировки, хранения, доставки – жд цистерны, танк-контейнеры, баллоны;
- Региональные программы развития автономного газоснабжения;
- Закрепление прогнозных показателей в целевых ТЭБ регионов производителей и потребителей автономного видов топлива.

Это также системная задача федерального и отраслевого уровней с доведением до регионов целевых показателей (ограничений по техническим возможностям в динамике).

Удаленность потенциальных потребителей автономной газификации от существующих производств СУГ, в условиях отсутствия паритетного ценообразования с природным газом, существенно увеличивает стоимость данного вида топлива для конечных потребителей

Решение указанных задач требует использования достоверных данных о состоянии развития автономного газоснабжения в регионах, включая масштабы текущего рынка автономного газоснабжения, информацию о наличии и техническом состоянии, потребности в техническом перевооружении/реконструкции объектов инфраструктуры СУГ, складывающиеся тренды развития топливного рынка, особенности субъектов, включая сезонную неравномерность потребления, сезонные требования к топливу, организационные и транспортные схемы поставки топлива потребителям, проблемы, возможности производства требуемого оборудования и транспортных средств.

Для предварительной оценки годовой потребности домовладения в СУГ можно использовать следующую схему расчета [8]:

- 27-32⁴ литров на 1 м² отапливаемой площади,
- по 200 литров на ГВС на человека,
- 200 литров на плиту.

При средней площади домовладения в 70 м² и семьи из 3-х человек, годовая потребность в СУГ оценивается в объеме до 3040 литров, для удобства дальнейших рас-

4 Рекомендуется использовать (при наличии) региональные статистические данные по удельным расходам СУГ на бытовые нужды, что дает более адекватные оценки.

С точки зрения капитальных затрат организация автономного газоснабжения с использованием СУГ для таких регионов более предпочтительна, чем использование сетевого газа. Однако отсутствие внятного регулирования стоимости СУГ для потребителей «топит» все обозначенные выше преимущества

Особенности использования СУГ

Текущую ситуацию с использованием СУГ для автономного газоснабжения можно охарактеризовать следующими положениями:

- СУГ – побочный продукт добычи и переработки нефти, производится и поставляется на рынок нефтегазовыми компаниями;
- СУГ используется для обеспечения коммунально-бытовых нужд населения в виде приготовления пищи, горячего водоснабжения, отопления, в качестве газомоторного топлива автотранспорта, сырья на предприятиях нефтехимии и продукта на экспорт;
- Состав СУГ для надежного использования в зимний период в большинстве регионов РФ должен иметь более высокую долю пропана;
- Стоимость СУГ определяется на бирже, государственное регулирование цены для производителей отсутствует;
- Поставка СУГ в регионы осуществляется железнодорожным или автотранспортом, что значительно увеличивает его стоимость на месте потребления с учетом расположения производителя и его удаленности от рынка сбыта;
- В регионах ГРО организуют и осуществляют приемку, хранение и реализацию СУГ, исходя из планового объема реализации основных потребителей;
- СУГ поставляется потребителям как в баллонах, так и путем заправки газгольдеров или групповых установок, от которых газ через редуктор по газопроводам поставляется непосредственно потребителям;
- Бесперебойность снабжения СУГ осуществляется за счет долгосрочных контрактов между производителями и региональной газоснабжающей организацией, а также между указанной организацией и потребителем с учетом особенностей режимов его потребления;
- Безопасность использования СУГ обеспечивается соблюдением требований технической и противопожарной безопасности, а также использованием систем контроля газозаванности, газ-контроля и других технических решений.

четов примем цифру 3000 литров СУГ, т.е. 3 м³ СУГ. Таким образом, автомобильный газовоз, способный транспортировать 30 м³ СУГ за одну поездку может обеспечить годовую потребность до 10 рассмотренных типовых домовладений. Для поселения в 100 домовладений, требуется 10 поездок газовоза. Кроме того, до регионов СУГ, как правило, поставляется в железнодорожных цистернах, способных транспортировать 80-90 м³, то есть одна цистерна способна обеспечить годовую потребность до 30 домовладений.

Оценим потребность в ж/д цистернах в случае перехода всех домовладений, использующих СУГ на использование для бытовых нужд в полном объеме (приготовление пищи, обеспечение горячей водой и отоплением). По данным, представленным в техническом паспорте Газового хозяйства РФ [9] число домовладений, использующих СУГ в Российской Федерации на начало 2020 года оценивается в 5,5 млн домовладений с годовой потребностью 0,6 млн тонн СУГ, при общем производстве 16,4 млн тонн в 2021 году. Потенциальная годовая потребность в СУГ оценивается до 16,5 млрд м³ (10,3 млн тонн)⁵. Таким образом, для обеспечения годовых энергетических нужд указанного числа домовладений необходимо поставка СУГ в виде 183,3 тыс. ж/д цистерн, или 502 ж/д цистерны при равномерной ежедневной поставке. Естественно возникают вопросы о наличии необходимого парка цистерн, способности железной дороги обеспечить такую транспортировку, в том числе в регионы СФО и ДФО, с учетом сложившейся и планируемой загрузки ж/д по требуемым направлениям поставки. Принятые в оценочных расчетах средние показатели нуждаются в уточнении с учетом особенностей каждого из регионов и готовности потребителей к переходу на использования СУГ в полном объеме. Корректное решение поставленных задач невозможно без наличия необходимой достоверной базы исходных данных.

Первоочередные мероприятия по развитию автономного СУГ газоснабжения

Ввиду вышеизложенного считаем целесообразным для решения поставленных задач сформулировать первоочередные мероприятия:

1. Подготовить и реализовать предложения по организации официального сбора достоверной статистической информации о техническом состоянии

⁵ Представленная оценка является завышенной, с учетом сохраняющейся тенденции снижения количества домовладений, использующих СУГ. Кроме того для ряда домовладений, имеющих централизованное теплоснабжение и ГВС, не целесообразен переход на использование СУГ на эти цели.

⁶ Попутный нефтяной газ, или ПНГ – это газ, растворенный в нефти. Добывается попутный нефтяной газ при добыче нефти, то есть он, по сути, является сопутствующим продуктом. Но и сам по себе ПНГ – это ценное сырье для дальнейшей переработки <https://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/>

⁷ Для производства продукции СУГ подвергаются сложному процессу, протекающему при очень высоких температурах – пиролизу. В результате получаются олефины – этилен и пропилен, которые затем, в результате процесса полимеризации, превращаются в полимеры или пластики – полиэтилен, полипропилен и прочие виды продукции <https://www.gazprominfo.ru/articles/liqefied-petroleum/>

объектов автономного газоснабжения. Это необходимо для формирования реалистичных целевых показателей в части потребности в СУГ регионов, предлагаемых к переходу на масштабное его использование;

2. Провести анализ технического состояния объектов и систем автономного газоснабжения, перспектив его развития до 2025 года, уделив внимание возможности перевода ряда коммунальных котельных на СУГ, потенциала увеличения объема потребления за счет обеспечения отопления с использованием СУГ;
3. Провести анализ потребности и целесообразности развития автономного газоснабжения субъектов, с объектами газоснабжения СУГ, превосходящих по численности объекты сетевой газификации с учетом возможности развития альтернативных видов энергоснабжения (электроэнергия);

Для обеспечения годовых энергетических нужд 5,5 млн домовладений необходимо поставка СУГ в виде 183,3 тыс. ж/д цистерн, или 502 ж/д цистерны при равномерной ежедневной поставке

4. Определить субъекты, где основным видом газового топлива является СУГ, где перспективы его развития подтверждаются как органами власти, так и региональными ГРО, при совершенствовании регулирования цены на СУГ для населения, в том числе директивного ее закрепления. При этом населению должна быть оказана необходимая помощь, в том числе и финансовая для приобретения газового оборудования для отопления и его монтажа. Необходимо использовать опыт субсидирования региональными властями части стоимости внутридомового газового оборудования при догазификации сетевым газом жилого фонда в уже газифицированных населенных пунктах регионов РФ;
5. Разработать региональные программы использования СУГ и закрепить их показатели в прогнозных ТЭБ на перспективу до 2030 года. Основа разработки таких программ, ПП РФ №903, по сути, предполагающее включение мероприятий по развитию автономного газоснабжения в виде СУГ и СПГ, пока ограничивается только природным газом.
6. Инициировать НИОКР по созданию и производству современных баллонов, кассет, танк-контейнеров, цистерн и других средств транспортировки,

хранения, доставки СУГ, в т.ч. из композитных материалов, разработку типовых решений по реализации автономного газоснабжения с максимально возможным использованием СУГ для бытовых нужд населения.

7. Инициировать совершенствование нормативных документов, технических регламентов по безопасности в части использования СУГ. **■**

Список литературы

1. Перечень поручений по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов (утвержден Президентом Российской Федерации от 31.05.2020 №Пр-907). <https://gasification.gazprommap.ru/programm-21-25>
2. Федеральный закон о газоснабжении в Российской Федерации» №69-ФЗ.
3. Распоряжение Правительства РФ от 15.12. 2021 г. №3403-р.
4. Н.М. Сторонский и др. Проблемы развития газоснабжения в регионах, удаленных от объектов газовой инфраструктуры России. «Нефтегазовая Вертикаль» №5/2022, стр. 26-34.
5. Перечень поручений по итогам совещания с членами Правительства (утв. Президентом РФ 7 февраля 2022 г. №Пр-276). 10 февраля 2022. <https://gnpholding.gazprom.ru/>.
6. https://gastermo.ru/?an=rashod_gas
7. Газ несетевой. Альтернативная газификация регионов России за счет СУГ и СПГ. Газовый бизнес №1, 2022, С. 2-11.

Аспекты автономной газификации населения СУГ

Основные потребители – население, проживающее на территории, где отсутствуют или слабо развиты системы сетевого газоснабжения, а также дачники. Сегодня СУГ в основном используется для приготовления пищи. СУГ для отопления и подогрева воды применяется меньше, так как требует больших объемов потребления и создания дополнительной специальной инфраструктуры – установки подземной индивидуальной емкости для хранения, прокладки газопровода, установки внутридомового газового оборудования – котла и (или) бойлера.

Дополнительные объекты хранения СУГ занимают значительные земельные участки и могут быть учтены при строительстве новых объектов ИЖС с учетом организации их регулярного пополнения. Технические параметры хранилища определяются обоснованными режимами потребления топлива, возможностью обеспечить регулярную поставку СУГ, в том числе и в отопительный период.

Отапливать многоквартирные дома и объекты комбыта целесообразно от котельных, использующих альтернативное сетевому газу топливо, в т.ч. СУГ, с созданием единого значительного по объему хранилища.



ЧЕЛОВЕК РАЗУМНЫЙ В «УМНОМ ГОРОДЕ»

ДМИТРИЙ СЕРЕГИН

«Нефтегазовая Вертикаль»

Этот текст написан демонстративно не в деловом стиле. Оценить ситуацию с актуальной и будущей урбанизацией представляется правильным именно таким образом. Простой анализ событий не дает объективной оценки. Понять перспективу явления города возможно через идентификацию его первоначальных установок. А для этого не надо мучить себя урбанистами. Электронный город вырастает из предпосылок, заложенных с самого начала, просто освобождая их от физической плотности. Виртуализируя. Попытка понимания, что может быть с российскими городами в будущем, представлена в этой статье.



Беседы со специалистами в области урбанистики, современной архитектуры и городского хозяйства осветили невзрачную картину близкого и среднесрочного будущего российских городов. Призвав на помощь профессиональный опыт и историческое воображение, попытавшись найти «плюсы» на оборотной стороне тенденции к сумеречной стагнации, эксперты затруднились набросать альтернативный светлый сценарий.

В июльские дни экспертные раздумья о судьбе городов звучали в тональности поздней осени. Конечно, нашу «глобальную отзывчивость» подметил еще Достоевский. А в 2022 году подавленность охватила города Европы. «Зеленые» двери, запертые на пандемию, так и не распахнулись. В когда-то безуглеродные ландшафты уже вписывают трубы угольных котельных, жителей учат солидарному выживанию.

Под тяжестью новостного ряда эксперты, как на Западе, так и в России, могут слишком прямолинейно проецировать в будущее свое разочарование. Очевидно также, что общественные и профессиональные дискуссии на тему будущего городов, еще недавно звучавшие эхом Давосско-

го форума, публичного звучания сегодня не имеют. Как нет и объемной картины понимания будущей урбанистики.

В таком случае попробуем оттолкнуться от сущностного анализа. Возьмем как основание для выводов не событийный ряд, а суть дела. Научнообразность ни к чему, воспользуемся мифом о Городе, повествовательная логика которого выводит нас прямо к порогу грядущего. Стоя на этом пороге, мы сопоставим выводы мифа с заключениями науки.

Модель города человечества

«Городить» – значит ставить поперек, преграждать проход и затруднять общение. Внутри ограждающей стены отгороженные друг от друга стены домов. Город избрал замок – шифр скважины и точный ключ. Ценность ключа в том, что под замком. Ключи от города – символ власти. Город одержим соответствием и обладает правилом. Что не является порядком, формулирует Закон. Версия формулы, управляющей городом. К ней имеют ключ, умеют ее считывать и применять так называемые служители закона. Если выделить их функцию, получим актуальное видеонаблюдение, распознавание и классификатор нарушений с обратной связью. Горожане распределены по цехам. Цех обладает секретом – формулой, мастера умеют считывать код и проецировать инструкцию. Полезная функция мастера, очищенная от наносов живой природы, даст нам станок с ЧПУ.

В любой из этих закодированных формул заключена программа самовозрастающего богатства. Но нет никакого указания на человека, ни в смысле вида, ни тем более индивида. Более того, человек не запрограммирован под эту функцию, он обладает ею. Мало помалу в городе ускоряются изменения. Город с самого начала, и как принцип, и по функции, и как базовая модель, и как социальный реактор – разворачивал процесс модернизации. На отгороженной площадке обособляются взаимно чужие люди, предельно дистанцированные от природы. Они запускают процессы, которых нет в природе, получая продукты, которых природа не произвела. По сути город производит изоляцию человека от природы. А затем модернизации подвергается уже и сам человек.

