

Содержание

3 Слово редакторов

Энергетика

Е. Грабчак. Надежное электроснабжение – это приоритет для всех энергетиков

Энергопереход

- **10 А. Кулапин.** Энергетический переход: Россия в глобальной повестке
- **6 А. Лагерев, В. Ханаева.** Влияние ограничений на выбросы СО, на инновационное развитие ТЭС

Нефть

- **26 Д. Хитрых.** Цифровой нефтеперерабатывающий завод: проблемы и решения
- 38 Е. Тыртов, Е. Демидова. Российская нефтепереработка: выживут сильнейшие

Газ

- **Р. Скоков, А. Фетисов, В. Кривко.** Резервное топливо как инструмент энергобезопасности: состояние и перспективы
- **В. Арутюнов.** Альтернативные энергоносители из углеводородных газов

Регионы

- 70 В. Назаров, О. Краснов, Л. Медведева. Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса
- Б. Санеев, И. Иванова, А. Ижбулдин, Т. Тугузова. Влияние освоения ресурсов Восточной Арктики на энерго- и топливоснабжение потребителей













Contents

3 Editor's Column

Energy

E. Grabchak. Reliable power supply is a priority for all power engineers

Energy Transition

- **10 A. Kulapin.** Energy Transition: Russia on the Global Agenda
- **A. Lagerev, V. Khanaeva.** Impact of restrictions on CO₂ emissions on innovative development of thermal power plants

Oil

- **26 D. Khitrykh.** Digital Refinery: Challenges and Solutions
- **E. Tyrtov, E. Demidova.** Russian oil refining: in the face of fierce competition

Gas

- R. Skokov, A. Fetisov, V. Krivko. Reserve fuel economy as a tool of energy safety: state and prospects
- **V. Arutyunov.** Alternative energy carriers from hydrocarbon gases

Regions

- 70 V. Nazarov, O. Krasnov, L. Medvedeva. Arctic petroleum shelf of Russia at the changing period of world energy basis
- **B. Saneev, I. Ivanova, A. Izhbuldin, T. Tuguzova.** The impact of the development of resources of the Eastern Arctic on energy and fuel supply to consumers

УЧРЕДИТЕЛИ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев — акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЗС А.М. Мастепанов — акад. РАЕН, д. з. н., руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН Д.А. Соловьев — к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета А.Н. Дмитриевский — акад. РАН, д. г.-м. н. научный руководитель ИПНГ РАН Н.И. Воропай — член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЗМ СО РАН

А.И. Кулапин - д. х. н., ген. директор РЭА

В.А. Крюков — акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
Е.А. Телегина — член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
А.И. Громов — к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЭФ
С.П. Филиппов — акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН
А.Б. Яновский — д. э. н., заместитель министра энергетики России
П.Ю. Сорокин — заместитель министра энергетики России
О.В. Жданеев — к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор Анна Горшкова

Научный редактор Виталий Бушуев

Обозреватель Арсений Погосян

Корректор Роман Павловский

Фотограф Иван Федоренко

Дизайн и верстка Роман Павловский

Адрес редакции: 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1 +79104635357 GorshkovaAA@ minenergo.gov.ru Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77—75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка на издание обязательна

Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации Тираж 1000 экземпляров Периодичность выхода 12 раз в год

Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать: 05.07.2021
Время подписания в печать по графику: 13:00 фактическое: 13:00

Цена свободная











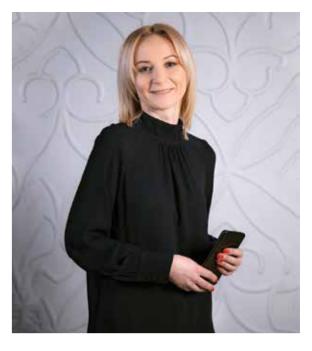








Виталий БУШУЕВ Научный редактор журнала «Энергетическая политика», акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.



Анна ГОРШКОВА Главный редактор журнала «Энергетическая политика»

Энергопереход на местном уровне

Глобальная трансформация мирового энергорынка затрагивает не только экспортные направления российского топливно-энергетического комплекса, но и производства, ориентированные на внутренний рынок. В июльском номере «Энергетической политики» мы постарались собрать статьи о влиянии энергоперехода на сугубо внутренние сферы энергетики.

Нефтедобывающие компании на данный момент активно ищут ниши применения огромных запасов нефти и газа на шельфе Арктики. Одновременно прорабатываются технологические процессы на основе синтез-газа, которые бы

могли позволить использовать альтернативные источники энергоресурсов, такие как водород и попутный нефтяной газ.

Большинство нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, работающих на территории России, внедряют новые цифровые методы оптимизации производства, технологии повышения энергоэффективности и снижения вредного воздействия на окружающую среду.

Актуальным становится вопрос о надежном обеспечении потребителей новыми более экологичными источниками тепла и топлива, особенно в Арктических регионах.

Евгений ГРАБЧАК

Заместитель министра энергетики РФ

УДК 621.311

DOI 10.46920/2409-5516 2021 7161 4

Надежное электроснабжение – это приоритет для всех энергетиков

Показателем эффективности и результативности работы энергетиков является надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей – как бытовой нагрузки обычных граждан, так и нагрузки промышленных предприятий. Поскольку электроэнергия — это товар, которым необходимо обеспечивать потребителя непрерывно, функционирование электросетевых компаний, впрочем, как и всех субъектов электроэнергетики, имеет особую важность.

Каждое время года несет определённые сложности для энергетиков. Летом при продолжительных высоких температурах существенно возрастает нагрузка на электросетевое оборудование, обусловленная как непроектными для оборудования условиями, так и ростом электропотребления в связи с массовым использованием климатической техники (кондиционеров), возрастает также вероятность негативного влияния лесных пожаров и наводнений. Весной и осенью часто бывают так называемые «переходы через 0», когда переходы температуры через отметку 0 градусов, зачастую сопровождаемые обильными осадками, приводят к образованию гололедоизморозевых отложений на проводах, которые дают дополнительную механическую нагрузку на все элементы высоковольтных линий, приводящую к их повреждению. Зимой же, помимо сложных режимов работы оборудования при максимальных нагрузках, любое нарушение электроснабжения может иметь более серьезные последствия для потребителей, ввиду существенных

отрицательных температур наружного воздуха.

Минэнерго внимательно анализирует все происходящие аварийные ситуации. Если в сетях высокого напряжения (110 кВ и выше) мы на протяжении нескольких лет видим стабильный тренд на снижение их количества (так по итогам осенне-зимнего периода 2020—2021 годов аварийность по оборудованию высокого класса напряжения снизилась на 7 %), то в распределительных сетях (0,4—6—10 кВ) ситуация обратная.

Минэнерго фиксирует по ряду ТСО, что даже при проектных климатических воздействиях на электросетевую инфраструктуру происходят нарушения электроснабжения, затрагивающие значительное количество потребителей, что говорит о существенном уровне износа распределительных сетей, вызванного в том числе низким уровнем эксплуатации на протяжении длительного периода времени.

Если говорить о непроектных, аномальных климатических воздействиях,



например, как происходили в прошлом году во Владивостоке, то здесь самое главное – оперативно среагировать, обеспечить максимально быстрое восстановление электроснабжения потребителей путем устранения повреждений, подключения резервных источников электроснабжения или реализации схемных решений. Надежное электроснабжение потребителей – это приоритетная задача для всех энергетиков.

В период отключений мы сталкивались с ситуацией, когда компания, в зоне эксплуатационной ответственности которой были обесточенные объекты, не могла надлежащим образом исполнить свои обязательства и восстановить электроснабжение потребителей. В таких случаях мы привлекали силы и средства других, более крупных электросетевых компаний, и они помогали восстанавливать энергоснабжение потребителей. Конечно, такого быть не должно. Минэнерго России проводит последовательную работу по совершенствованию деятельности территориальных сетевых компаний.

Предпосылки

В прошедшем отопительном сезоне мы фиксировали ухудшение показателей, характеризующих устойчивость сетей и увеличение сроков ликвидации нарушений энергоснабжения. Так, количество отключенных потребителей при массовых нарушениях увеличилось в 1,6 раза, а показатели средней длительности обесточения, то есть времени восстановления электроснабжения, увеличились на 19%.