Мы говорим, переводя себя на язык план-графика, мы входим в алгоритм, где все «мы» лишь переменные. Вписанные в общезначимые расписания, включенные в проектные задания, мы функциональны, мы эффективны, мы приносим результат, мы коллеги по цеху, но в азарте конкуренции мы знаем вкус интриги, и вот мы съели всех, но нас замещает робот. Но люди ведь и всегда были временны. А в предельно «умном городе» ИИ соединит все скважины и все ключи в один замок – охватывая сферой и сводя в точку весь город. Вот каков в кратком пересказе миф о Городе.

Петр ИВАНОВ,
социолог лаборатории «Гражданская
инженерия», профессор Свободного университета

«Сегментации и распаду управления страной при этом не ожидается. Бюрократический аппарат не сокращается в трудные времена, а разрастается»

Владимир ГОРЧАКОВ,
руководитель Группы оценки рисков
устойчивого развития, АКРА

«Возможен кочевой переток по вахтовому методу. Будет работать удаленная генерация на мазуте, как это сейчас происходит на Амуре. Золотодобытчики ставят ВИЭ-генерацию»

Реальная история

Задумаемся о судьбе городов. Какой мы поставим вопрос? Что ждет города? Да нет, вопрос для нас в том, что нас ждет в городах? Вопрос о городе обращен в наше возможное будущее. С этим будущим мы соотносим свои ожидания, расселяя их в воображаемом городе, городе нашей мечты.

Если бы люди не умели строить воображаемое будущее, то они не умели бы строить города. В отличие от села, естественно возникшего в природных круговоротах, город с самого начала мог быть, а может быть, и был произведением искусства. А именно, искусства воображать жизнь, согласную с нашими желаниями, а разве не желаем мы счастья себе, и разве оно не в счастье наших близких? Возможно, в реальной истории такой город полнее всего воплотился в театре, с его драматургией, костюмами и декорациями.

В реальности все не так, как на сцене нашего воображения и наших художественных театрах. Послушаем теперь реальную историю, которую рассказали нам эксперты.

Стратегия территориального развития Российской Федерации не содержит ни одной карты, она не отражает направления, в котором должна развиваться Российская Федерация. Все будет происходить в режиме ручного управления, когда решающее значение имеют разговоры в кулуарах, личные встречи губернаторов с президентом и тысячи случайных обстоятельств, не поддающихся точному прогнозу и даже фиксации постфактум. Сегментации и распаду управления страной при этом не ожидается. Бюрократический аппарат не сокращается в трудные времена, а разрастается. Например, как Минстрой отвечает за благоустройство городов, так он и сохранит если не деятельность, то свое присутствие в них и соответственно контроль. В результате ближайший и тем более удаленный горизонт – комбинации точечных флуктуаций, сливающихся не в хаос, конечно, но в управленческую неопределенность. В конечном итоге управляющей силой будет суммарный вектор воли и активностей массы людей, но сходящихся в одном человеке.

Казалось бы, другой путь избрали «умные города», которых у нас можно пересчитать по пальцам одной руки. Москва, Санкт-Петербург, Казань. На самом деле именно они в зоне наибольшего риска хаотизации. Весь софт,

установленный по программе «Умный город», иностранного происхождения. Он падет при хорошо организованной хакерской атаке. Впрочем, интеллектуализация даже столичных городов продвинулась не особенно глубоко. Если хакеры, конечно, преуспеют, это не будет апокалипсис. Хотя от сбоев пострадают десятки тысяч человек. Но остальные города России ничего такого на себе не испытают. В этом смысле они неуязвимы.

Мобилизационная экономика, а сегодня именно такой эпитет в медиасреде определяет хозяйственную деятельность в стране, склонна к масштабным сценариям. У нее есть острая потребность «провернуть» деньги, пока они сохраняют реальную стоимость. Последуют огромные стройки. Возможно, России именно теперь удастся построить Северный широтный путь, мосты через Обь и Енисей. Но уж точно развернется конкуренция городов за мегапроекты, только гораздо более бестолковые. К примеру, они будут предлагать проекты самой большой в мире ледовой арены, концертного зала и других масштабных вещей, несмотря на наличие ветхого жилого фонда, бараков с фонящими стенами, хрущевок и прочих атавизмов ЖКХ, красующихся в различных регионах страны. Возможен краткосрочный энтузиазм и подъем, который не обернется выигрышем в долгосрочном плане. Последствия лягут на плечи местных бюджетов, как это случилось с Владивостоком. Русский мост и университет в обслуживании очень дороги. А их полезная нагрузка вызывает сомнения, во всяком случае пока.

Город вообще завязан на стройках. Девелопмент ждут большие перемены. Здания в постройке будут дорожать. Заказчиками квартир станут состоятельные люди. Спрос останется на более качественные дома, новые технологии, включая деревянное строительство. А это плодородное поле, для которого Минстрой выпустил документ (по расширенному применению новых технологий). Архитектурные и экологические новации в городском строительстве – это, по крайней мере, апробация современных технологий, до масштабирования которых у нас руки никак не дойдут. Энергоэффективные решения находят растущий спрос в регионах Крайнего Севера. Но ведь у нас везде холодная зима. Так что предложение, в случае освоения технологий девелоперами, будет «наползать» на наши города с севера на юг. Как сказано выше, платежеспособный спрос будет не массовым, но будет. Программу «Комфортная городская среда» в крупных го-

Татьяна ЖУРАВЛЕВА,
руководитель центра городских компетенций, АСИ

«Бюджетные города становятся все менее конкурентоспособными. Так будет продолжаться, пока они не найдут свое позиционирование на рынке и среди других городов»

Сергей ГЕОРГИЕВСКИЙ,
соучредитель Группы компаний «ЦЕНТР»

«Локальная энергетика может быть востребована. Для этого, как минимум, необходимо «пакетное решение»: стандартное оборудование + дешевый энергоноситель + установка + простая эксплуатация»

родах оставят. Она как раз и будет обслуживать специализированный спрос богатых кварталов.

Тем временем уйдут в прошлое дешевые квадратные метры. Доступность жилья для населения уменьшится, в том числе из-за недоступности ипотеки – вполне возможное явление. Это могло бы вызвать миграционный отток в средние и малые города, если бы там обеспечили более привлекательную среду или признаки работы на этом направлении. Но, скорее всего, резать кости начнут на малых городах. Ведь вряд ли туда добровольно поедет кто-нибудь из жителей мегаполисов. Миграционный поток в провинцию маловероятен. Жители останутся, несмотря на то, что благоустройство в больших городах попадет под удар. Московский урбанистический форум провел исследование «Борьба за горожанина»: основной массе важно, чтобы было жилье, пристроен ребенок – детские сады и школы, так называемая минимальная социальная инфраструктура. Зоны отдыха в число приоритетов не вошли, так что ими можно легко пожертвовать.

А вот приедем все сложнее будет найти себе жилье на рынках недвижимости больших городов. В кризисные 1990-е люди ехали из малых городов в крупные. Но теперь эта масса, оставив свои города, может зависнуть, так и не устроившись в мегаполисах, образовав кочующие объединения разного профиля. Мобильность будет следовать за зарплатой или за совсем другими предпочтениями, которые сегодня трудно обозначить. К примеру, сегодня наблюдается отток населения из Мурманска в Псковскую область. Из области с крупными бизнес-проектами, в регион с более низкой социальной базой. Сырьевые города могут тоже просесть, компании дадут меньше налоговых отчислений. Да и вообще при возможном замедлении экономики – рост уровня вложений в качество жизни – серьезный пазл. И дело не только в том, что в нефтегазовых городах будет появляться меньше игрушечных парков и скверов. Дело в том, что там не будет прироста рабочих мест.

Возможен кочевой переток по вахтовому методу. На вахтовых локациях, кстати, будет работать удаленная генерация на мазуте, как это сейчас происходит на Амуре. Кроме того золотодобытчики ставят ВИЭ-генерацию, мобильные атомные станции, так что потенциал локальной энергетики в России, безусловно, есть. И этот вариант очень полезен для наших территорий.

В стране сложилась неравномерная система расселения: многие малые города, сельские населенные пунк-

ты, туристские кластеры зачастую не имеют возможности централизованного инженерного обеспечения. Для таких локаций как раз локальная энергетика может быть востребована. Для этого, как минимум, необходимо «пакетное решение»: стандартное оборудование + дешевый энергоноситель + установка + простая эксплуатация.

Будет ли разрыв между разными категориями городов катастрофическим? О разрыве говорим уже лет 10, но есть ощущение, что глобального разрыва все-таки не будет. Потому что политика государства направлена на выравнивание условий жизни. Создаются специальные инструменты, с помощью которых поддерживаются права тех поселений, которые вы называете бюджетными. Но чисто бюджетные города становятся все менее конкурентоспособными. Так будет продолжаться, пока они не найдут свое позиционирование на рынке и среди других городов. Залатывание местных дыр за счет бюджетной политики и действующих программ – это опора на внешние ресурсы. А очень бы хотелось, чтобы этот тип городов опирался на свою естественную экономику и свои локальные ресурсы. Для этого есть масса инструментов. Но с учетом обстановки следующие 10 лет могут быть проигрышными для бюджетных городов на общем конкурентном поле.

Такова реалистичная картина будущего российских городов глазами четырех опрошенных экспертов. Позиции их по большей части вопросов оказались совместимы. Мы разместили пересказ экспертных высказываний тематическими блоками, чтобы показать упорядоченную картину.

Мы видим тенденцию к снижению уровня жизни, благоустройства и комфортности городской среды. Возможно повышение «кочевой» трудовой мобильности. Вместе с тем страна сохранит централизованное управление и бюрократическую вертикаль. Вероятны крупные инициативы, повышающие инфраструктурную связность. Современные энергосберегающие и экологические технологии будут осваиваться девелопментом. Но проекты «Умного города» затормозятся. И это контрольная точка, говорящая о том, что миф о Городе не дотягивает до самосбывающегося прогноза.

Город возникнет в соединении мечты («А хорошо было...») и технологического искусства («А как это сделать?»). С инженерным дипломом хорошая «мечта» – это конструктивная «идея». А идея, овладевшая массами, становится материальной силой. ■



РАСЧЕТ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА ДЛЯ ОФИСНЫХ ЗДАНИЙ

ЗУБАКИН В.А.

Д.э.н., заведующий кафедрой (базовой) ВИЭ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

КАРАСЕВИЧ В.А.

К.т.н., доцент кафедры (базовой) ВИЭ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На примере профильного вуза ТЭК, Губкинского университета, авторы показывают, как можно рассчитать углеродный след и как его снизить.

Подписание Парижского соглашения и последовавшая за этим активность России и других стран в области декарбонизации делает вопрос снижения углеродного следа важным и актуальным для большинства крупных и средних компаний.

На примере РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в статье проиллюстрированы подход и методология по расчету углеродного следа офисных зданий и сооружений нефтегазовых компаний. Опыт и наработки, полученные в ходе проведенной работы по расчету углеродного следа

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, могут быть эффективно использованы как для расчета и анализа углеродного следа других российских учебных заведений.

В декабре 2019 года Распоряжением Правительства РФ принят «Национальный план мероприятий первого этапа адаптации к изменениям климата на период до 2022 года», в котором, в частности, предусмотрена разработка и утверждение отраслевого плана адаптации к изменениям климата в сфере топливно-энергетического комплекса. Указом Президента РФ от 4 ноября 2020 года

№666 «О сокращении выбросов парниковых газов» к 2030 году предусмотрено сокращение внутренних выбросов CO₂ на 30% от уровня 1990 года, а к 2050 году ставится задача сделать российскую экономику низкоуглеродной.

Федеральным Законом №296 – ФЗ от 2 июля 2021 года «Об ограничении выбросов парниковых газов» предусмотрено введение обязательной углеродной отчетности, создание реестра выбросов, введение целевых показателей выбросов парниковых газов. Согласно Постановлению Правительства РФ от 14 марта 2022 года №355 «О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям», предусматривается введение обязательной отчетности для предприятий и организаций. Введение углеродной отчетности планируется реализовать в два этапа. С 1 января 2023 года должны отчитываться предприятия и организации с годовыми парниковыми выбросами свыше 150 тыс. тонн, с 1 января 2025 года – предприятия и организации с годовыми углеродными выбросами свыше 50 тыс. тонн.

Подход к расчету углеродного следа в России

В России можно выделить три основных подхода по расчету углеродных выбросов. Первый подход (далее будем называть его российским) базируется на принятых в России федеральных законах, постановлениях и распоряжениях Правительства РФ, отвечающих за выбросы парниковых газов министерств и ведомств. Второй подход (далее европейский) базируется на международных стандартах ИСО, которые оформлены и утверждены в виде российских государственных стандартов. Третий подход (далее международный) базируется на стандартах Протокола по парниковым газам (GHG Protocol). Первый подход необходимо применять при формировании работающими в России компаниями обязательной с 2023 года углеродной отчетности, второй и третий подходы более полезны при работе с зарубежными потребителями товаров и услуг российских компаний, зарубежными инвесторами и потенциальными зарубежными покупателями российских углеродных единиц.

Расчет выбросов на основе российского подхода

Российский подход для расчета выбросов парниковых газов был разработан в рамках реализации Концепции формирования системы мониторинга, отчетности и проверки объема выбросов парниковых газов в Российской Федерации, принятой Распоряжением Правительства РФ от 22 апреля 2015 года №716-р (с изменениями от 30 апреля 2018 года) и базируется на методологии,

описанной в двух приказах Минприроды: №300 от 22.04.2015 и №330 от 29.06.2017.

В соответствии с требованиями Федеральным законом от 2 июля 2021 года №296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» расчет прямых углеродных выбросов по методологии, описанной в Приказе №300 с 2023 года обязателен для всех российских компаний, прямые углеродные выбросы которых превышают 150 тыс. тонн в год. В эту категорию попадают все крупные нефтегазовые компании. С 2025 года отчетность обязательна для компаний с прямыми годовыми углеродными выбросами свыше 50 тыс. тонн.

В отличие от рассматриваемых ниже подходов к расчету углеродного следа российская методология предусматривает расчет выбросов парниковых газов только для организаций и не предусматривает оценки углеродного следа при реализации проектов или связанного с жизненным циклом продукции.

Прямые выбросы

Методология расчета прямых выбросов парниковых газов содержится в Приказе Минприроды России №300 от 30.06.2015 «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (далее Приказ №300).

На основании методических указаний Приказа №300 рассчитываются прямые выбросы парниковых газов – углеродные выбросы, которые происходят непосредственно от производственных объектов организации и осуществляемых производственных процессов. По методологии рассмотренного ниже Протокола о парниковых газах данные выбросы попадают в Охват 1, также они соответствуют прямым выбросам по рассмотренному ниже европейскому подходу. Согласно пункту 4 Приказа №300 количественное определение объемов выбросов парниковых газов осуществляется за календарный год в целом по организации, либо отдельно для каждого филиала и обособленного подразделения. В случае наличия у организации филиалов или обособленных подразделений, расположенных на территории нескольких субъектов Российской Федерации, количественное определение выбросов и подготовка сведений о выбросах осуществляются отдельно для филиалов или обособленных подразделений, расположенных на территории различных субъектов Российской Федерации [1].

Источники выбросов парниковых газов в организации должны быть идентифицированы и классифицированы по категориям, перечень которых содержится в Приложении 1 Приказа №300 [2]. Из 19 предложенных групп для компаний нефтегазового сектора актуальны

лишь шесть: стационарное сжигание топлива, сжигание в факелах, фугитивные выбросы, нефтепереработка, производство аммиака и добавляемый к ним транспорт. Расчет углеродных выбросов от транспорта обычно делается на основании методических рекомендаций, приведенных в Распоряжении Минприроды России от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации» [3]. Для приведенного ниже расчета углеродного следа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина рассматривались две позиции: стационарное сжигание топлива и транспорт.

Прямые выбросы РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина образуются за счет потребления вузом моторного топлива, а также за счет потребления природного газа на нужды собственной котельной

В приложении 2 Приказа №300 даны методики для расчета выбросов парниковых газов по всем указанным в Приложении 1 направлениям. Потенциал глобального потепления для каждого из парниковых газов, как и сам перечень парниковых газов представлен в Приложении 3 Приказа №300. Следует отметить, что потенциал глобального потепления по каждому из парниковых газов в Приказе №300 отличается от аналогичных показателей, представленных в методиках двух ниже рассмотренных подходов.

Косвенные выбросы

Методология оценки косвенных выбросов парниковых газов от потребления тепла и электроэнергии содержится в Приказе Минприроды России №330 от 29 июня 2017 года «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» (далее Приказ №330). Данные выбросы идентичны косвенным выбросам в европейском подходе и в большей части соответствуют выбросам по Охвату 2 Протокола о парниковых газах.

В части формирования отчетов по компаниям, филиалам и регионам работы, подход к учету углеродных выбросов по Приказу №330 аналогичен описанному выше подходу, который содержится в пункте 4 Приказа №300.

Для расчета количественных показателей выбросов предлагается на выбор использовать региональный или рыночный методы. Региональный метод целесообразно

использовать, когда тепло или электроэнергия берется из сети, в этом случае удельные показатели выбросов парниковых газов в CO_2 -эквиваленте берутся на основе средних показателей в регионе или энергосистеме (грамм CO_2 -эквивалента на 1 кВт или кг CO_2 -эквивалента на 1 Гкал). Например, при покупке электроэнергии на оптовом рынке в первой ценовой зоне можно использовать средние удельные показатели выбросов, которые публикуются на сайте Администратора торговой системы.

В случае с рыночными методами поставки тепла и/или электроэнергии осуществляются по двухсторонним договорам или договорам купли-продажи энергии, а удельные показатели выбросов парниковых газов на 1 Гкал тепла или 1 кВт*ч электроэнергии берутся по каждому поставщику тепла и/или электроэнергии. Такой подход имеет смысл при четком понимании, с каких внешних генерирующих объектов осуществляется поставка энергоресурсов и какие удельные выбросы на этих предприятиях. Также рыночный подход удобен при покупке низкоуглеродной энергии. Удельные показатели выбросов парниковых газов при этом могут обозначаться в договорах на поставку энергоресурсов.

В случае с расчетом углеродного следа РГУ нефти и газа и по теплу, и по электроэнергии был применен региональный метод, а удельные показатели выбросов парниковых газов были рассчитаны на основе данных АТС и годовых отчетов компаний-поставщиков энергоресурсов.

Расчет выбросов на основе европейских стандартов ИСО (европейский подход)

Данный подход основан на международных стандартах ИСО, принятых в России в виде ГОСТ и ГОСТ Р. Общие подходы к климатическим проектам описаны в ГОСТ Р ИСО 14080-2021 «Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов».

Методология для расчета углеродного следа компаний описана в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 «Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации» [4].

В соответствии с ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 под прямыми выбросами или поглощением парниковых газов (далее ПГ) понимаются углеродные выбросы или поглощение от источников ПГ, находящихся в собственности или под контролем организации. Под косвенным углеродным выбросом понимается выброс ПГ, являющийся следствием операционной деятельности организации, но возникающий из не принадлежащих организации и не контролируемых ею источников. Можно говорить о том, что понятия прямых и косвенных углеродных выбросов в российском и европейском подходе совпадают.

На уровне организации выбросы ПГ должны распределяться по следующим категориям:

- а) прямые выбросы и поглощения ПГ;
- б) косвенные выбросы ПГ от импортированной энергии;
- с) косвенные выбросы ПГ от транспортирования;
- д) косвенные выбросы ПГ от продукции, используемой организацией;
- е) косвенные выбросы ПГ, связанные с использованием продукции, выпускаемой организацией.
- ф) косвенные выбросы ПГ из других источников.

В отличие от российского подхода, где косвенные выбросы ограничиваются учетом внешних поставок тепла и электроэнергии, в европейском подходе учитывается более широкий спектр косвенных углеродных выбросов. Также следует отметить, что в российском и европейском подходах различается количественная оценка потенциал глобального потепления для одних и тех же парниковых газов. В европейском подходе используют значения потенциалов глобального потепления, определяемые Межправительственной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК).

В европейском подходе важное значение уделено не только идентификации источников/поглотителей углеродных выбросов и их количественному определению путем расчета или измерения, но и валидации и верификации подготовленных заключений о выбросах.

В отличие от российского подхода, в европейском предусмотрен расчет углеродного следа как для проектов (ГОСТ Р ИСО 14064–2–2021 «Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта») так продукции (ГОСТ Р ИСО 14067–2021 «Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению»).

Протокол по парниковым газам (GHG Protocol)

Стандарты Протокола по парниковым газам разработаны World Resource Institute (WRI) и World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). Несмотря на то, что стандарты не приняты в России в виде государственных или отраслевых стандартов, этот подход к оценке парниковых газов является достаточно распространенным среди российских компаний.

Для расчета углеродного следа организаций применяется Корпоративный стандарт (GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard), в котором все парниковые выбросы делятся на три охвата.

Охват 1 включает в себя прямые углеродные выбросы от российского или европейского подхода, к которым

дополнительно добавляются углеродные выбросы на перепродаваемую электроэнергию, полученные от внешних организаций (в российском и европейском подходе они относятся к косвенным выбросам). В Охват 1 не включаются углеродные выбросы от использования биомассы и выбросы от парниковых газов, не попадающих в Киотский протокол (такие как фторхлоруглероды и NO_x), отчетность по ним носит необязательный характер.

Общий объем прямых углеродных выбросов РГУ нефти и газа имени Губкина в 2020 году составил 1075,7 тонн CO_2 -единиц

Охват 2 включает в себя косвенные углеродные выбросы на электроэнергию, за исключением косвенных выбросов, попадающих в Охват 1. В отличие от российского подхода, Охват 2 не включает в себя косвенные выбросы от приобретаемого извне тепла. Все остальные косвенные выбросы попадают в Охват 3, отчетность по которому носит необязательный характер.

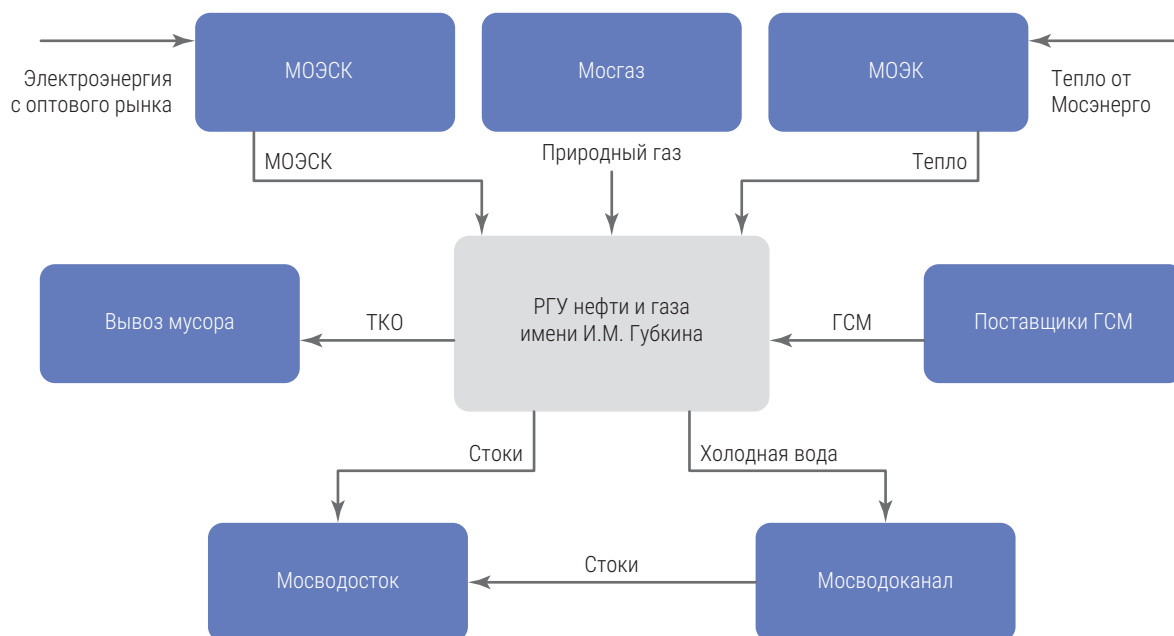
Кроме корпоративного стандарта Протокол по парниковым газам содержит следующие, имеющие отношение к деятельности компаний стандарты: Стандарт корпоративной цепочки создания стоимости (область Охвата 3) – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard, Стандарт продукта – Product Life Cycle (PLC) Standard и Протокол проекта – Project Protocol, которые так же, как и в европейский подход позволяют рассчитать углеродный след для проектов и продукции.

Расчет углеродного следа РГУ нефти и газа

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина на кафедре возобновляемых источников энергии была проведена оценка углеродного следа университета с применением базирующегося на методиках Минприроды РФ российского подхода.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный Исследовательский Университет) имени И.М. Губкина» был основан в 1930 году и занимается подготовкой специалистов для нефтяной и газовой промышленности по направлениям добычи, хранения, транспортировки и использования нефти и газа. В 2021 году в РГУ работали 2156 преподавателей и представителей научного персонала, учились 10867 студентов. На балансе Губкинского университета в 2021 году находились здания и сооружения общей площадью 234,2 тыс. м², в том числе 133 тыс. м² учебно-лабораторного назначения. Все здания вуза можно квалифицировать как офисные.

Рис. 1. Схема взаимодействия РГУ нефти и газа с поставщиками коммунальных услуг



Для расчета углеродных выбросов РГУ нефти и газа была разработана общая схема взаимоотношения между университетом и поставляющих ему коммунальные услуги организаций (см. «Схема взаимодействия РГУ нефти и газа с поставщиками коммунальных услуг»).

Прямые выбросы РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина образуются за счет потребления вузом моторного топлива, а также за счет потребления природного газа на нужды собственной котельной. Косвенные выбросы образуются за счет потребления коммунальных услуг сторонних организаций (водоснабжение, приобретение тепла и электроэнергии, вывоз ТКО, водоотведение).

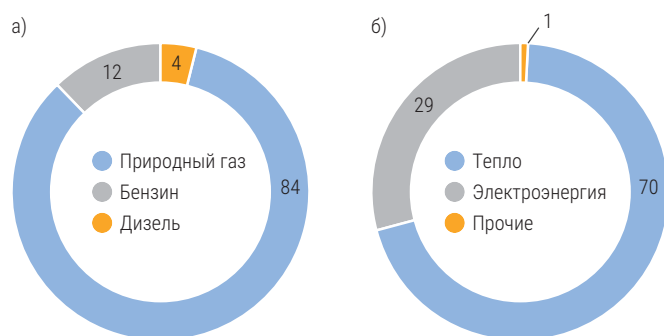
Прямые углеродные выбросы университета складываются из углеродных выбросов от использования го-

рюче-смазочных материалов (моторного топлива и масел) и потребления природного газа на нужды собственной котельной университета. Для количественного определения выбросов был выбран метод расчета на основе материально-сырьевого баланса. Общий объем прямых углеродных выбросов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в 2020 году составил 1075,7 тонн CO_2 -единиц. Вклад природного газа, дизельного топлива и бензина показан на диаграмме на рис. 2а «Прямые и косвенные углеродные выбросы». Видно, что вклад моторного топлива в прямые выбросы университета незначителен по сравнению с вкладом природного газа, который потребляется на принадлежащей университету котельной. При расчете прямых выбросов использовались количественные значения потенциала глобального потепления, опубликованные в Приказе Минприроды РФ №300.

Общие косвенные выбросы от закупки РГУ тепла и электроэнергии в 2020 году составили 13 459,6 тонн CO_2 -единиц, их распределение показано на рис. 2б. Этот блок выбросов традиционно является крупнейшим для предприятий офисного типа, не имеющего собственной генерации тепла и электроэнергии, к которым, в принципе, можно отнести РГУ нефти и газа.

Косвенные выбросы можно разделить на две группы: выбросы от приобретаемых извне тепла и электроэнергии (Приказ №330 в российской методике) и прочие косвенные углеродные выбросы (водоснабжение/водоотведение, вывоз ТКО и т.д.). Как видно из рис. 2б, прочие косвенные выбросы вносят незначительный вклад в общий объем углеродных выбросов РГУ нефти и газа.