Вместе с тем, если основной причиной, вызвавшей массовые нарушения электроснабжения в прошедшем отопительном сезоне, являются экстремальные климатические воздействия, то основным фактором, способствующим увеличению числа и продолжительности таких нарушений, является высокий износ и ненадлежащее техническое обслуживание объектов электросетевого хозяйства, что подтверждает необходимость принятия дополнительных действенных мер, направленных на снижение аварийности и обеспечение надежности электроснабжения потребителей.

ИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №**7(161) / 2021**

Nº7(161)/2021

7



Авария на ЛЭП из-за обледенения проводов

Источник: jooinn.com

На сегодняшний день наибольшие риски с точки зрения обеспечения надежности потребителей, связаны с износом сетевых активов, в первую очередь уровня напряжения 0,4-6-10 кВ (распределительные сети), на котором преимущественно подключены бытовые потребители. Отключение такого оборудования имеет значительные социальные последствия, что наиболее явно проявляется при возникновении массовых отключений потребителей.

Одной из причин значительного износа сетевых объектов, является ненадлежащая эксплуатация электросетевого оборудования, что в значительной мере связано

Если в сетях высокого напряжения (110 кВ и выше) мы на протяжении нескольких лет видим тренд на снижение количества аварий, то в распределительных сетях (0,4-10 кВ) ситуация обратная

с перекосами в системе планирования и реализации инвестиционных программ, которые утверждаются и контролируются на уровне регионов.

Так, всего 30 % TCO имеют инвестиционные программы. В 2020 году их финансирование составило только 72 % от плана. Анализ структуры этих инвестиционных программ показал, что проблемы высокого износа основных фондов распределительного сетевого комплекса не решаются.

Отсутствие утвержденных инвестиционных программ, равно как и недостаточное финансирование деятельности по поддержанию технического состояния ТСО, напрямую оказывают негативный эффект на качество энергоснабжения конечных потребителей и в первую очередь населения.

Повышение надежности энергоснабжения

Работа по повышению надежности и улучшению качества электроснабжения ведется по нескольким направлениям.

Так, мы вносим изменения в методологию оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон:

 проведение оценки уровня рисков нарушения надежного функционирования электрических сетей 35 кВ

- и ниже путем расчета индекса надежного функционирования (ИНФ);
- проведение оценки критичности невыполнения запланированных технических воздействий по окончанию ремонта;
- введение специализированных индикаторов, характеризующих надежность ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Подобные изменения позволят наиболее объективно оценить готовность субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон; расставить акценты с учетом возможных рисков и последствий при прохождении отопительного сезона в результате применения риск-ориентированных показателей; устранить риски неготовности территориальных сетевых организаций к ликвидации последствий аварий для обеспечения надежности и качества электроснабжения.

Работа по совершенствованию критериев ТСО проводится на постоянной основе. Так, в 2015 году Правительство РФ утвердило критерии ТСО, применение которых привело к сокращению количества территориальных сетевых организаций в России на 47 %. В настоящее время на территории нашей страны зарегистрировано около 1700 ТСО.

Всего 30% ТСО имеют инвестпрограммы. В 2020 году их финансирование составило только 72% от плана. Анализ этих программ показал, что проблемы высокого износа основных фондов не решаются

Особенностью электросетевого комплекса является наличие нескольких ТСО на одной географической территории. Во-первых, это приводит к нарушению принципа единообразия технических решений, а во-вторых, к дублированию операционных издержек и инвестиционных затрат.

При этом появляются новые TCO, которые быстро наращивают совокупную выручку от оказания услуг по передаче электрической энергии, хотя потребители далеко не всегда получают надежное и качественное электроснабжение.

Кроме того, малые TCO зачастую не обладают достаточными ресурсами для надлежащей эксплуатации объектов

Рис. 1





Поручение президента

Устранение рисков неготовности ТСО к ликвидации последствий в целях обеспечения надежности и качества электроснабжения (в том числе за счет консолидации)

Программы повышения надежности

ГК «Россети» Мурманская область Архангельская область Новгородская область Псковская область Твеоская область

чеченская Республика республика Дагестан кая область область область область Область Область Область Сахалинская Республика Республика Республика Дагестан **ГК «РусГидро»** Приморский край Сахалинская область

III 2021

Подготовка региональных пилотных проектов по консолидации TCO по разным моделям

Формирование плана консолидации объектов МУП

IV 2021

Республика Ингушетия

Оценка региональными штабами готовности ТСО к ОЗП 21-22

Запуск пакета нормативно-правовых актов

электросетевого хозяйства и оперативного проведения аварийно-восстановительных работ, что мы и фиксировали в прошедшем отопительном сезоне. В итоге энергоснабжение потребителей восстанавливали другие ТСО, на которых существенно возрастала нагрузка по ликвидации аварийной ситуации в условиях отключений, в том числе, и их собственного оборудования.

Во избежание рисков неготовности ТСО к ликвидации последствий аварий Минэнерго России совместно с региональными штабами провели анализ деятельности территориальных сетевых организаций, владеющих объектами 35 кВ и ниже. Анализ проводился по ряду критериев, которые включают показатели по надёжности, результаты инвестиционной деятельности, направленной на поддержание технического состояния, обеспеченность аварийным запасом и организации аварийновосстановительных работ.

> Ремонтные работы на ЛЭП Источник: EmiliaU / Depositphotos.com



В результате, порядка 40 % региональных сетевых компаний (около 600 ТСО) не обеспечивают поддержание своих объектов в необходимом техническом состоянии. Это существенно снижает надёжность и безопасность энергоснабжения конечных

Крупными ТСО уже сегодня проблема повышения уровня надежности решается за счет целевых программ. В текущем году начата их реализация в 10 регионах: Мурманской области, Архангельской области, Новгородской области, Псковской области, Тверской области, Республике Ингушетия, Чеченской Республике, Республике Дагестан, Приморском крае, Сахалинской

Для комплексного решения задачи по повышению уровня надежности мы разработали проект плана мероприятий по внесению изменений в некоторые нормативные правовые акты.

Во-первых, мы усиливаем роль региональных штабов по вопросам оценки готовности TCO к прохождению отопительного сезона и ликвидации последствий аварий. Мы наделяем их полномочиями по мониторингу аварийного запаса.

Во-вторых, мы дополняем текущую методику мониторинга готовности к ОЗП новыми показателями для оценки рисков нарушения функционирования по сетевому комплексу классом напряжения 35 кВ и ниже. Показатели включают оценку ряда основных параметров: наличие и полнота комплектования аварийного запаса; выполнение инвестиционных программ по вводу в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов; наличие оборудования с превышением нормативного срока службы и в неудовлетворительном техническом состоянии; длительность устранения аварий; и ряд других. На основании указанных сведений будет формироваться комплексный индекс рисков нарушения функционирования, по следующей формуле:

ИНФ = $\sum i$ (КГі х ИВГПі) х 100, где:

КГі – значение весового коэффициента для і-ой группы условий показателей надежного функционирования территориальной сетевой организации;

ИВГПі – расчетное значение индекса выполнения для каждой группы показателей надежного функционирования.



Деревенский трансформатор

Источник: wikimapia.org

Расчет и формирование индекса рисков нарушения функционирования будет выполняться по методологии, аналогичной уже действующей и хорошо зарекомендовавшей себя методике оценки готовности субъектов к работе в отопительный сезон. При достижении определенного порогового значения будет приниматься решение об отнесении конкретной ТСО к высокому уровню риска нарушения функционирования. При неоднократном отнесении к высокой категории риска нарушения функционирования ТСО будет лишаться своего статуса. В текущих условиях при лишении статуса ТСО собственник электросетевых объектов может образовать новое юридическое лицо, получить статус ТСО и продол-

Порядка 40% или около 600 ТСО не обеспечивают поддержание своих объектов в необходимом техническом состоянии. Это существенно снижает надёжность и безопасность энергоснабжения потребителей

жать недобросовестно оказывать услуги потребителям. Мы предлагаем ограничить такую возможность.