Рис. 2. Прямые (а) и косвенные (б) углеродные выбросы



При расчете косвенных выбросов от каждого вида поставок вначале определялись удельные выбросы на единицу поставляемой продукции (например, удельные углеродные выбросы на 1000 м³ природного газа или на 1 кВт*ч приобретенной электроэнергии). Также по возможности принимался во внимание многофакторность образования выбросов. Например, для расчета удельных углеродных выбросов по теплу было принято во внимание, что кроме углеродных выбросов на тепло поставщика услуги МОЭК также был учтен вклад выбросов на производство тепла и от компании Мосэнерго (поставляет МОЭК более 2/3 от общего объема тепла). Данные по объему тепла отпущенного Мосэнерго компании МОЭК и по углеродным выбросам обеих компаний брались или рассчитывались на основе информации из годовых отчетов предприятий.

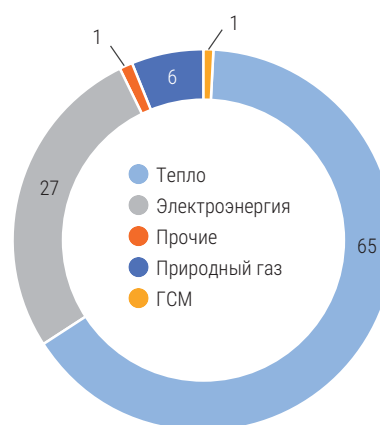
При расчете углеродного следа поставляемой вузу компанией МОЭСК электроэнергии, удельные выбросам первоначально планировалось определять как сумму удельных выбросов на производство электроэнергии с оптового рынка (публикуется на сайте АТС) и удельных выбросов компании МОЭСК. Однако в связи с отсутствием данных по удельным выбросам МОЭК было принято решение определять удельные выбросы по электроэнергии исходя из удельных углеродных выбросов на 1 кВт*ч электроэнергии, скорректированных с учетом публикуемых МОЭСК потерь на транспортировку электроэнергии (куда включены собственные нужды предприятия).

По результатам выполненных расчетов общий объем парниковых газов РГУ нефти и газа в 2020 году можно оценить в 14635,3 тонны CO₂-единиц. На рис. 3 размещена диаграмма полных углеродных выбросов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, из которой видно, что основной вклад в выбросы университета вносят косвенные выбросы, тогда как доля прямых выбросов не превышает 10%. Такая картина характерна для большинства предприятий офисного типа, которые покупают тепло извне, а не вырабатывают его на собственные котельные. В университете есть собственная небольшая котельная, но она работает не на отопление, а только на горячее водоснабжение.

Удельные прямые выбросы парниковых газов на одного сотрудника университета (сюда вошли как студенты, так и преподаватели и другие работники РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) составили 82,6 кг CO₂-единиц на человека, общие удельные выбросы университета оцениваются в 1,1 тонну CO₂-единиц на человека. Проведенный анализ чувствительности показывает, что наибольший потенциал снижения выбросов лежит в эффективном потреблении тепла, электроэнергии и природного газа на собственные нужды.

Опыт и наработки, полученные в ходе проведенной работы по расчету углеродного следа РГУ нефти и газа

Рис. 3. Углеродные выбросы РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина



имени И.М. Губкина, могут быть эффективно использованы для расчета и анализа углеродного следа других российских учебных заведений. Проведение подобной работы с учетом специфики их расположения (географическое положение, климатические условия, наличие производственной и или экспериментальной базы) позволит определить направления снижения углеродных выбросов вузов и офисных помещений нефтегазовых компаний, в том числе за счет повышения энергоэффективности, использования энергии ВИЭ и эффективной переработки отходов. ■

Список литературы

1. Федеральный закон от 2 июля 2021 года №296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов».
2. Приказ Минприроды России №300 от 30.06.2015 «Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации».
3. Распоряжение Минприроды России от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации».
4. Приказ Минприроды России от 29 июня 2017 года №330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».
5. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 «Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации».
6. Корпоративный стандарт (GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard).



<https://www.trendsonstyle.ch/wp-content/uploads/2017/02/bild1-7.jpg>

ОРИЕНТИР НА АЗИАТСКИЕ АВТОКАРЫ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ – В ПРОЕКЦИИ. ВЗГЛЯД ОТРАСЛЕВОЙ КОМПАНИИ

ВЛАДИМИР КАЛАЕВ

*Директор по маркетингу
Electro.cars*

МАРИЯ ЧЕРНИКОВА

*Генеральный директор
Electro.cars*

Запрос на новые технологии в сегменте электротранспорта существует давно. Как бы ни менялся контекст оценки целесообразности и экологичности данного вида моторов, глобальный спрос и производство электрокаров растет. Весной правительство России решило поддержать отрасль инвестициями. Что в перспективе?

В сентябре 2019 года Правительство России приняло Парижское соглашение [1]. То есть взяло на себя обязательства по сдерживанию глобального потепления. Россия должна достичь к 2030 г. выбросов парниковых газов не более 70 % от уровня 1990 г.

Сокращением выбросов парниковых газов от автомобильного транспорта Министерство транспорта занимается с 2012 года [2]. Именно транспорт в крупных городах является источником выбросов и основным загрязнителем воздуха [3]. Например, в Москве по статистике [4] именно с транспортом связано 90% выбросов.

Развитие же сегмента электротранспорта обусловлено не только экологическими инициативами. Именно этот вид передвижения рассматривается как звено перехода к автопилотируемому транспорту. Кроме того, сегодня актуальна задача запуска отечественного автопроизводства. Наиболее вероятный механизм реализации – локализация электроавтомобильного производства восточных стран, в первую очередь Китая.

**До 2024 года в России планируется
выпустить не менее 25 000
электромобилей и установить 9 400
зарядных станций по всей стране,
из которых 2900 – быстрые**

Трансформация транспортной инфраструктуры с двигателей внутреннего сгорания (ДВС) на электромоторы сегодня происходит во всем мире. Поддержка инфраструктуры, стимулирование спроса и ограничение использования автомобилей с двигателем внутреннего сгорания активно происходят в Западной Европе, США и Китае.

Например, в Поднебесной только в мае 2022 года установили 87 000 зарядных станций [5]. Общее количество станций приближается к 1,5 миллиона. Такой темп обусловлен стремлением китайских властей ускорить переход на электрокары для снижения выбросов и развития более технологичных производств.

В августе 2021 года Правительство утвердило Концепцию [6] по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года. Согласно документу до 2024 года планируется выпустить не менее 25 000 электромобилей и установить 9 400 зарядных станций по всей стране, из которых 2900 – быстрые. На втором этапе до 2030 года каждый 10-й выпускаемый автомобиль должен быть электрическим, а число зарядных станций вырастет как минимум до 72 000 в рамках государственных и частных сетей.

**Как сейчас обстоят дела
с электрозарядными станциями в России?**

На июль 2022 года в России установлено около 450 быстрых зарядных станций. Из них 50 – в Москве. Реализованы проекты электрозарядных сетей, позволяющих добраться из Санкт-Петербурга до Москвы [7] и до городов Черноморского побережья, в том числе Сочи [8].

В разрезе развития инфраструктуры важно рассматривать именно установку быстрых публичных станций, которые заряжают автомобиль за 20-30 минут. Это позволит функционировать корпоративным электропаркам такси, каршеринга, службам доставки, курьерам и экспедиторам, а также осуществлять движение между городами. Именно корпоративный сегмент создает постоянный устойчивый спрос на электрозарядки, что будет драйвером развития зарядных сетей.

В России сегодня уже реализованы комплексные проекты запуска корпоративных электропарков в Сочи, Краснодаре на базе цифровой платформы [9]. В Сочи работает таксопарк, состоящий исключительно из электромобилей – 30 машин марок Tesla Model 3 и JAC EV7. В декабре 2021 года парк из десяти китайских электрокаров JAC вышел на линию в Краснодаре.

Во Владивостоке в июне 2022 года запустили проект электрокаршеринга из 15 новых электромобилей JAC iEV7S. Автопарк планируют расширить до 70 единиц к концу этого года, и до 100 – в следующем.

На сегодняшний день рынок электрозарядок в России на стадии раннего роста. Развитие сети быстрых станций требует инвестиций от 2 500 000 рублей, а также технологического присоединения, мощностей для ее подключения от 60 кВт, решения юридических вопросов и программного обеспечения для управления инфраструктурой.

**Сегодня актуальна задача запуска отечественного
автопроизводства. Наиболее вероятный
механизм реализации – локализация
электроавтомобильного производства восточных
стран, в первую очередь Китая**

Однако уже сейчас зарядные станции устанавливают не только государственные, но и частные организации. При использовании грамотного IT-решения, маршрутизирующего электрокары к зарядным станциям и управляющего равномерной загрузкой ЭЗС в течение суток, срок окупаемости инвестиции достигает 2-3 лет. Динамика роста количества электрокаров в России ведет к снижению этого срока.

Jac EV7



Ключевым барьером для взрывного развития электрозарядной инфраструктуры в России сегодня является отсутствие стабильного производства электромобилей. Однако в 2022 году сразу несколько производителей объявили о выпуске как легковых [10], так и грузовых электрокаров [11].

В марте 2022 года компания «Моторинвест» и Липецкая область заключили специальный инвестиционный контракт (СПИК) с Минпромторгом. Компания инвестирует 13 млрд руб. в течение 11 лет. К окончанию СПИКа будет произведено более 242 000 электромобилей. Первые образцы автомобилей уже прошли тестирование на сети зарядных станций в Москве в июне 2022 года.

Географическая близость к транспортным узлам, ведущий производитель стальной продукции «НЛМК», про-

изводитель аккумуляторов АО «Энергия» и другие промышленные предприятия Липецкой области, – причины выбора именно этого региона для реализации СПИКа.

Первые модели электромобилей будут выпускаться под брендом Evolute. Среди них: седан С-класса i-PRO с запасом хода 420 км и скоростью быстрой зарядки 36 минут, минивэн 410 км и скоростью зарядки 35 минут, кроссовер i-JOY 405 км и скоростью зарядки 30 минут, внедорожник i-JET 500 км и скоростью зарядки 35 минут соответственно.

Пробег электрокаров превышает показатели популярных моделей Nissan Leaf (40 кВт) – 270 км, и Tesla Model 3 Standard – 340 км.

При этом Минпромторг уже объявил о повышенной субсидии на российские электромобили по сравнению с авто с ДВС – 35% от стоимости, но не более 925 тыс. рублей. Субсидия предоставляется при покупке авто в лизинг и кредит.

Evolute i-JET

**Стоимость российских электромобилей**

Сегодня разница между стоимостью электромобиля среднего класса и бензинового аналога составляет примерно 750 тыс. рублей. При этом эксплуатация электротранспортного средства уже может быть более выгодной, чем использование автомобиля с двигателем внутреннего сгорания, если электромобиль будет проезжать не менее 45 тыс. километров ежегодно в течение не менее пяти лет.

Экономия от потребления топлива и обслуживания возместит разницу суммы, что делает выгодным использование электромобиля, как минимум, в качестве такси и для краткосрочной аренды автотранспортного средства

(каршеринг) в условиях города (сопоставление проводилось для Nissan Leaf и Skoda Octavia).

При реализации планов производителей электрокаров следующей задачей будет ввод машин в эксплуатацию корпоративными парками. Управление электропарком отличается от управления парком автомобилей с ДВС. Важно учитывать технические особенности, где ключевым является уровень деградации батареи, и понимать, что электромобиль – это умный гаджет, который требует настройки для стабильной зарядки на станциях. И поскольку прошивка зарядных станций регулярно обновляется, настройку автомобилей также необходимо проводить регулярно. С этой задачей может справиться специальное программное обеспечение, объединяющее функции управления зарядной сетью и электропарком.

Субсидии правительства на развитие инфраструктуры 2022

В марте 2022 года Правительство приняло постановление [12], утверждающее правила предоставления субсидий на приобретение и установку электрозарядных станций. Несмотря на санкции и другие ограничения, связанные с СВО, энерго-транспортная трансформация России остается в приоритете, как и развитие отечественного автомобилестроения в целом.

При значительном росте количества электромобилей вырастет объем потребляемой электроэнергии в городах

Вместе с тем производителям электромобилей нужен внутренний рынок сбыта, который невозможно развивать без зарядной инфраструктуры.

В 2022 году правительство анонсировало субсидирование установки станций в нескольких регионах: Крым, Татарстан, Краснодарский край, Ленинградская, Московская, Нижегородская, Сахалинская области и город Севастополь. Именно эти регионы были утверждены приоритетными в Концепции развития электротранспорта.

И отдельно выделены деньги на зарядки по трассе М-4 «Дон» для обеспечения транспортной доступности южных регионов. Это Краснодарский край, Воронежская, Липецкая, Московская, Ростовская, Тульская области.

Сформированы требования для получателя субсидии:

- российское юридическое лицо;
- все налоги, пени, задолженности, штрафы уплачены;
- не ведутся процедуры банкротства и реорганизации действующей организации;
- среди членов правления, руководителей и главного бухгалтера нет никого в реестре дисквалифицированных лиц;

Tesla Model 3 Standard



- ранее организация не получала субсидии на установку зарядной станции.

Всего можно получить 2 760 000 рублей. Из них 60%, но не более 1 860 000 рублей на покупку станции и 30%, но не более 900 000 рублей на технические работы и установку станции. Также владельцы зарядных станций от 150 кВт получают налоговые льготы, в частности инвестиционный налоговый кредит, повышающие коэффициенты к норме амортизации и освобождение от налога на имущество.

Правительство определило технические характеристики станций, подходящих под субсидии:

- мощность – от 149 кВт;
- одновременная зарядка двух автомобилей;
- три коннектора; Обязательное наличие GB/T; CCS2 или CHAdeMO – на выбор;
- кабель длиной от 4 метров.

Такие требования были установлены с прицелом на необходимость уменьшения времени зарядки и на рост объемов азиатских электрокаров, где основным коннектором GB/T.

Nissan Leaf



Evolute i-JOY



При обсуждении характеристик зарядных станций участники рынка отмечали, что в России нет ни одной подобной установленной станции и никто не имеет подобного опыта производства.

Кроме того, для установки такой станции потребуются подвести сетевую мощность не менее 160 кВт, но в большинстве регионов сети не готовы к подобному многократному увеличению нагрузки. Следовательно стоимость присоединения к сетям многократно возрастает: от 40–200 тыс. до 5–7 млн руб. Из-за чего концерн «Ростех» направлял в правительство предложение снизить планку по мощности станций до 100 кВт.