В-третьих, в каждом регионе будет определена системообразующая ТСО (региональный оператор) для оперативнотехнологического управления и аварийновосстановительных работ в отношении объектов электросетевого хозяйства, собственник которых лишился статуса ТСО, до момента передачи этих объектов другому собственнику. Планируется установить критерии по определению статуса регионального оператора, его полномочий и предъявляемых к нему требований.

Указанная работа ведется также в рамках исполнения поручения президента России от 31.12.2020 г. по устранению рисков неготовности TCO к ликвидации последствий аварий природного или техногенного характера в целях обеспечения надежности и качества электроснабжения в субъектах Российской Федерации, в том числе за счет консолидации сетевых активов на базе крупнейшей системообразующей электросетевой организации, функционирующей на территории соответствующего субъекта.

Считаем, что указанный комплексный подход позволит существенно повысить надежность функционирования ТСО и в результате минимизировать риски нарушения электроснабжения потребителей.

Генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, д. х. н.

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516 2021 7161 10

Энергетический переход: Россия в глобальной повестке

Понятие «энергетический переход» сегодня прочно вошло в нашу жизнь. О его влиянии на дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса и мировой экономики в целом все чаще можно услышать с высоких трибун. В чем же его ключевая особенность? Действительно ли энергетический переход неизбежен? Готова ли к нему Россия? В статье рассматриваются основные направления развития мировой энергетики в процессе глобального энергоперехода. Проводится оценка необходимых инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей для достижения углеродной нейтральности ведущих экономик мира к 2050 году. Анализируются место российской энергетики в глобальном энергопереходе и новые возможности, которые он дает нашей стране.



Само по себе понятие «энергетический переход» не ново, и означает структурное преобразование глобального энергетического баланса с сокращением доли определенного вида топлива на 10 % за 10 лет.

За всю свою историю человечество уже пережило три этапа трансформации ТЭК: первым стал переход от биомассы к углю, вторым – от угля к нефти и, наконец, от нефти к газу. Сейчас мы стоим на пороге четвертой энергетической революции, ключевой особенностью которой является наращивание использования низко- и безуглеродных источников энергии, в частности ВИЭ.

Среди основных драйверов, способствующих очередным изменениям: стремление развитых стран к декарбонизации мировой экономики и их желание снизить свою зависимость от поставок энергоресурсов из-за рубежа.

Только в прошлом году, по оценке Bloomberg New Energy Finance (BNEF), общий уровень инвестиций в энергетический переход составил рекордные 501,3 млрд долларов. Примечательно, что среди всех стран мира наибольший прирост приходится именно на Европейский союз: +67 % к 2019 году. Одновременно с этим в Китае и в США наблюдается сокращение финансирования энергетического перехода на 12 и 11 % к 2019 году соответственно.

Наибольший уровень инвестиций пришелся на сектор возобновляемой энергетики - 303,5 млрд долларов. Для ВИЭ – это второй по величине показатель



финансирования за всю историю после максимальных 313,3 млрд долларов США в 2017 году.

Рост мировых мощностей ветровой и солнечной энергетики на более чем 200 ГВт в год уже стал новой нормой. Согласно докладу Net Zero by 2050, выпущенному Международным энергетическим агентством (МЭА) в 2021 году, к 2030 году для достижения целей углеродной нейтральности суммарный ввод ВЭС и СЭС должен составить около 1000 ГВт, что эквивалентно ежедневной установке крупнейшего в мире солнечного парка. К 2050 году на крышах домов должно быть установлено около 240 млн солнечных панелей. Для сравнения, в 2020 году количество таких объектов микрогенерации в домохозяйствах насчитывало порядка 25 миллионов.

Энергетический переход для всех?

Ведущие мировые эксперты сходятся в одном: для достижения к 2050 году заявленных целей по декарбонизации мировой экономики объем инвестиций в «зеленую» энергетику к 2030 году должен, как минимум, утроиться и составить около 4 трлн долларов. Даже для развитых экономик заявленные объемы вложений сегодня кажутся маловероятными.

Вместе с тем в ряде развивающихся стран Африки и Азии до сих пор не решен вопрос борьбы с энергетической бедностью. По подсчетам ООН, в 2019 году порядка 759 млн человек по всему миру не имело доступа к электроэнергии. Положение усугубляет пандемия новой коронавирусной инфекции COVID-19, последствия

которой в будущем могут препятствовать прогрессу в электрификации. Ожидается, что к 2030 году без электричества в мире может остаться еще 660 млн человек. Смогут ли себе позволить в перспективе ближайших нескольких десятилетий такие государства строительство и эксплуатацию объектов генерации на основе ВИЭ в необходимых для покрытия энергетических потребностей и обеспечения роста экономики количествах – большой вопрос.

Дело – в технологиях

Основным аргументом сторонников скорейшего энергетического перехода и полного отказа от ископаемых источников энергии остается доступность энергии



Ветряная турбина в Сент-Пазане, Франция Источник: altitudedrone / Depositphotos.com

ветра и солнца практически в любой точке земного шара.

Наряду с этим в текущих условиях технологического развития ключевым барьером расширения использования возобновляемой энергетики является нестабильность выработки, связанная с изменчивостью погодных условий. Решить сложившуюся ситуацию призваны накопители энергии, которые позволят компенсировать ее нехватку в пиковые часы потребления, во время штиля или при отсутствии солнца.

Несмотря на то, что разработка пилотных образцов таких накопителей ведется достаточно давно, в промышленное применение они так и не поступили.

До появления систем хранения энергии покрывать недостающую генерацию все еще приходится за счет традиционных электростанций, что может негативным образом сказываться на стоимости электроэнергии для потребителей.

Еще одним вызовом для возобновляемой энергетики является отсутствие эффективных технологий утилизации отработавших свой срок солнечных станций и ветрогенераторов. В настоящее время, когда развитие возобновляемой энергетики только набирает обороты, а количество компонентов, требующих замены, достаточно мало, в большинстве случаев вопрос решается ремонтом вышедшего из строя оборудования и его дальнейшей перепродажи в развивающиеся страны. Но уже через пару десятков лет вопрос встанет ребром. По данным BNEF, только в Европе к 2038 году объем отработанных лопастей ветроэлектрических станций составит 300 тыс. тонн, а количество требующих переработки фотоэлектрических модулей к 2050 году во всем мире достигнет 78 млн тонн.

Необходимость дальнейшего развития технологий возобновляемой энергетики признается и в докладе Net Zero by 2050. При этом МЭА отмечает, что наибольшее сокращение эмиссии парниковых газов к 2050 году связано с развитием технологий, которые сегодня находятся на уровне прототипов, а для их выхода на коммерциализацию потребуется массовое развертывание всех доступных сегодня ресурсов.

Энергобезопасность во главе

Игнорировать энергетический переход нельзя. Однако надо помнить, что первостепенная задача глобального топливноэнергетического комплекса -бесперебойное обеспечение людей доступными и надежными энергоресурсами.

До тех пор, пока возобновляемая энергетика не сможет в полном объеме обеспечивать растущие потребности населения Земли, традиционная энергетика продолжит занимать доминирующее положение в мировой экономике.

Наряду с прогнозами безуглеродного развития, у МЭА есть и более консервативные сценарии, в которых потребление нефти и газа продолжает расти вплоть до 2040 года.



Газовоз «Энергетический прогресс», Находка

Источник: vladsv / Depositphotos.com

13

Ископаемые источники энергии также могут быть экологически нейтральными с учетом развития и применения современных технологий по улавливанию и утилизации выбросов, а принятие мер адаптации к изменениям климата позволит обеспечить необходимый уровень экологической безопасности при их добыче и транспортировке.

При этом главенствующая роль в энергетике будущего будет отводиться природному газу, в том числе СПГ, как наиболее экологически чистому источнику энергии. Согласно прогнозам МЭА, его мировое потребление может вырасти на 2 п. п. до 25 % к 2040 году.