В 2022 году сразу несколько отечественных производителей объявили о выпуске как легковых, так и грузовых электрокаров!

При этом «Россети» отметили, что сумма субсидий достаточна «при условии реализации прогноза роста парка электротранспорта в РФ и его качественных характеристик в части емкости батареи и запаса хода».

Отечественные компании уже начали производить зарядные станции с необходимыми характеристиками. Первые станции планируют устанавливать уже в сентябре 2022 года.

Прогноз развития зарядных сетей и влияния на развитие городов

Сеть быстрых зарядных станций в России будет развиваться как модель больших зарядных хабов, где пред-

усмотрены кафе, магазин, отель для комфортного ожидания. В Москве уже работает такой хаб [13] на одной из заправочных станций «Нефтьмагистраль».

Существующие заправочные станции, отели и кафе, расположенные в удобной транспортной доступности и обладающие достаточными свободными мощностями, также будут оснащены зарядными станциями для привлечения автомобилистов.

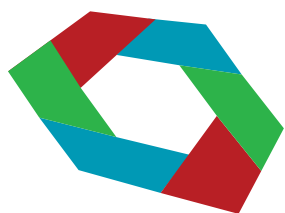
При значительном росте количества электромобилей вырастет объем потребляемой электроэнергии в городах. Это потребует новых решений в области перераспределения энергии. Какие решения есть сейчас:

- технология управления корпоративными электрофлитами, позволяющая распределить зарядные сессии по времени так, чтобы не создавать дополнительные нагрузки на электросети в часы пик и увеличить потребление в периоды наименьшего потребления электроэнергии;
- использование накопителей энергии в производстве электрозарядной инфраструктуры;
- использование возобновляемых источников энергии при строительстве зарядных хабов.

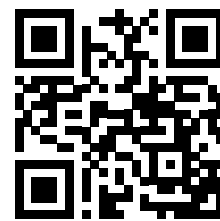
Пока нет собственного производства электромобилей, к сожалению, полностью рассчитывать на поставки азиатских авто нельзя. Сегодня, все, что привозится из-за рубежа – это серый импорт, без одобрения типа транспортного средства (оттс), и не может использоваться в коммерческом сегменте. ❗

Список литературы

1. Постановление Правительства Российской Федерации «О принятии Парижского соглашения» <http://government.ru/docs/37917/>
2. <https://mintrans.gov.ru/documents/1/3218>
3. <https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=22758>
4. <https://www.mos.ru/news/item/91918073/>
5. <https://www.gizmochina.com/2022/06/12/china-87000-new-ev-charging-stations-may-2022/>
6. <http://static.government.ru/media/files/bW9wGZ2rDs3BkeZHf7ZsaxnlbJzQbJJt.pdf>
7. <https://electro.cars/tpost/oo2zphyp1-puteshestvie-iz-peterburga-v-moskvu-s-el>
8. <https://electro.cars/tpost/f2i6tyo6c1-na-elektrokare-do-sochi>
9. <https://electro.cars/>
10. <https://74.ru/text/auto/2022/03/24/70527038/>
11. <https://evm.eco/>
12. Постановление Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Развитие энергетики»» <http://government.ru/docs/all/140043/>
13. <https://electro.cars/tpost/5p50i5llv1-sostoyalos-otkrytie-pervogo-v-rossii-ele>



АЗОТ СИНТЕЗГАЗ УЗБЕКИСТАН и СНГ



Международный конгресс и выставка

9-11 ноября 2022, Ташкент

VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

Генеральный спонсор:



ГАЗПРОМБАНК

Технологический партнер:



КРАСЦВЕТМЕТ

Стратегический партнер:



Uzkimyosanoat

Бронзовый спонсор:

BORSIG

Бронзовый спонсор:



Логистический партнер:



Партнер технического визита:



**CHIRCHIQ
TECHNOPARK**

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ МЕРОПРИЯТИЯ:

**СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР
КОНГРЕССА - АО «УЗКИМЕСАНОАТ»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ НА ХИМИКО-
ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ТЕХНОПАРК
«ЧИРЧИК»***

**ОБШИРНАЯ ГЕОГРАФИЯ:
200+ УЧАСТНИКОВ ИЗ БОЛЕЕ 10
СТРАН МИРА**

**БОЛЕЕ 40 ДОКЛАДОВ ОТ ВЕДУЩИХ
ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ
«АЗОТ СИНТЕЗГАЗ»:**
представители проектов, регуляторные
органы, эксперты отрасли

**30+ ЧАСОВ ДЕЛОВОГО
И НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ:**
встречи один на один по заранее
согласованному графику, деловые
обеды, кофе-брейки, интерактивные
дискуссии и многое другое

**ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
лидеров отрасли с участием
представителей МИНИСТЕРСТВА
ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН, МИНИСТЕРСТВА
ИНВЕСТИЦИЙ И ВНЕШНЕЙ
ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
И АО «УЗКИМЕСАНОАТ»**

**ЭКСКЛЮЗИВНАЯ ВЫСТАВКА
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ:**
современное оборудование, технологии
и решения от мировых лидеров

**ВЫСОКАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ ЛИДЕРОВ
ОТРАСЛИ:**
обмен опытом с ведущими
зарубежными предприятиями-
производителями метанола, аммиака и
азотных удобрений

Инвестиционная ниша:
**ФОКУС НА КРУПНЕЙШИЕ ПРОЕКТЫ
СТРОИТЕЛЬСТВА И МОДЕРНИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ**
в индустрии переработки синтез-газа
Центральной Азии

ВАЖНО! Финансовое управление:
**механизмы финансирования и
поддержки, привлечение инвесторов
и зарубежных компаний к
сотрудничеству, защита от
возможных рисков**

**ESG - НОВЫЕ ЗНАНИЯ ДЛЯ НОВЫХ
ЛИДЕРОВ:** производственная и
экологическая безопасность, охрана
труда, повышение квалификации
персонала

**КРУГЛЫЙ СТОЛ: ТРАНСПОРТНО-
ЛОГИСТИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА**
для действующих предприятий
и планируемых производств

**ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ действующих
предприятий: увеличение объемов
производства, проведение
капитальных ремонтов, повышение
эффективности действующих
производств**

КОКТЕЙЛЬНЫЙ ПРИЕМ*,
во время которого можно **завязать
новые знакомства и укрепить уже
существующие деловые связи** в
неформальной обстановке

Если Вам интересно выступить с
докладом или принять участие в
дискуссии:



Александра Тюменцева,
Программный продюсер

+7 (495) 109 9 509
ATyumentseva@vostockcapital.com

*участие по специальным приглашениям, условия участия уточняйте у организаторов



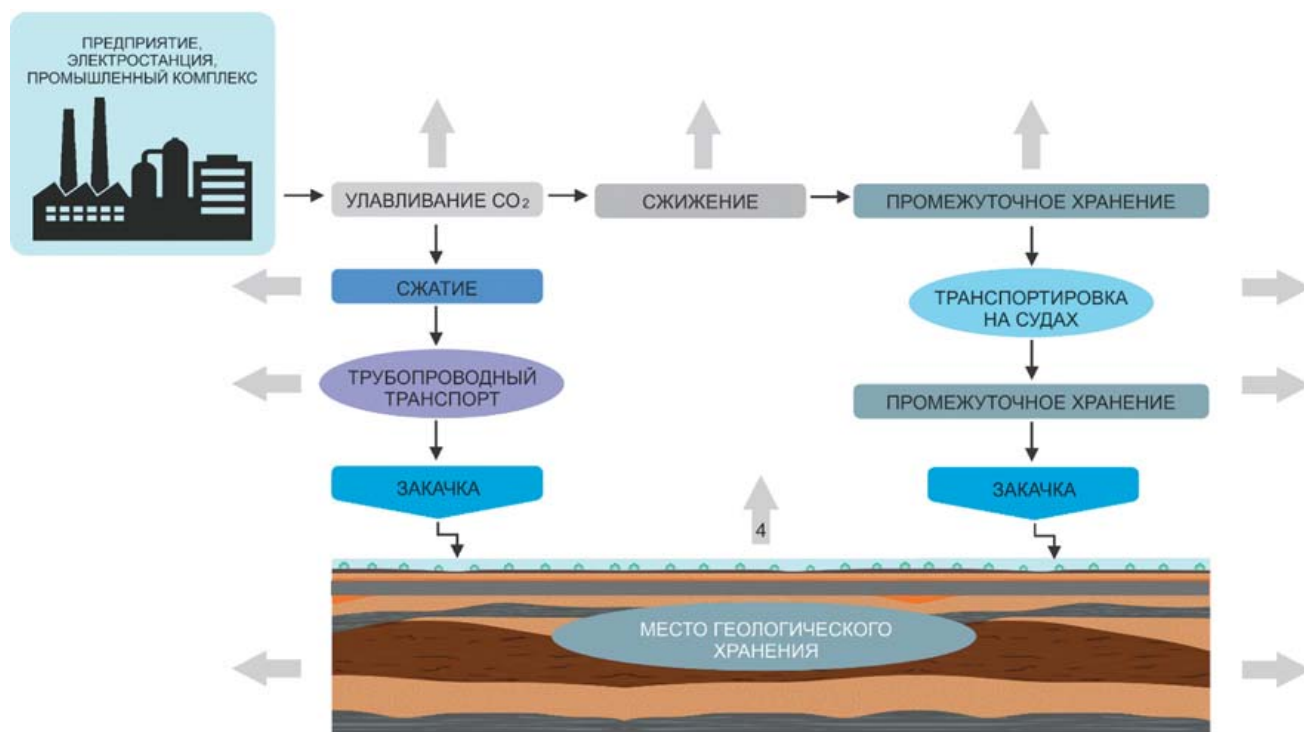
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УЛАВЛИВАНИЯ, МОНИТОРИНГА И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ УТЕЧЕК CO₂ ИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХРАНИЛИЩ

КИРИЛЛ ОВЧИННИКОВ

К.т.н., доцент, руководитель программы «Геологическое обеспечение и мониторинг технологий утилизации, хранения и ресурсосбережения углеродных газов» УГНТУ

Для безопасного подземного хранения углерода нагнетательные скважины, а также любые скважины, проникающие через покрывающую породу, должны сохранять целостность в течение длительного периода времени. Вопросы герметичности скважины должны учитываться на всех этапах эксплуатации, включая этап проектирования, бурения, заканчивания, закачки, капитального ремонта (обслуживания) и ликвидации. Как существующие, так и новые скважины должны быть полностью оценены и проверены на целостность, поскольку существует много различных возможных путей утечки. Сохранить герметичность скважины помогут проверенные технологии.

Рис. 1. Схематическое представление процесса улавливания и хранения углерода. Серыми стрелками показаны возможные выбросы на технологических этапах



В этой статье цепь улавливания и геологического хранения CO₂ подразделяется на три системы (см. рис. 1):

- Система улавливания и сжатия. Рамки системы включают улавливание, сжатие для транспортировки.
- Система закачки. Система закачки включает наземные объекты на месте закачки, например, хранилища, распределительную магистраль на конце транспортного трубопровода, распределительные трубопроводы к скважинам, дополнительные компрессорные средства, системы измерений и контроля, устье/устья скважин и скважины закачки. Верхними рамками систем являются нагнетательные патрубки транспортного трубопровода, либо системы разгрузки судов. Нижними границами систем являются геологические резервуары-хранилища.
- Система транспортировки трубопроводным и морским транспортом.
- Система хранения. Системой хранения является геологический резервуар-хранилище.

Улавливание CO₂

Антропогенные выбросы углекислого газа, в основном, происходят от сжигания ископаемых видов топлива в секторах выработки энергии, строительства и транспорта. Также CO₂ высвобождается из иных источников, чем сжигание, при некоторых промышленных процессах,

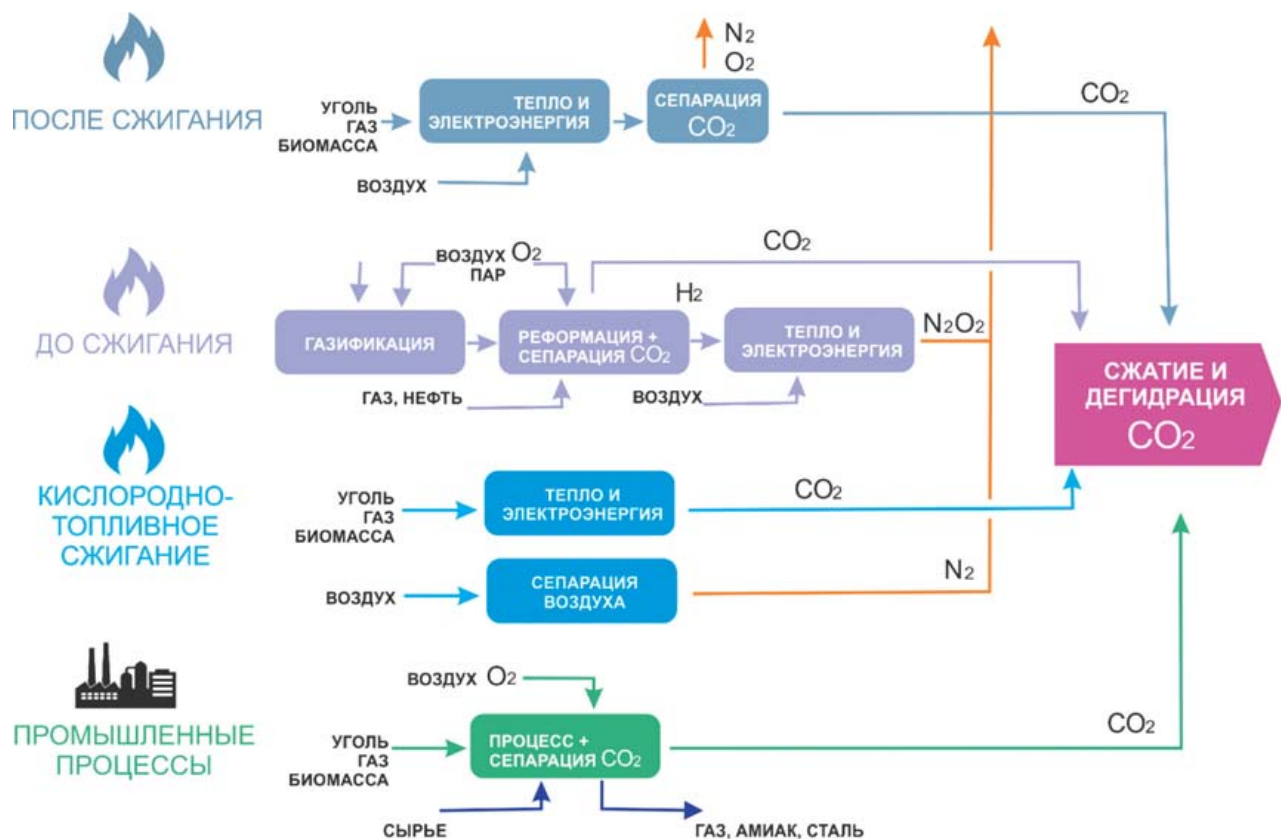
таких как производство цемента, обработка природного газа и производство водорода.