Еще одним переходным источником энергии может стать водородная энергетика. И хотя сегодня среди мировых экспертов нет единого мнения о потенциальных объемах мирового рынка водоро-

Среди экспертов нет единого мнения о потенциале мирового рынка водорода. Диапазон оценок спроса к 2050 году колеблется от нескольких десятков миллионов до почти 700 млн тонн в год

да – диапазон оценок глобального спроса на него к 2050 году колеблется в пределах от нескольких десятков миллионов до почти 700 млн тонн в год. В настоящее время в мире существует порядка 200 водородных проектов по всей цепочке создания стоимости. Если все эти проекты будут реализованы, по прогнозу Hydrogen Council&McKinsey, общие инвестиции в водород до 2030 года превысят 300 млрд долларов, что эквивалентно 1,4% глобального финансирования энергетики.

Россия в энергетическом переходе

Несмотря на богатство нашей страны углеводородными источниками энергии, Россия поддерживает стремления мирового сообщества по борьбе с изменением климата. В 2016 году с российской стороны было подписано и в 2019 году принято Парижское соглашение по климату, а в рамках его реализации в ноябре 2020 года президентом Российской Федерации издан указ о сокращении выбросов парниковых газов.

Уже сегодня более 80 % выработки электроэнергии происходит на основе низко- и безуглеродных источников энергии: газа, атомных и гидроэлектростанций, ВИЭ. При этом Энергетической стратегией России на период до 2035 года предусмотрена дальнейшая диверсификация энергетического баланса с увеличением в нем доли «чистой» энергии.

Nº7(161)/2021

Для этого в России нарашиваются компетенции в возобновляемой энергетике и развиваются технологии производства водорода с прицелом на его использование внутри страны и для поставок на экспорт, ведется разработка накопителей энергии, стимулируются энергоэффективные практики, и переход компаний ТЭК на принципы наилучших доступных технологий.

Прошлый год стал уникальным для нашей страны: впервые объемы вводов генерирующих объектов на основе солнца и ветра превысили объемы ввода традиционной генерации. Для дальнейшего стимулирования расширения использования «зеленой» энергетики в начале июня 2021 года правительство утвердило механизмы поддержки отрасли до 2035 года.

В соответствии с документом, в период 2025-2035-х годов предусмотрено выделение 360 млрд рублей, за счет которых может быть обеспечено строительство дополнительных 6,7 ГВт новой мощности ВИЭ.

Кроме того, определены новые правила и принципы проведения конкурсных отборов проектов: самое существенное из них состоит в переходе от практиковавшихся ранее отборов по принципу снижения заявленных затрат инвесторов к отбору по критерию минимизации комплексных показателей эффективности проектов ВИЭ, то есть, по сути – от объемных ограничений к стоимостным.

Способствовать развитию отечественных технологий возобновляемой энергетики призваны новые требования по локализации и экспорту основного оборудования в рамках проектов по ДПМ ВИЭ. Эти правила позволят объективно оценивать качество продукции соответствующей отрасли и обеспечить ее стимулирование к выходу на международные рынки сбыта.

Потенциальные объемы экспорта водорода из России могут составить 10-20% от мирового рынка водорода или до 0,2 млн т в 2024 году, 2-7 млн т в 2035 году и 7,9-33,4 млн т в 2050 году



Кармалиновская ВЭС, Ставропольский край Источник: «НоваВинд»

Предусматривается, что реализация указанных мер позволит, начиная с 2036 года, прекратить меры по субсидированию объектов ВИЭ с использованием механизмов оптового рынка электроэнергии и мощности и сделать российскую «зеленую» энергетику конкурентоспособной на внутреннем и мировых рынках.

Для создания в стране правовых условий развития микрогенерации в 2019 году был принят соответствующий закон, устанавливающий ключевые требования к таким объектам генерации и предоставляющий право их владельцам продавать излишки электроэнергии на розничных рынках.

Еще одним важным направлением работы Правительства России является развитие возобновляемой энергетики. В октябре прошлого года была утверждена соответствующая дорожная карта, направленная на увеличение производства и расширение сферы применения водорода в качестве экологически чистого энергоносителя, а также вхождение страны в число мировых лидеров по его производству

Потенциальные объемы экспорта водорода из России на мировой рынок, по экспертным оценкам Российского энергетического агентства Минэнерго России, могут составить 10-20 % от рынка международной торговли водородом или до 0,2 млн тонн в 2024 году, 2-7 млн тонн в 2035 году и 7,9-33,4 млн тонн в 2050 году, в зависимости от темпов декарбонизации мировой экономики и роста спроса на водород на мировом рынке.

Стратегические инициативы и ключевые меры по развитию водородной энергетики в России на среднесрочный и долгосрочный период определены в разработанной концепции развития отрасли.

В частности, документом предусматривается создание в стране научнотехнической инфраструктуры - инжиниринговых центров и полигонов, главным направлением деятельности которых станет полный цикл создания технологий получения, хранения, транспортировки, применения водорода от уровня научных исследований до этапа их коммерциали-

При этом одной из первостепенных задач должна стать разработка конкурентоспособных технологий производства водорода как из ископаемого сырья, в первую очередь природного газа, так и электролизом воды на базе атомных электростанций и объектов возобновляемой энергетики.

Способствовать созданию экспортноориентированного производства водорода и обеспечению его поставки на внутренний рынок будут региональные кластеры, которые могут быть организованы при активном участии центров инженернотехнологических компетенций.

Наряду с кластерами для формирования локальных рынков планируется организация производства низкоуглеродного водорода на экспортно-ориентированных промышленных предприятиях, использующих такое топливо в процессе производства продукции, создание полигонов производства и апробации использования водорода в качестве накопителя энергии,

> Солнечная электростанция Источник: «Хевел»



Способствовать созданию экспортно-ориентированного производства Н, и его поставкам на внутренний рынок будут региональные кластеры при участии центров инженернотехнологических компетенций

опытных образцов водородного автомобильного и железнодорожного транспорта, а также заправочных станций для них, реализация пилотных проектов по использованию водорода в жилищно-коммунальном хозяйстве при условии подтверждения их безопасности и экономической эффективности.

Не менее важная роль в развитии водородной энергетики проектом концепции отводится формированию необходимых кадровых компетенций и налаживание международного сотрудничества.

Вместе с тем до строительства всей необходимой инфраструктуры поставок и переориентации производств, транспортного и жилищного сектора под использование новых источников энергии Россия, как один из ключевых игроков на мировых рынках и надежный партнер для европейских и восточных стран, будет продолжать развитие традиционной энергетики, в частности, природного газа, уделяя особое внимание повышению их экологичности.

Для этого уже сегодня ведется работа по улучшению показателей тепловой экономичности в генерации, приоритетному использованию технологий комбинированной выработки тепловой и электрической генерации, сокращению выбросов метана как при транспортировке природного газа, так и при добыче нефти, повышению доли утилизации попутного нефтяного газа.

Такое сбалансированное развитие российского ТЭК позволит внести нашей стране свой вклад в достижение глобальных целей борьбы с изменениями климата, развить новые компетенции для выхода на мировые высокотехнологичные рынки и обеспечить энергетическую безопасность как внутренних потребителей, так и зарубежных партнеров.

на выбросы СО,

развитие ТЭС

на инновационное

Влияние ограничений

development of thermal power plants

Анатолий ЛАГЕРЕВ

Старший научный сотрудник, к. э. н., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН e-mail: lagerev@isem.irk.ru

Валентина ХАНАЕВА Старший научный сотрудник, к. э. н., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН e-mail: hanaeva@isem.irk.ru

Anatoly LAGEREV

Senior Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering e-mail: lagerev@isem.irk.ru

Valentina KHANAEVA

Senior Researcher of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics e-mail: hanaeva@isem.irk.ru

Энергетика является одним из источников выбросов СО

Источник: ekina1 / Depositphotos.com



Аннотация. В предлагаемой статье дается описание методического подхода для оценки влияния ограничений на выбросы парниковых газов на инновационное развитие ТЭС. В основу предлагаемого методического подхода положена динамическая оптимизационная территориально-производственная модель ТЭК страны (в разрезе макрорегионов). Приведен перечень задач, которые решаются в блоке электро- и теплоэнергетики модели ТЭК. Описаны результаты оценки влияния ограничений на выбросы СО, от тепловых электростанций России на их инновационное развитие в долгосрочной перспективе. Ключевые слова: методический подход, тепловые электростанции, эмиссия парниковых газов, ограничения на выбросы СО, инновационные технологии.

Abstract. This paper describes a methodological approach to assessing how restrictions on greenhouse gas emissions affect the innovative development of thermal power plants. The proposed methodological approach is based on a dynamic optimization territorial production model of the national energy sector (in terms of macroregions). The list of problems solved in the block of electricity and heating industries of the energy sector model is given. The results of assessing the effect of restrictions on CO₂ emissions from thermal power plants in Russia on their innovative long-term development are discussed.

Keywords: methodical approach, thermal power plants, greenhouse gas emissions, restrictions on CO₂ emissions, innovative technologies.

Установленная мощность электростанций России должна увеличиться к 2050 г. по сравнению с 2020 г. на 32-39% и достигнуть 332-348 млн кВт

Введение

Прогнозы страновых и региональных сценариев эмиссии парниковых газов показывают, что существенные изменения динамики и уровней выбросов парниковых газов возможны только при условии значительных технологических изменений в производстве, преобразовании и потреблении различных видов топливно-энергетических ресурсов. Практически во всех исследованиях, связанных с ограничениями выбросов СО₃, значительный вклад отводится электроэнергетике. На нее в настоящее время приходится около трети выбросов

парниковых газов в стране. При этом именно электроэнергетика обладает наибольшими (среди других секторов экономики) технологическими возможностями для реализации целевых ограничений на выбросы парниковых газов.

Методический подход

В основу методического подхода для оценки влияния ограничений на выбросы парниковых газов на инновационное развитие ТЭС, положена разработанная в ИСЭМ СО РАН динамическая оптимизационная модель ТЭК страны [1,2].

Предлагаемая модель позволяет учитывать территориально-технологическую структуру производства и потребления первичных энергоресурсов, электроэнергии, централизованного тепла, котельнопечного топлива. Она включает блоки: экологический, финансово-экономический и внешней торговли.

Территориальный аспект модели описывает ТЭК страны в разрезе 7 регионов, из них: два региона (Европейская часть, Урал) представляют Европейскую Россию и пять регионов: Тюменская область (включая Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО), юг Западной Сибири, Восточная Сибирь, Дальний Восток - Азиатскую Россию.

Модель является оптимизационной: в качестве коэффициентов функционала

Nº7(161)/2021

19

принимаются цены самофинансирования, обеспечивающие самоокупаемость энергетических объектов.

В качестве основного критерия оптимизации в модели рассматривается минимум суммарных дисконтированных затрат (на добычу, переработку (преобразование), транспорт, снижение вредных выбросов) за весь расчетный период при максимуме выручки от экспорта энергоносителей.

Ниже дается краткое описание блока электро- и теплоэнергетики в модели ТЭК. Оптимизация перспективного развития электро- и теплоснабжения и условий



Один из критериев модернизации ТЭЦ — снижение выбросов ${\rm CO}_2$ Источник: VLADJ55 / Depositphotos.com

топливоснабжения электростанций и котельных предполагает решение следующих задач, связанных с определением:

- рационального сочетания мощности электростанций разных типов (ГЭС, АЭС, КЭС, ТЭЦ) по регионам страны;
- 2) рациональной структуры выработки электроэнергии по типам электростанций и видам топлива;
- 3) рациональных уровней теплофикации в регионах и по стране в целом;
- 4) состава и требуемой мощности нового оборудования для электростанций и котельных в регионах;
- 5) магистральных передач электроэнергии между регионами;
- 6) вида топлива и определение его годового расхода электростанциями и котельными по регионам страны.

Для этого по каждому региону записывается несколько групп уравнений.

Первая группа уравнений описывает годовой баланс электроэнергии, который формируется из: а) выработки электроэнергии на собственных электростанциях, работающих на разных видах топлива и оборудовании; б) получения электроэнергии из соседних регионов; в) перетоков электроэнергии в соседние регионы; и г) годовой потребности региона в электроэнергии.

Вторая группа уравнений формирует годовой баланс теплоты в регионе. Для этого по каждому региону предусматривается следующая дифференциация источников теплоты: ТЭЦ на органическом и ядерном топливе, крупные и мелкие котельные, источники теплоты из вторичных энергоресурсов и нетрадиционной энергетики. При этом уровень теплофикации (отпуск теплоты от ТЭЦ) в регионе определяется не только условиями обеспечения баланса теплоты, но и условиями их топливоснабжения, а также участием ТЭЦ в покрытии электрической нагрузки соответствующего региона.

Третья группа уравнений позволяет для всех источников электроэнергии и теплоты на органическом топливе определить вид топлива и годовой его расход.

В каждом регионе рассматривается несколько вариантов сооружения электростанций (на разных технологиях, под разные виды топлива). В процессе оптимизации выбираются те варианты, которые приводят к минимуму затрат на производство электроэнергии и тепла (для ТЭЦ) в регионе (с учетом цен на топливо и его расхода на электростанциях).

При этом выбор оптимального (рационального) варианта сооружения электростанции будет зависеть от: удельных капиталовложений на сооружение электростанций; удельных расходов топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла (КПД электростанций); цен на топливо; эксплуатационных затрат.

Четвертая группа уравнений описывает различные технические ограничения: на установленную мощность действующих и некоторых новых типов электростанций, на отпуск теплоты от действующих ТЭЦ, на магистральные перетоки электроэнергии, на расход топлива по отдельным электростанциям или их группам и т. п.

В рассмотренном сценарии развития экономики производство электроэнергии в 2020–2050 гг. должно увеличиться примерно в 1,7 раза. При этом 35% прироста будет обеспечиваться за счет безуглеродных источников

Модель позволяет оценить (по стране и выделенным регионам): балансы первичных энергоресурсов; балансы котельнопечного топлива (по видам топлива: газ, мазут уголь, прочие виды топлива); балансы электроэнергии и централизованного тепла; перспективную технологическую структуру производства в отраслях ТЭК; межрегиональные поставки топлива (газ, уголь, мазут) и электроэнергии; сравнительную эффективность и масштабы внешней торговли энергоносителями; эмиссию парниковых газов и набор мероприятий по их сокращению; требуемые инвестиции на развитие ТЭК с разбивкой по отраслям.

Результаты исследований

Ниже приводятся результаты оценки влияния ограничений на выбросы ${\rm CO}_2$ на инновационное развитие ТЭС по регионам России в долгосрочной перспективе.

Рассматривались два варианта эмиссии парниковых газов (${\rm CO}_2$): вариант 1- без ограничений на выбросы парниковых газов; вариант 2-с ограничениями на выбросы парниковых газов от ТЭС на органическом топливе.

При этом принималось, что выбросы парниковых газов (${\rm CO_2}$) от сжигания топлива на ТЭС страны к 2050 г. в варианте 2 не превысят 55 % (450 млн т) от уровня выбросов от ТЭС в 1990 г. (835 млн т).

Рассматривались три инновационных технологии производства электроэнергии на ТЭС с использованием природного газа и угля (таблица 1):

- парогазовые установки на газе (ТЭС-ПГУ на газе);
- паротурбинные установки на угле, рассчитанные на суперсверхкритические параметры пара (ТЭС-ПТУ ССКП) без улавливания и с улавливанием СО₂;
- парогазовые установки с газификацией угля (ТЭС – ПГУ на угле с ГУ) без улавливания и с улавливанием СО_о.

Применение систем улавливания на электростанциях позволит снизить выбросы ${\rm CO_2}$ на 75–90 %, но приведет к полутора-двухкратному увеличению капиталовложений и снижению на 7–8 % КПД установок.

В качестве традиционных технологий рассматривались: для КЭС на угле – паротурбинные установки на сверхкритические параметры пара, для ТЭЦ – модернизированные паротурбинные и газотурбинные установки.