При улавливании CO₂ производится концентрированный поток CO₂ под высоким давлением, этот поток может быть транспортирован для хранения к местам хранения. В данной методике границы систем улавливания включают сжатие и дегидратацию, либо иные мероприятия по подготовке CO₂, имеющие место перед транспортировкой.

Электростанции и прочие крупные промышленные объекты являются первыми кандидатами на улавливание CO₂ с максимальной эффективностью до 95%. Основные технологии кратко описаны ниже и показаны на рис. 2.

- Улавливание после сжигания: CO₂ может быть отделен от дымовых газов сжигательных установок или от потоков природного газа и подан на устройства сжатия и дегидратации для достижения относительной чистоты и сухости потока CO₂ в транспортной системе.
- Улавливание перед сжиганием: включает взаимодействие топлива с кислородом или воздухом и/или паром для получения «синтез-газа» или «топливного газа», состоящего в основном из монооксида углерода и водорода. Монооксид углерода взаимодействует с паром в каталитическом реакторе, называемом «конвертер сдвига», в результате получается CO₂ и некоторое количество водорода. Далее CO₂ отделяется от смеси газов, обычно при помощи процесса химической или физической абсорбции, что дает в результате богатое водородом

Рис. 2. Системы улавливания CO₂



дом топливо, которое можно использовать многими способами, например, в бойлерах, топках, газовых турбинах и топливных элементах. Эта технология широко применяется при производстве водорода, который используется в основном при производстве аммиака и удобрений, а также в операциях по переработке нефти.

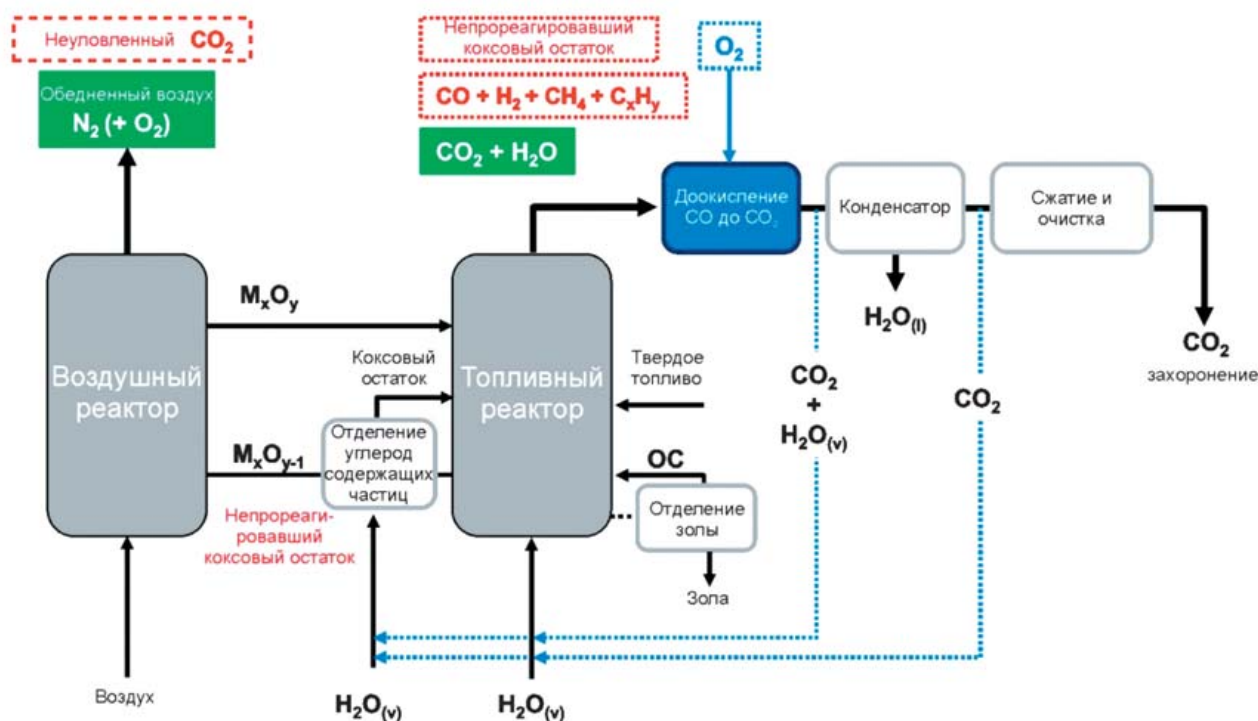
- Кислородотопливное улавливание: при кислородном сжигании топлива, почти чистый кислород используется при сжигании вместо воздуха, что дает в результате отходящий газ, состоящий в основном из CO₂ и H₂O. Поток отходящего газа может быть прямо направлен в блоки сжатия и дегидратации CO₂. Эта технология находится на стадии демонстрации.

Как уже было упомянуто, для многих промышленных процессов химические реакции приводят к образованию CO₂ в количествах и концентрациях, позволяющих использовать прямое улавливание или сепарацию CO₂ из отходящих газов, например: производство аммиака, цементное производство, производство этанола, водорода, чугуна и стали, а также заводы по переработке природного газа.

Выбросы от систем улавливания и сжатия могут быть отрицательными, если CO₂, производимый при сжигании биомассы, улавливается. Это является правильной процедурой, и отрицательные выбросы следует регистрировать как таковые.

В операциях повышения нефтеотдачи пласта с помощью закачки CO₂ (ПНП CO₂) закачивается в нефтяной пласт, но пропорция закачанного количества обычно производится вместе с нефтью, газообразными углеводородами и водой в добывающей скважине. Смесь CO₂-углеводороды отделяется от сырой нефти и может быть повторно закачана в нефтяной резервуар, использована в качестве газообразного топлива на месте или перемещена на завод по обработке газов для разделения CO₂ и углеводородов, в зависимости от количества содержания углеводородов. При процессах повышения газоотдачи пласта (ПГП) и разработки метана из угольных пластов (РМУП) пытаются избежать образования CO₂, так как выделение CO₂ из смеси производимых газов – довольно дорогое дело. CO₂, отделенный от углеводородного газа, может быть использован повторно и закачан при операциях ПНП, либо выпущен в атмосферу, в зависимости от экономики повторного использования относительно импортирования CO₂ для закачки. Богатый CO₂ газ также высвобождается при операциях ПНП из резервуаров для хранения сырой нефти. Эти испарения могут быть высвобождены в атмосферу, сожжены в факелах или использованы в качестве газообразного топлива в зависимости от содержания углеводородов. Таким образом, существуют возможности для дополнительных источников летучих

Рис. 3. Схема процесса CLC для твердого топлива



выбросов при высвобождении, сжигании в факелах или просто сжигании богатых CO_2 углеводородных газов, а также от закачанного CO_2 с углеводородами в качестве добавки. Эти выбросы, вместе с летучими выбросами от закачивания CO_2 и/или его производства, рециклинга, высвобождения, факельного или обычного сжигания углеводородных газов со значительным содержанием CO_2 могут быть оценены и зарегистрированы.

В последнее время также активно рассматривают технологию Chemical looping combustion (CLC – сжигание в химическом цикле). Этот цикл работает за счет транспортировки кислорода от воздуха к топливу с использованием материала-носителя кислорода (oxygen carrier material – ОСМ). Эта технология предотвращает смешивание воздуха с топливом в камере сгорания при обычном сжигании. Воздух и топливо подаются в два отдельных реактора, где ОСМ окисляется воздухом, транспортируется в топливный реактор, восстанавливается топливом, а затем транспортируется обратно в воздушный реактор. На рис. 3 приведена схема сжигания твердого топлива в химическом цикле. Технология CLC признана перспективным подходом к улавливанию CO_2 в энергетических установках. По сравнению с другими технологиями улавливания CO_2 CLC может значительно экономить энергию благодаря исключению стадии разделения газа. Оценочные затраты на тонну CO_2 , улавливаемого в работающей на твердом топливе установке CLC, составляют около \$20 CO_2 , что значительно ниже, чем аналогичные затраты для технологий «после сжигания»

(\$36–53 за тонну CO_2), «до сжигания» (\$28–41 за тонну CO_2) и «кислородно-топливное сжигание» (\$36–67 за тонну CO_2).

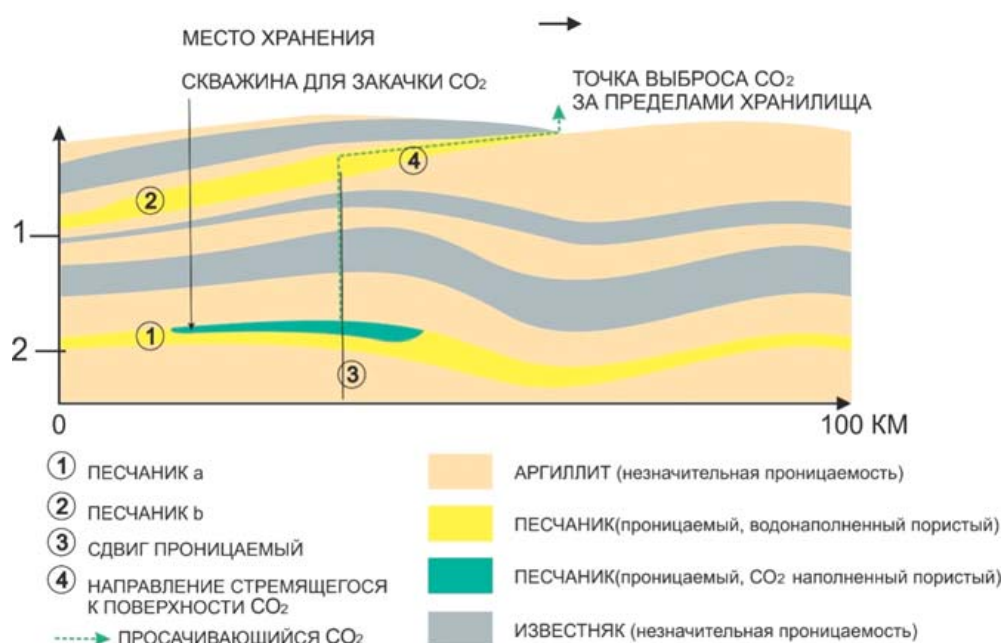
Таким образом, сравнение рассмотренных технологий улавливания CO_2 показывает, что одной из наиболее перспективных технологий является CLC, обеспечивающая улавливание CO_2 с меньшими потерями энергии за счет исключения стадии разделения воздуха. Данная технология позволяет повысить КПД электростанций.

Закачка CO_2

Система закачки включает наземные объекты на месте закачки: хранилища, распределительную магистраль на конце транспортного трубопровода, распределительные трубопроводы к скважинам, дополнительные компрессорные средства, системы измерений и контроля, а также устья скважин.

Счетчики на устье скважины измеряют скорость потока, температуру и давление закачиваемого вещества. Также устье скважины оборудовано системами безопасности для предотвращения выбросов закачиваемого вещества. Системы безопасности, такие как скважинный предохранительный клапан или контрольный клапан, могут быть также включены ниже уровня земли, для предотвращения обратного потока в случае отказа оборудования на поверхности. Клапаны могут быть повреждены сверхкритическим CO_2 , поэтому следует выбирать соответствующие материалы. Углеродистая сталь и обычные

Рис. 4. Иллюстрация потенциала для утечек CO₂ из резервуара геологического хранения, которые могут произойти за пределами хранилища



цементы могут подлежать разрушению чрезвычайно соленых растворов и мощными потоками CO₂. Кроме того, целостность нагнетательных скважин для CO₂ необходимо поддерживать в течение весьма длительного времени, так что следует соблюдать требования к строительным материалам. Цементы, используемые для герметизации между скважиной и горной породой и для ликвидации скважин, должны быть также более устойчивы к CO₂ и солевым растворам в долгосрочном плане. Такие цементы уже разработаны крупными нефтесервисными компаниями Schlumberger и Halliburton, но нуждаются в дальнейшем тестировании. Из-за потенциальных утечек CO₂ из скважин геологического хранилища обратно в атмосферу необходима реализация всеобъемлющего плана мониторинга. Требования к системе контроля и мониторинга разработаны и внедрены в Северной Америке. В России еще только предстоит регламентировать систему контроля и мониторинга выбросов для отечественных проектов геологического захоронения парниковых газов.

Количество CO₂, закачанного в геологическое образование с помощью скважины, можно контролировать с помощью оборудования на устье скважины, до поступления его в скважину. Типичный метод описывается. Счетчики на устье скважины непрерывно измеряют давление, температуру и расход нагнетаемого газа. Для состава, импортируемого CO₂, обычно характерны незначительные колебания, поэтому он периодически анализируется с помощью газового хроматографа. Масса CO₂, проходящего через устье скважины, может быть рассчитана на основе измеренных количеств. Метод умолчания

не предлагается и отчетность о массе закачанного CO₂, рассчитывается на основе прямых измерений – это считается эффективной практикой.

Если давление, поступающее в хранилище CO₂, является не такими высоким, насколько это необходимо для закачки, требуется сжатие. Любые выбросы от сжатия хранящегося в хранилище газа должны быть измерены и учтены.

Описание потенциальных технологий мониторинга для геологических хранилищ CO₂

Мониторинг геологического хранения CO₂ требует использования спектра технологий, которые могут определять распространение, фазу и массу закачанного CO₂ по всему пути от места закачки в резервуар геологического хранилища до поверхности земли или морского дна. Обычно это требует одновременного использования нескольких различных технологий.

Геология хранилища и прилегающих пород должна характеризоваться для выявления параметров, событий и процессов, которые могут привести к высвобождению CO₂ из резервуара хранилища, а также для моделирования потенциальных транспортных маршрутов CO₂ из резервуара хранилища, это не является необходимым для места закачки (см. рис. 4).

Если CO₂ мигрирует из резервуара (а) хранилища через не выявленные разломы в пористых и проницаемых породах (б), он может перемещаться из-за плавучести к

поверхности в точке (с). Это может привести к выбросам CO_2 с поверхности земли площадью в несколько километров вокруг самой точки с в неопределенный момент времени в будущем. Описание характеристик геологии хранилища и прилегающих пород, а также цифровое моделирование потенциальных сценариев утечек и процессов могут дать информацию, необходимую для правильного выбора оборудования для мониторинга в течение и после процесса закачки.

В таблице 1 перечислены наиболее распространенные методы контроля и средства измерения, которые могут

быть использованы для мониторинга CO_2 в глубине недр (примерно от 200 метров до 5000 метров под землей поверхности или морским дном), неглубоких недр (около 200 метров ниже поверхности земли или морского дна) и вблизи поверхности (регионах менее 10 метров выше и ниже поверхности земли или морского дна). Следует использовать технологии, дающие наибольшую эффективность в конкретных условиях. Для большинства технологий не существует строго определенных ограничений чувствительности. В полевых условиях возможность измерения распределения, фазы и массы CO_2 из подповерх-

Таблица 1. Потенциальные технологии подпочвенного мониторинга и их вероятные способы применения

Технология	Возможности	Ограничения	Текущий технологический уровень
2D, 3D и 4D сейсмика	Образы геологического строения хранилища и окрестностей; структура, распределение и толщина пород-коллекторов и покрывающих пород; распределение (и исследования в замедленном темпе) CO_2 в хранилище. Может удостовериться (в определенных пределах) массу CO_2 в резервуаре. Могут быть установлены постоянные группы сейсмоприемников (что не является обязательным) для исследований в замедленном темпе (4D)	Невозможно выявление растворенного CO_2 (недостаточный импедансный контраст между CO_2 – насыщенными и природными поровыми жидкостями). Невозможно отображение скважины, если импедансный контраст между CO_2 – насыщенными породами и жидкостью слишком мал. Это довольно распространенные случаи	Хорошо отработанный, с полным коммерческим развитием в газовой и нефтяной промышленности
Межскважинная сейсморазведка	Изображения распределения скоростей между скважинами. Предоставляет двухмерную информацию о породах и содержащихся в них жидкостях	Как и выше, с ограничением пространством между скважинами	Хорошо отработанный, с полным коммерческим развитием в газовой и нефтяной промышленности
Вертикальный сейсмопрофиль	Изображение распределения скоростей в пределах одной скважины. Карта жидкостных давлений в пределах скважины. Потенциально раннее определение утечки в районе скважины	Как и выше, с ограничением по местоположению скважины	Хорошо отработанный, с полным коммерческим развитием в газовой и нефтяной промышленности
Микросейсмический мониторинг	Выявляет и триангулирует местоположение микротрещин в породах резервуара и в окружающих породах. Обеспечивает выявление местоположений фронтов закачиваемых жидкостей. Оценивает индуцированную сейсмическую опасность	Для размещения требуются скважины	Достаточно основательно отработан, имеет коммерческое применение
Гравиметрическая разведка	Определение массы и приблизительного распределения закачанного CO_2 с помощью незначительных изменений гравитации, вызванных закачкой CO_2 , замещающего природные пластовые жидкости в резервуаре. Возможно определение вертикальной миграции CO_2 , при использовании повторяющихся измерений, особенно если фазовые изменения от суперкритических жидкостей до газа вызваны изменением плотности. Предел чувствительности невелик и зависит от местоположения хранилища	Невозможно выявление растворенного CO_2 (недостаточный импедансный контраст с природными поровыми жидкостями)	Хорошо отработанный, с полным коммерческим развитием в газовой и нефтяной промышленности. Широко применяется в геофизических исследованиях
Электроразведка	Может выявить изменения электросопротивления при вытеснении природных поровых жидкостей CO_2 , особенно если CO_2 – сверхкритический. ЭР потенциально может картографировать распределение CO_2 в резервуаре хранилища. Поверхностная ЭР потенциально может картографировать изменения насыщенности CO_2 в резервуаре	Разрешение – требует дальнейшего развития и демонстрации возможностей	На стадии разработки

ностных резервуаров зависит от места применения. Она будет определяться в такой же мере геологией участка и окрестностей, и окружающей температурой, давлением и насыщением подземных вод, а также теоретической чувствительностью технологий измерений или самих измерительных приборов.

Аналогично, пределы чувствительности технологий поверхностного мониторинга определяются параметрами среды, как и чувствительностью инструментов мониторинга самой по себе. Для приповерхностных систем на земле потоки и концентрация CO_2 определяются с помощью поглощения CO_2 растениями в процессе фотосинтеза, корневого дыхания, микробного дыхания почвы, глубины утечки CO_2 и обмена CO_2 между почвой и атмосферой. Любое высвобождение CO_2 из антропогенного хранилища CO_2 необходимо отличать от изменчивости естественного фона. Анализ стабильных изотопов углерода и радиационные показатели обнаруженного CO_2 могут способствовать этому процессу.

Большинство методов требуют калибровки или сравнения с базовыми исследованиями до начала закачки, например, для определения фоновых потоков CO_2 .

Конструкция скважин для закачки CO_2

Основной опыт по закачке CO_2 с целью геологического захоронения был наработан в Северной Америке. Там были разработаны правила для нового класса нагнетательных скважин – скважин класса VI для геологического хранения CO_2 , а также создана процедура коммерческого захоронения CO_2 . Закачка диоксида углерода отличается от закачки других флюидов, поскольку плотность диоксида углерода меньше, чем у большинства подземных флюидов. Он плавучий и имеет тенденцию мигрировать к верхней части зоны закачки. Углекислый газ также может вызывать коррозию при смешивании с водой. Скважина должна сохранять свою целостность в течение всего срока реализации проекта, поскольку целью геологического захоронения является долгосрочное хранение двуокиси углерода. Неправильно построенная скважина может привести к нарушению целостности скважины, а следовательно, к утечке углекислого газа или пластового флюида из ствола скважины в пласты с грунтовыми водами.

Технологии бурения и заканчивания нагнетательных скважин для закачки CO_2 хорошо развиты. Поскольку пионерные проекты закачки CO_2 состоялись в Северной Америке, в данном отношении успела сформироваться развитая регуляторная база. Американский институт нефти (API) опубликовал ряд спецификаций и рекомендовал методы для обсадных и насосно-компрессорных труб и скважинных цементов, такие как:

- API 5CT – Спецификация для обсадных и насосно-компрессорных труб;

- API RP 5C1 – Рекомендуемые методы ухода и использования обсадных и насосно-компрессорных труб;
- API RP 10B-2 – Рекомендуемая практика для испытаний скважинных цементов;
- API 10A – Спецификация цементов и материалов для цементирования скважин;
- API RP 10D-2 – Рекомендуемая практика размещения центратора и испытания стопорной муфты;
- API 11D1 – Пакеры и мостовые пробки. Эти стандарты имеют смысл переработать и принять за базис для регламентирования в России.

Большинство аспектов бурения и заканчивания таких скважин аналогичны или идентичны бурению и заканчиванию обычной газовой (или другой) нагнетательной скважины или скважины для хранения газа, за исключением того, что большая часть внутрискважинного оборудования (например, обсадные и насосно-компрессорные трубы, предохранительные клапаны, цементы, противовыбросовые превенторы) должны быть модернизированы для обеспечения высокого давления и коррозионной стойкости. Скважина завершается на поверхности путем установки устья скважины и фонтанной арматуры, которая находится наверху устья скважины и представляет собой узел клапанов, манометров и дросселей. К фонтанной арматуре скважины подключены устройства, позволяющие контролировать давление, температуру и скорость закачки. Комбинированное устье имеет клапаны затрубного пространства для доступа ко всем затрубным пространствам для измерения давления между обсадными колоннами и между обсадной колонной и эксплуатационной трубой. Над елкой монтируется клапан подачи CO_2 и клапан доступа для спуска тросов сверху.

Типичными компонентами нагнетательной скважины, которые важны для поддержания механической целостности и предотвращения миграции флюидов из зоны нагнетания в горизонты с грунтовыми водами, являются обсадная колонна, НКТ, цемент и пакер.

Компоненты скважины должны быть спроектированы таким образом, чтобы выдерживать максимальное ожидаемое напряжение в каждом направлении – осевом направлении (растяжение, сжатие) или радиальном направлении (обрушение, разрыв), и включать коэффициент запаса прочности. Нагрузку в каждом из направлений напряжения следует сравнивать с прочностью материала в этом направлении. Нагрузки соответствуют прочности на разрыв, разрушение и растяжение материала.

НКТ и обсадная колонна

Нагнетательная скважина обычно состоит из одной или нескольких обсадных труб. Утечки в обсадной колонне могут привести к утечке жидкости в непредусмотренные зоны или перемещению жидкости между зонами.

Конструкционные материалы, выбранные для обсадной колонны, и конструкция обсадной колонны должны соответствовать текущим средам и нагрузкам, возникающим в конкретной скважинной среде.

Углекислый газ в сочетании с водой образует угольную кислоту, вызывающую коррозию многих материалов. Природные жидкости также могут содержать коррозионно-активные элементы, такие как рассолы и сероводород. В скважинах с нагнетанием CO_2 необходимо заполнить цементным пространством между длинной колонной и промежуточной колонной, а также между промежуточной колонной и наземной колонной, а также между колоннами и геологическим пластом по всей длине колонны.

Цементирование

Цемент важен для обеспечения структурной поддержки обсадной колонны, предотвращения контакта обсадной колонны с агрессивными пластовыми флюидами и предотвращения вертикального движения углекислого газа. Некоторые из самых последних исследований показывают, что хорошее цементирование является одним из ключевых факторов эффективной изоляции зон. Правильное размещение цемента имеет решающее значение, так как ошибки впоследствии будет трудно исправить. Отсутствие цементирования по всей длине обсадной колонны, неспособность цемента сцепиться с обсадной колонной или пластом, отсутствие центрирования обсадной колонны во время цементирования, растрескивание и изменение цемента – все это может привести к миграции флюидов вдоль ствола скважины. Если диоксид углерода выходит из зоны нагнетания через ствол скважины из-за неудачного цементирования, процесс нагнетания необходимо прервать для проведения дорогостоящих ремонтных работ по цементированию. В худшем случае разрушение цементного камня может привести к полной потере скважины. На этапе закачки цемент будет встречаться только с CO_2 . Однако после фазы закачки и растворения всего свободного CO_2 вокруг ствола скважины в соляном растворе ствол скважины подвергнется агрессивному воздействию угольной кислоты (H_2CO_3). Угольная кислота воздействует только на призабойную часть эксплуатационной колонны, поэтому применение цемента- CO_2 следует рассматривать только для резервуара, первичного уплотнения и зоны безопасности над резервуаром. Обычного цемента должно быть достаточно по сравнению с цементом, устойчивым к CO_2 . Однако, поскольку будут использоваться два разных цементных раствора, необходимо использовать устойчивый к CO_2 цемент, совместимый с обычным портландцементом, чтобы предотвратить мгновенное схватывание. Цемент должен сохранять низкую проницаемость при длительном воздействии пластовых условий при закачке и хранении CO_2 . Долговременные условия связывания углерода включают контакт затвердевшего цемента

со сверхкритическим CO_2 ($>31^\circ\text{C}$ при 73 бар) и соляными растворами при повышенном давлении и температуре и пониженном pH.

Пакер

Пакер представляет собой уплотнительное устройство, препятствующее миграции жидкости из зоны нагнетания в затрубное пространство между длинной колонной обсадной колонны и НКТ. НКТ устанавливается на извлекаемый пакер над зоной закачки, чтобы облегчить замену НКТ в случае обнаружения точечной коррозии во время регулярных проверок. Пакер также должен быть изготовлен из материалов, совместимых с жидкостями, с которыми он будет контактировать.

Требования к дизайну скважин для закачки CO_2

Все новые скважины для закачки CO_2 должны быть обсажены и зацементированы, чтобы предотвратить миграцию флюидов в подземные источники питьевой воды или между ними. Обсадная труба и цемент, используемые при строительстве каждой вновь пробуренной скважины, должны быть рассчитаны на ожидаемый срок службы скважины. При определении и спецификации требований к обсадной колонне и цементированию необходимо учитывать следующие факторы:

- Глубина до зоны закачки.
- Давление закачки, внешнее давление, внутреннее давление, осевая нагрузка.
- Размер и класс всех обсадных колонн (толщина стенки, диаметр, номинальный вес, длина, спецификация соединения и конструкционный материал).
- Коррозионная активность закачиваемых флюидов и пластовых флюидов.
- Литология нагнетательной и водоупорной зон.
- Тип и марка цемента.
- Для новых скважин необходимо определить или рассчитать следующую информацию о зоне нагнетания:
- Давление жидкости.
- Давление разрушения.
- Физические и химические характеристики пластовых флюидов.

При бурении и строительстве новых скважин должны проводиться соответствующие каротажи и другие испытания.

Дегградация скважинного цемента из-за закачки CO_2

Портландцемент, который обычно используется для изоляции зон в нефтяных или газовых скважинах, термодинамически нестабилен в средах, богатых CO_2 , и может

Таблица 2. Три химические реакции при взаимодействии цемент- CO_2

Формирование углекислоты	$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$
Карбонизация гидроксида кальция	$\text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{CO}_3 \cdot \text{C-S-H} + \text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{SiO}_2 \text{ гель} + \text{H}_2\text{O}$
Растворение карбоната кальция	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$

быстро деградировать при воздействии CO в присутствии воды. Когда насыщенная CO вода диффундирует в цементную матрицу, диссоциированная кислота (HCO) вступает в реакцию со свободным гидроксидом кальция и гелем гидрата силиката кальция. Продукты реакции растворимы и мигрируют из цементной матрицы. В конце концов прочность на сжатие затвердевшего цемента снижается, а проницаемость и пористость увеличиваются, что приводит к потере зональной изоляции. В таблице 2 показаны три химические реакции при взаимодействии цемент – CO_2 .