Таблица 1. Технико-экономические показатели инновационных технологий на ТЭС России

Источники: [6–8] и расчеты авторов

	ТЭС-ПГУ	ТЭС-ПТУ СО	СКП на угле	ТЭС-ПГУ на угле с ГУ	
Показатели	на газе	без улавл. СО2	с улавл. * СО ₂	без улавл. СО2	с улавл. * CO ₂
Период ввода	после 2010 г.	после 2025 г.	после 2030 г.	после 2025 г.	после 2030 г.
Срок эксплуатации, лет	35	40	40	40	40
Мощность	400-800	600-1000	600-1000	450-800	600-1000
КПД,%	59	44-45	36-37	49-50	41-42
Удельные капвложения, долл./кВт	900-1200	1800-1900	3400-3600	2500-2700	3400-3700
КИУМ,%	68-74	74	74	74	74
Затраты на производство электроэнергии, цент/кВт.ч	6,3-7,1	7,4-7,9	11,7-12,7	8,2-8,8	10,8-11,7
Выбросы, т СО ₂ /т у. т.	1,64	2,8-3	0,6	1,7-1,8	0,2
Улавливание CO ₂ ,%	-	-	76		88-89
Стоимость улавливания, долл./т СО2	-	-	76-78	-	70-71

Примечание: в ценах 2015 г.

^{*} без учета затрат на транспорт и захоронение СО,

Таблица 2. Прогноз развития экономики и энергопотребления в России (в ценах 2015 г.)

Источники: [3–5] и оценки авторов

Исследования проводились для оптимистического сценария развития экономики страны (таблица 2). В соответствии с принятым сценарием среднегодовые темпы прироста ВВП в период 2020—2030 гг. составят 3,6 %, в период 2031—2040 гг. — 3,3 %. Прогнозируется, что в последующие годы темпы роста ВВП замедлятся — до 2,9 %.

В рассмотренном сценарии развития экономики страны производство электроэнергии за рассматриваемый период (2020—2050 гг.) должно увеличиться примерно в 1,7 раза. При этом 35 % прироста производства электроэнергии в стране будет обеспечиваться за счет безуглеродных источников электроэнергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ) и 65 % за счет ТЭС на органическом топливе (таблица 3).

С учетом прогнозируемых уровней электропотребления, объемов экспорта электроэнергии и технологически необ-

ходимого демонтажа устаревшего оборудования, ввод генерирующих мощностей на электростанциях России прогнозируется в объеме 57–59 млн кВт к 2030 г., 145–164 млн кВт к 2040 г. и 212–241 млн кВт к 2050 г. (таблица 4).

При этом к 2050 г. предполагается ввести 39 млн кВт мощностей на АЭС, 14 млн кВт на ГЭС (ГАЭС), 13,5 млн кВт на ВИЭ и 146—175 млн кВт на ТЭС. Прогнозируется также, что к концу периода будет демонтировано 121 млн кВт физически изношенного и морально устаревшего оборудования на ТЭС и 20—21 млн кВт на АЭС [9, 10].

В результате установленная мощность электростанций России должна увеличиться к 2050 г. (по сравнению с 2020 г.) на 32–39 % и достигнуть 332–348 млн кВт. Динамика изменения установленной мощности электростанций России приведена в таблице 4.

Таблица 3. Прогнозный баланс электроэнергии в России, млрд кВт-ч

Показатели	2020 г. —	Прогноз			
Показатели	20201	2030 г.	2040 г.	2050 г.	
Электропотребление	1050	1310	1520	1708	
Экспорт (сальдо)	13	31-17	59-55	67-56	
Производство	1063	1341-1327	1579-1575	1775-1764	
В том числе:					
АЭС	216	231	281	361	
ГЭС, ГАЭС	214	215	241	260	
виэ	3	21	49	60	
ТЭС	630	874-860	1008-1004	1094-1083	
Из них:					
На газе	447	644-682	747-691	834-706	
На угле	176	223-171	256-311	257-377	
На прочих	7	7	5-2	3-0	

Примечание: в таблице левая граница диапазона значений соответствует варианту 1 — без ограничений на выбросы парниковых газов; правая — варианту 2 — с ограничениями на выбросы парниковых газов от ТЭС

Показатели	2020 г. –	Прогноз				
ПОКАЗАТЕЛИ	20201	2030 г.	2040 г.	2050 г.		
Установленная мощность, всего	251	271-273	307-327	332-348		
В том числе:						
АЭС	29	31	38	48		
ГЭС, ГАЭС	53	55	61	67		
ВИЭ	1,5	5	12	15		
T9C	167,5	180-183	196-216	202-218		
Вводы мощностей*, всего	=	57-59	145-164	212-241		
В том числе:						
АЭС	-	10	27	39		
ГЭС, ГАЭС	-	1,5	8,5	14		
виэ	-	4	11	13,5		
T9C	-	42-44	99-118	146-175		

Таблица 4. Динамика изменения установленных мощностей на электростанциях России, млн кВт

* нарастающим итогом относительно 2020 г.

Выполненные исследования показывают, что даже при прогнозируемых (повышенных) масштабах развития АЭС (48 ГВт к 2050 г.), ГЭС, ГАЭС(67 ГВт) и ВИЭ(15 ГВт), решить к 2050 г. поставленную задачу ограничения выбросов парниковых газов (CO_2) от сжигания топлива на ТЭС (на 50 % ниже уровня 1990 г.) можно только за счет внедрения инновационных технологий на тепловых электростанциях.

Исследования показали, что в европейской части страны это можно сделать за счет крупномасштабного внедрения в рассматриваемый период ТЭС-ПГУ на газе (93 млн кВт к 2050 г.) и инновационных технологий на угле с газификацией угля и улавливанием CO_2 (23 млн кВт к 2050 г.) – таблица 5.

В азиатской части России для ограничения выбросов от сжигания топлива на ТЭС потребуются внедрения к 2050 г. 35 млн



Юго-Западная ТЭЦ Источник: vuzopedia.ru

Таблица 5. Динамика изменения технологической структуры на ТЭС европейской части России

	2020	2020 г.		2050 г.			
Показатели			Вариа	нт 1	Вариа	нт 2	
	млн кВт		млн кВт		млн кВт	%	
ТЭС, всего	120,6	100	125	100	140	100	
В том числе:							
Традиционные ТЭС	99,6	83	25	20	24	17	
Из них: на газе	82,4	68	24	19	24	17	
На угле	13,8	11	-	-	-	-	
Инновационные ТЭС	21	17	100	80	116	83	
Из них:							
ТЭС – ПГУ на газе	21	17	97	78	93	67	
ТЭС – ПТУ (ССКП) на угле	-	-	3	2	-	-	
ТЭС – ПГУ с ГУ и улав. СО,	-	-	-	-	23	16	

EPFOHEPEXO

21

HEPFETUYECKAЯ ПОЛИТИКА Nº7(161)/

ТЭС, всего

На угле

Из них:

В том числе:

Из них: на газе

Традиционные ТЭС

Инновационные ТЭС

ТЭС – ПТУ (ССКП) на угле

ТЭС – ПГУ с ГУ и улав. СО,

ТЭС – ПГУ на газе

Показатели	2020 г. Вариант			1 Вариант 2			
ПОказатели	20201.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Россия, всего	580	633	645	630	585	500	450
В том числе							
Европейская часть	339	365	348	310	330	281	268
Сибирь*	205	221	246	269	215	188	162
Дальний Восток	36	47	51	51	40	31	20
То же, в%							
Европейская часть	59	58	54	49	56	56	60
Сибирь	35	35	38	43	37	38	36
Дальний Восток	6	7	8	8	7	6	4
Габлица 8. Выбросы парниковых газов на ТЭС			*	включая Тюмеі	нский регион в	составе: Тюме	енская област
по регионам России, млн т CO.					Ханты-Мансий	йский AO. Ямал	о-Ненецкий А

Таб по регионам России, млн т ${\rm CO_2}$

Таблица 6. Динамика изменения технологической структуры на ТЭС азиатской части России

> кВт ТЭС-ПГУ на газе, 33 млн кВт ТЭС-ПГУ с газификацией угля и улавливанием СО и 3 млн кВт паротурбинных ТЭС-ССКП на угле с блоками на суперсверхкритические параметры пара (таблица 6).

51,5

48.7

18.2

29,6

2.8

2,8

100

94.5

35

57

5.5

77

19

2

17

58

35

23

Динамика изменения объемов потребления котельно-печного топлива (КПТ) на электростанциях России приведена в таблице 7.

Сложившаяся в настоящее время структура потребления топлива на электростанциях европейской части страны носит газовую направленность. Доля газа в структуре сжигаемого топлива электростанций в 2020 г. составляла около 82%, доля угля - 17 %. На долю мазута приходилось менее 1 %.

Как следует из таблицы 7, в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 расход КПТ на ТЭС европейской части в 2050 г. должен сократиться на 6-7 % (на 13 млн т у. т.), при этом расход газа уменьшится на 17 %

(на 31 млн т у. т.), а расход угля увеличится в 2,2 раза (на 18 млн т у. т.).

100

25

3

22

75

30

78

7

2.5

4,5

71

3

33

100

9

6

91

42

В 2020 г. в структуре сжигаемого топлива на электростанциях азиатской части России на газ приходилось 43 %, на уголь 56 %, на мазут менее 1 %.

К 2050 г. в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 расход КПТ на ТЭС азиатской части должен снизиться на 5 % (7 млн т у. т.), при этом потребность в газе сократится на 5-6 млн т у. т., в угле – на 2 млн т у. т.

В целом расход КПТ на ТЭС России в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 в 2050 г. сократится на 20 млн т у. т.

Прогнозируемые при этом объемы выбросов СО, от сжигания топлива на ТЭС по регионам России приведены в таблице 8.

Исследования показали - объем выбросов СО₂ от ТЭС европейских регионов России (в варианте - 2 по сравнению с вариантом 1) к 2050 г. должен сократится

Таблица 7. Динамика потребления КПТ на ТЭС России, млн т у. т.

Показатели	2020 г.		Вариант 1	. 1 Вариан			
Показатели	20201.	2030 г.	2040 г.	2050 г.	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Потребление КПТ на ТЭС	293	328	343	347	314	322	327
России, всего							
Из них:							
Европейская часть	188	209	208	199	200	190	186
В том числе:							
Газ	155	176	182	184	190	163	153
Уголь и прочие	33	32	25	15	9	26	33
Азиатская часть	105	119	135	148	114	132	141
В том числе:							
Газ	45	49	52	57	49	52	51,5
Уголь и прочие	58	69	82	91	64	79	89

на 13-14 % и составить 268 млн т или 60 % от суммарных выбросов в стране.

При этом в азиатской части (Сибирь и Дальний Восток) выбросы парниковых газов на ТЭС к 2050 г. в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 сократятся на 43 % и составят 182 млн т или 40 % от суммарных выбросов в стране. Примерно 36 % (162 млн т) выбросов будет приходиться на Сибирь, 4 % (20 млн т) - на Дальний Восток.

В таблице 9 приведены требуемые инвестиции на сооружение электростанций по регионам России.

Исследования показали: изменения в структуре генерирующих мощностей, вызванные ограничениями на выбросы СО, приведут к дополнительным капиталовложениям в более дорогие проекты. Если в варианте 1 суммарные капиталовложения в электростанции в период 2021-2050 гг. составят 773 млрд долл., то при рассматриваемых ограничениях на выбросы СО,



23

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №<mark>7(161) / 2021</mark>

ТЭЦ в Благовещенске Источник: fereks.ru

Таблица 9. Требуемые инвестиции на сооружение электростанций в России, млрд долл.

Показатели	2021-2030 гг.	2031-2040 гг.	2041-2050 гг.	Итого 2021–2050 гг.
Капиталовложения, всего	144*/154	259/394	370/525	773/1073
В том числе:				
Европейская часть	88/90	144/224	228/284	460/598
Азиатская часть	56/64	115/170	142/241	313/475
Из них:				
Западная Сибирь	27/41	65/95	68/85	160/221
Восточная Сибирь	15/14	20/10	33/125	68/149
Дальний Восток	14/9	30/65	41/31	85/105

^{*} в числителе – требуемые инвестиции в варианте 1, в знаменателе – в варианте 2

(вариант 2) прирост капиталовложений оценивается дополнительно в 300 млрд долл. Из этого следует, что для снижения выбросов в варианте 2 относительно вари*анта 1* на 10 млн т CO₂ потребуется более 16 млрд долл.

Заключение

- 1. В основу предлагаемого методического подхода для оценки влияния ограничений на выбросы парниковых газов на инновационное развитие ТЭС положена разработанная в ИСЭМ СО РАН динамическая оптимизационная модель как инструмент исследования ТЭК страны и регионов.
- 2. Одним из возможных путей уменьшения зависимости электроснабжения России от увеличения эмиссии парниковых газов в стране является своевременная разработка и внедрение ТЭС на органическом топливе с использованием инновационных технологий.
- 3. Выполненные исследования свидетельствуют о том, что даже при повышенных масштабах развития АЭС, ГЭС, ВИЭ решить к 2050 г. поставленную задачу ограничения выбросов парниковых газов (СО₂) от сжигания топлива на ТЭС на 50 % ниже уровня выбросов 1990 г.

можно только за счет инновационных технологий. При этом, если в европейской части это возможно в основном за счет крупномасштабного внедрения в рассматриваемый период ПГУ на газе и ТЭС-ПГУ на угле с газификацией угля и улавливанием СО,, то в Сибири и на Дальнем Востоке - за счет внедрения ТЭС-ПГУ на газе, ТЭС-ПГУ с газификацией угля и улавливанием СО, и паротурбинных ТЭС с блоками на суперсверхкритические параметры пара (ТЭС-ССКП).

- 4. Прогнозируемый ввод новых инновационных технологий на ТЭС позволит к 2050 г. (по сравнению с 2020 г.) снизить усредненный удельный расход топлива на производство электроэнергии в европейской части страны на 17-18 %, в азиатской части - на 19-20 %.
- 5. Исследования показали, что изменения в инновационно-технологической структуре тепловых электростанций на органическом топливе, вызванные ограничениями на выбросы парниковых газов, потребует значительных капиталовложений в их сооружение.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0006) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Выбросы СО, в атмосферу промышленными предприятиями

Источник: msavoia / Depositphotos.com





Городская инфраструктура является источником выбросов СО,

Источник: yellow2j / Depositphotos.com

25

Использованные источники

- 1. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Н. И. Воропай, С. В. Подковальников, В. В. Труфанов и др. Отв. ред. H. И. Воропай. – Новосибирск: Hayka, 2015. C. 227–246.
- 2. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю. Д. Кононов, Е. В. Гальперова, А. В. Лагерев и др. – Новосибирск: Наука, 2009. С. 102-126.
- 3. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года // Министерство экономического развития РФ. - Москва, 2018. - 47 с. [Электронный ресурс] URL: http://economy.gov.ru/minec/about/ structure/depmacro/201828113 (дата обращения: 2.03.2019).
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утверждена 09.06.2020). - URL: //https://minenergo.gov.ru/node/1920 (дата обращения: 10.08.2020).
- 5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. (утверждена распоряжением Правительства PΦ oτ 09.06.2017 r. № 1209-p). //http://static.government.ru/

- media/files/zzvuuhfq2f30JIK8AzKVsXrGlbW8ENGp.pdf (дата обращения: 10.10.2020).
- 6. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г. (утвержден министром энергетики РФ от 14 октября 2016 г.) URL: https://minenergo.gov.ru/node/6365 (дата обращения: 10.10.2019).
- 7. Лейзерович А. Ш. Экономические и экологические показания современных угольных энергоблоков // Электрические станции. № 9, 2017. С. 2-9.
- 8. Филиппов С. П., Кейко А. В. Газификация угля: на перепутье. Технологические факторы // Теплоэнергетика. № 3, 2021.
- 9. Санеев Б. Г., Лагерев А. В., Ханаева В. Н. Электроэнергетика России в первой половине XXI века: роль восточных регионов // Энергетическая политика. № 6, 2017. С. 35-44.
- 10. Есть ли будущее у угольной генерации в России // СГК OnLine [Электронный ресурс] URL: https://sibgenco.online/ news/element/is-there-a-future-for-coal-generation-in-russia/