CO_2 проникает в капиллярные поры цемента, которые содержат некоторое количество воды и растворяются в ней с образованием угольной кислоты. Образование угольной кислоты вызывает снижение значения pH в зависимости от температуры, парциального давления CO и других ионов, присутствующих в воде, таких как соль и т.д. Углекислая кислота реагирует с гидроксидом кальция (также называемым гашеной известью) в цементе, вызывая карбонизацию $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и разложение геля гидрата силиката кальция, который является

основным связывающим компонентом, на карбонат кальция и аморфный кремнезем. Реакции карбонизации вызывают уплотнение, что приводит к увеличению твердости и снижению проницаемости, таким образом уменьшая диффузию CO и обеспечивая объемное расширение до 6%. Все это может привести к развитию микро- и макротрещин. Эта реакция карбонизации растворяет и ослабляет цемент, обеспечивая утечку CO_2 . Скорость деградирования цемента зависит в первую очередь от температуры, а также от типа цемента, состава цемента, водоцементного отношения, содержания влаги, парциального давления CO_2 и пористости/проницаемости.

Карбонизация происходит очень быстро в первые дни, но позже резко замедляется. Растворение CaCO_3 является длительным процессом и происходит только при затвердевании цемента, окруженного водой, содержащей растворенный CO_2 . Последствиями этой реакции являются повышенная пористость/проницаемость и потеря общей механической целостности, что приводит к нарушению изоляции интервалов. Существует несколько подходов, нацеленных на уменьшение пагубного воздействия карбонизации:

- Снизить количество портландцемента за счет включения наполнителя.
- Снизить пористость/проницаемость.
- Добавить агенты для снижения содержания $\text{Ca}(\text{OH})_2$, а также изменить состав CSH на более стойкий к оксиду углерода.

Механическая целостность скважины

Механическая целостность является ключевым понятием, связанным с функционированием скважины для нагнетания CO_2 . Ключевым элементом является использование коррозионностойких материалов, включая нержавеющую сталь 316, стекловолокно или футерованную углеродистую сталь для НКТ и обсадных труб. Обсадные и насосно-компрессорные трубы такого типа могут быть футерованы эпоксидными смолами, или пластиком. Уплотнители и клапаны, должны бы быть никелированы или выполнены из никелевых сплавов, показанных в таблице 3.

Вдоль активной нагнетательной скважины и/или заброшенной скважины (см. рис. 5) может возникнуть несколько потенциальных путей утечки. К ним относятся течи: из-за коррозии НКТ (1), вокруг пакера (2), из-за кор-

Таблица 3. Материалы конструкции скважин для нагнетания CO_2

Составная часть	Материалы конструкции
Трубная обвязка	Нержавеющая сталь SS 316, стекловолокно
Фонтанная арматура	SS316, никель, монель
Сальник и уплотнения клапана	Тефлон, нейлон
Устье скважины	316 SS, никель, монель
Подвеска для эксплуатационных труб	316 SS, инколой
НКТ	Углеродистая сталь футерованная стекловолокном GRE; Углеродистая сталь IPC
Уплотнения для трубных соединений	Уплотнительное кольцо (GRE); Накладки и воротники с покрытием (IPC)
Пакер	Закаленная резина с внутренним покрытием твердостью по дюрометру 80; Никелированные поверхности контакта со флюидом

розии обсадной трубы (3), между за пределами обсадной колонны и цемента (4), из-за разрушения цемента в затрубном пространстве (трещины цемента) (5), утечки в кольцевой области между цементом и пластом (6), через цементную пробку (7) и между цементом и внутренней частью обсадной колонны (8).

Поддержание механической целостности помогает предотвратить превращение скважины и ствола скважины в каналы для миграции жидкости из зоны закачки. Различают два аспекта механической целостности: внутренний и внешний.

Внутренняя механическая целостность

Внутренняя механическая целостность определяется как отсутствие значительных утечек в обсадной колонне, НКТ или пакере. Эти компоненты скважины действуют как основные барьеры, препятствующие контакту закачиваемого потока углекислого газа с окружающими геологическими формациями, через которые скважина была пробурена и построена. Обеспечение того, чтобы эти компоненты были изготовлены должным образом с использованием соответствующих материалов и чтобы они оставались неповрежденными при воздействии нагрузок или коррозионных (и других) условий эксплуатации, может предотвратить выход углекислого газа из ствола скважины во время закачки. Давление, применяемое во

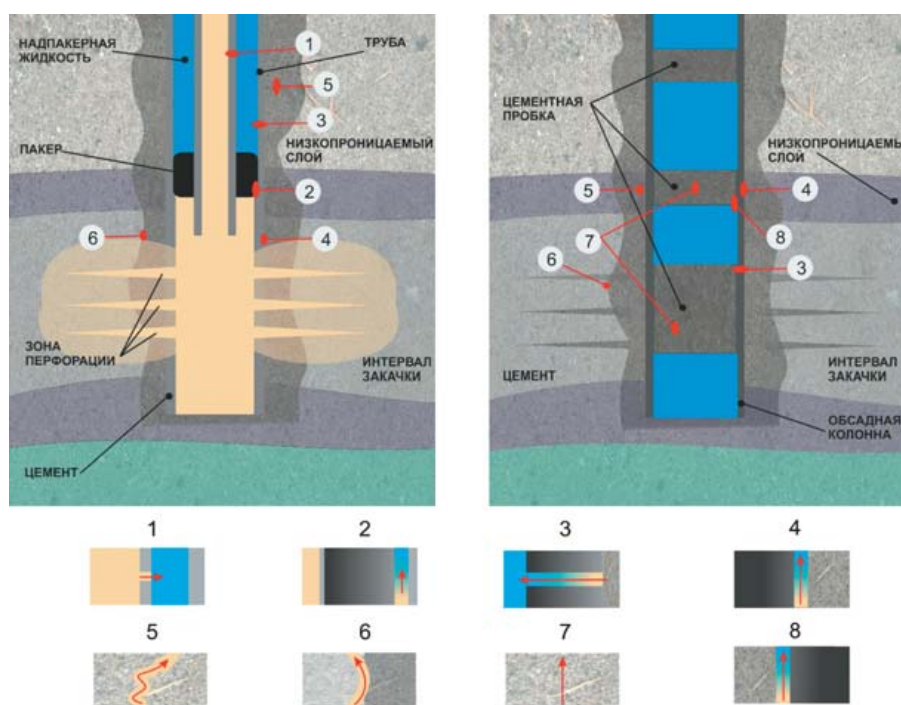
время внутреннего испытания на механическую целостность, должно быть ограничено, чтобы предотвратить вздутие обсадной колонны, которое может привести к дефектам цемента. Отсутствие значительных утечек в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах или пакере испытывается с помощью:

- Стандартного испытания давлением в кольцевом пространстве.
- Стандартного испытания мониторинга кольцевого пространства.
- Изотопного трассерного индикатора.

Внешняя механическая целостность

Внешняя механическая целостность определяется как отсутствие значительных утечек за пределы кожуха. Поддержание внешней механической целостности помогает гарантировать, что закачиваемый диоксид углерода, который имеет тенденцию быть более плавучим, чем естественный пластовый флюид, не мигрирует вверх из зоны закачки после его закачки; таким образом, помогая обеспечить зональную изоляцию закачиваемого диоксида углерода. Основным строительным компонентом, обеспечивающим внешнюю механическую целостность, является затвердевший цемент. Правильно залитый цемент должен не только предотвращать движение жидкости, герметизируя пространство между обсадной трубой

Рис. 5. Возможные сценарии негерметичности в действующей скважине для нагнетания CO_2 (слева) и в ликвидированной скважине (справа)



и пластом, но и защищать обсадную колонну скважины от напряжения и коррозии.

Отсутствие значительного движения флюида в водонесные горизонты по вертикальным каналам, прилегающим к стволу нагнетательной скважины (затрубной циркуляции), подтверждается использованием:

- Результаты термометрии.
- Шумометрии.
- Каротажа активации кислорода.
- Результаты изотопной трассерной разведки.
- Записи цементирования (УЗК скважины).
- Цементометрии – ЦКС, демонстрирующие наличие адекватного цемента для предотвращения миграции жидкости в горизонты с грунтовыми водами.

Заключение

Для безопасного подземного хранения углерода нагнетательные скважины, а также любые скважины, проникающие через покрывающую породу, должны сохранять достаточную целостность в течение длительного периода времени. Вопросы целостности скважины должны учитываться на всех этапах эксплуатации скважины, включая этап проектирования, бурение, заканчивание, закачку, капитальный ремонт (обслуживание) и ликвидацию. Как существующие, так и новые скважины должны быть полностью оценены и проверены на целостность, поскольку существует много различных возможных путей утечки. Необходимо проверить состояние обсадной колонны и цемента и выявить любые кольцевые пространства или дефекты, имеющиеся внутри скважины. Не существует единого инструмента или метода, позволяющего рассматривать все эти характеристики одновременно, поэтому для анализа целостности скважины необходимо выполнить ряд измерений. Эти измерения могут быть получены с использованием инструментов на кабеле, таких как штангенциркуль и ультразвуковые инструменты для измерения целостности обсадной колонны, звуковые и ультразвуковые инструменты для измерения целостности скважинного цемента и инструменты для отбора проб обсадной колонны, цемента, пласта и пластового флюида. Выбор скважинного оборудования и материалов должен быть тщательно продуман для достижения желаемой целостности. Коррозию в результате воздействия CO₂ можно ограничить: выбором высоколегированных хромистых сталей, устойчивых к коррозии, и введением ингибитора при использовании корпуса из углеродистой стали. Кроме того, настоятельно рекомендуется использовать кислотоупорный цемент. 

Список литературы

1. Leung D. Y. C., Caramanna G., Maroto-Valer M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage

- technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. Vol. 39. P. 426-443.
2. Adánez J., Abad A., Mendiara T., Gayán P., García-Labiano F. Chemical looping combustion of solid fuels // Progress in Energy and Combustion Science. 2018. Vol. 65. P. 6-66.
3. Cloete S., Giuffrida A., Matteo Romano, Chiesa P., Pishahang M., Larring Y. Integration of chemical looping oxygen production and chemical looping combustion in integrated gasification combined cycles // Fuel. 2018. Vol. 220. P. 725-743.
4. Chaplygin, D., Azamatov, M., Khamadaliyev, D., Yashnev, V., Novikov, I., Drobot, A., ... & Husein, N. (2020, November). The Use of Novel Technology of Inflow Chemical Tracers in Continuous Production Surveillance of Horizontal Wells. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.
5. Bellarby, J. (2009): Well Completion Design, Part: Completions for Carbon Dioxide Injection and Sequestration, Volume 56, Developments in Petroleum Science, Elsevier, the Netherlands.
6. Ennis-King, J. and Paterson, L. (2002): Engineering Aspects of Geological Sequestration of Carbon Dioxide, SPE 77809, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8-10 October.
7. Gallo, Y. L., Couillens, P., Manai, T. (2002): CO₂ Sequestration in Depleted Oil or Gas Reservoirs, SPE 74104, SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-22 March.
8. Gasda, S., Celia, M., Nordbotten, J., Dobossy, M. (2005): Geological CO Storage and the Potential for Leakage Along Existing Wellbores, IPCC.
9. Gasda, S.E., Bachu, S., Celia, M.A. (2004): The Potential for CO₂ Leakage from Storage Sites in Geological Media: Analysis of Well Distribution in Mature Sedimentary Basins, Environmental Geology, 46 (6-7).
10. Katashov A., Ovchinnikov K., Maliavko E., Tatarinov D., Ogienko V. (2021). Digital platform as a tool for efficient reservoir management. First Break. T. 39. № 7. С. 57-61
11. Овчинников К.Н. (2019). Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин. Нефть. Газ. Новации. № 2. С. 71-77
12. Gaurina-Medimurec, N. (2010): The Influence of CO on Well Cement, The Mining-Geology-petroleum Engineering Bulletin, Vol.22, No.1, December.
13. Gaurina-Medimurec, N. (2011): Geological Storage of CO: Well Design and Mechanical Integrity of CO₂ Injection Well, International Symposium Sustainable Development of Mining and Energy Industry ORRE'11, Zlatibor, 11-15 September.
14. Овчинников К. (2022). Экономика проектов геологического захоронения CO₂ с целью повышения нефтеотдачи, Нефтегазовая вертикаль, №6.

РН-ДРАГМЕТ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Входит в структуру **ПАО «НК «Роснефть»**, учреждено в 2010 году для реализации отработанных катализаторов, лома и отходов, содержащих драгоценные, цветные, редкие металлы (ДЦРМ), включая их последующую переработку.

Предприятие организует работу по совершению сделок по обороту ДЦРМ и поставляет новые компоненты на производственные площадки «Роснефти»: ООО «РН-кат», АО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза», ООО «Новокуйбышевский завод катализаторов». За 12 лет успешной работы апробированы и внедрены эффективные алгоритмы решений любых задач, налажены взаимоотношения с крупными российскими и иностранными производителями и предприятиями-потребителями катализаторов.

Первоочередная задача «РН-Драгмет» – продвижение корпоративной катализаторной продукции и компонентов для ее производства на российский и зарубежный рынки.

Оказывает услуги:

- поставка катализаторов;
- поставка компонентов для производства катализаторов;
- реализация отработанных катализаторов, лома и отходов;
- поставка иного оборудования для нужд нефтепереработки;
- заключение сделок по обороту ДЦРМ.

**С заботой
о будущем
нефтепереработки**



ООО «РН-Драгмет»

г. Москва, ул. Народного Ополчения, д. 34, стр. 1, помещение VI
info@rndm.rosneft.ru

Телефон: +7 (495) 710-72-65. **Факс:** +7 (495) 710-72-67



РОСНЕФТЬ



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

БОЛЕЕ 25 ЛЕТ

ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ



Читайте актуальные
новости на нашем
Telegram-канале



@NGVERTICAL

Now in English

Read Oil and Gas Vertical on www.NGV.ru