Nº7(161) / 2021

Цифровой

Challenges and Solutions

нефтеперерабатывающий

завод: проблемы и решения

Денис ХИТРЫХ Директор Центра исследований и разработок, МВА, директор по маркетингу, АО «КАДФЕМ Си-Ай-Эс», к. т. н. e-mail: denis.khitrykh@cadfem-cis.ru

Denis KHITRYKH PhD. MBA. Director of Research and Development Center, Marketing Director, CADFEM CIS e-mail: denis.khitrykh@cadfem-cis.ru

Туапсинский НПЗ Источник: risk-news.ru



Аннотация. Нефтеперерабатывающие заводы в последние несколько лет находятся под давлением низких цен на нефть, незапланированных остановок и неоптимизированных процессов нефтепереработки. Цифровизация – мощный инструмент повышения эффективности и снижения потерь в этой ситуации. Сегодня цифровые двойники становятся обычным явлением в самых разных отраслях, включая нефтегазовую промышленность. Цифровые двойники объединяют данные, полученные от производственных, корпоративных и инженерных технологий. Использование цифровых двойников для обеспечения надежного подхода к управлению производительностью активов, основанного на оценке рисков и ТОиР, поможет нефтеперерабатывающим заводам достичь целевых показателей производительности. В работе проведен анализ проекта разработки цифрового двойника насосного агрегата для НПЗ. Дана оценка ожидаемых экономических результатов проекта, сроков и бюджета проекта.

Ключевые слова: цифровой двойник, нефтеперерабатывающий завод, цифровизация, ТОиР, машинное обучение.

Abstract. Refineries have been under pressure for a few years now due to the low oil prices, unplanned shutdowns, and sub-optimized refinery processes. Digitalization is a powerful tool for increasing efficiency and reducing losses in this situation. Today, Digital Twins are becoming commonplace in a variety of industries, including the oil and gas industry. Digital Twins consolidate data from operations, enterprise, and engineering technologies. Leveraging Digital Twins to enable a risk-based reliability approach to asset performance management and MRO will help refineries achieves their performance targets. The articles contains analysis of the implementation efficiency for Digital Twins of pump unit for refinery. An assessment of the expected economic consequences, terms and budget of the project is given as well. Keywords: Digital Twin, refinery, digitalization, MOR, machine learning.

Внедрение ремонтов по фактическому техническому состоянию может принести выгоду предприятию в размере 30% от общей стоимости оборудования

Введение

Переход к Индустрии 4.0 подразумевает способность компаний интегрировать цифровые и физические технологии для улучшения работы и повышения производительности. Это требует глубоких изменений производственных и бизнес-процессов. Для промышленных предприятий цифровизация подразумевает как интеграцию производственных процессов внутри предприятия, так и интеграцию смежных и зависимых предприятий в цепочки создания стоимости, на всех стадиях жизненного цикла изделия, начиная с разработки и производства, и заканчивая послепродажным обслуживанием и утилизацией.

Основная цель цифровой трансформации в нефтегазовой и нефтеперерабатывающей сферах заключается в платформизации бизнес-процессов с учетом особенностей этих отраслей. Это предполагает цифровую трансформацию двух основных процессов: производства и организационных бизнес-моделей за счет использования современных технологий.

К сожалению, нефтяная отрасль является достаточно консервативной и наименее подвержена изменениям. Поэтому в настоящее время можно говорить о достаточно низкой активности при внедрении цифровых технологий в этой сфере. Однако именно цифровизация может существенно повысить конкурентоспособность предприятий данной отрасли, в частности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

Nº7(161) / 2021

29



Новокуйбышевский НПЗ

Источник: tonnametr.ru

Одним из стратегических направлений развития всех нефтеперерабатывающих заводов России является повышение надежности, безопасности, энергоэффективности и экологичности эксплуатируемого оборудования. Отечественный и зарубежный опыт эксплуатации НПЗ показывает, что повреждение или выход из строя насосного оборудования завода может повлечь за собой существенный материальный ущерб и даже гибель работников. Для обеспечения безопасной работы оборудования НПЗ необходимо обеспечить высокую вероятность снижения аварийных ситуаций. Кроме того, несмотря на относительно низкую стоимость насосного оборудования, суточный простой одной технологической

Сегодня на НПЗ стран СНГ эксплуатируется в среднем 3000 единиц насосно-компрессорного оборудования, которые потребляют 80-90% всей электроэнергии. Возраст 20-30% насосов превышает 30 лет

установки, например, ректификационной колонны из-за ненадежной работы основных и вспомогательных насосов может повлечь за собой миллионные убытки.

Сегодня на каждом НПЗ стран СНГ находится в эксплуатации в среднем до 3000 единиц насосно-компрессорного оборудования мощностью до 1200 кВт, которые потребляют до 80-90 % всего объема электроэнергии. При этом возраст 20-30 % насосов превышает 30 лет и большинство отказов оборудования происходит как раз по причине его неудовлетворительного технического состояния [4].

Поэтому большинство нефтеперерабатывающих компаний страны осознают необходимость и важность внедрения интеллектуальных средств мониторинга технического состояния насосных систем, и переход с системы плановопредупредительных ремонтов на систему ремонтов по фактическому состоянию [1].

По данным работ [2] и [3] внедрение ремонтов по фактическому техническому состоянию может принести выгоду предприятию в размере 30 % от общей стоимости эксплуатируемого оборудования, а цифровой двойник оборудования является ключевым элементом стратегии внедрения ТОиР по фактическому состоянию на нефтеперерабатывающих предприятиях.

В мире существуют примеры удачного внедрения цифровых двойников насосных агрегатов разного уровня. Однако точной оценки эффективности и стоимости внедрения цифровых двойников насосных систем НПЗ в открытой печати до сих пор нет.

Российская нефтеперерабатывающая отрасль на современном этапе развития

Эффективность работы нефтеперерабатывающей отрасли в целом следует за тенденцией основных макроэкономических показателей страны и зависит от изменений потребительского спроса. Действие демпфирующего механизма в условиях резкого падения цен на нефтепродукты в 2020 г. на мировых рынках привели к тому, что внутренний рынок стал для нефтяников премиальным, но в результате, они были вынуждены платить в бюджет обратный акциз на нефть. Таким образом в условиях пандемии были решены две стратегические государственные задачи: наполняемость бюджета и сохранение цен на топливо при резком снижении стоимости нефти. Однако этот же механизм привел к падению рентабельности нефтепереработки.

Все изменения в отрасли за последние 5 лет связаны с решениями в налогообложении, падением привлекательности экспорта темных нефтепродуктов, топливной экономичностью в транспортном секторе

Данные из открытых источников позволяют оценить техническое состояние нефтеперерабатывающей отрасли в России. Так, согласно информации Минэнерго России (реестр НПЗ) из 38 крупных НПЗ с объемами переработки более 1 млн тонн в год, 24 завода эксплуатируются уже более полувека. Наиболее показательными в данном контексте являются следующие

- Туапсинский, который эксплуатируется с 1928 года:
- Саратовский, работающий с 1934 го-
- Московский, функционирующий с 1938 года



Источник: «Славнефть-ЯНОС»



Средний возраст российских НПЗ – свыше 60 лет. Это говорит об изношенности нефтеперерабатывающих мощностей.

Вместе с тем, крупнейшие нефтеперерабатывающие заводы России продолжили в 2019—2020 гг. реконструкцию и ввод новых технологических мощностей в рамках национальной программы модернизации. Одной из целей этой программы является рост производства высокооктановых бензинов, соответствующих стандартам Евро-5 и выше. В результате по данным работы [6], средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ за последние 5 лет выросла на 17 % и в 2020 году составила 84,4 %.

Поставки нефти на переработку в РФ в 2020 году составили 275 млн тонн, что на 5,2 % ниже 2019 года и соответствуют уровню 2013 года.

Сокращение объема первичной переработки нефти в России происходило двумя волнами: в 2015–2017 гг. и 2019–2020 гг. По данным ЦДУ ТЭК, объем нефтепереработки в России в 2020 году сократился на 5,4 % по сравнению с 2019 г. и составил 270 млн тонн.

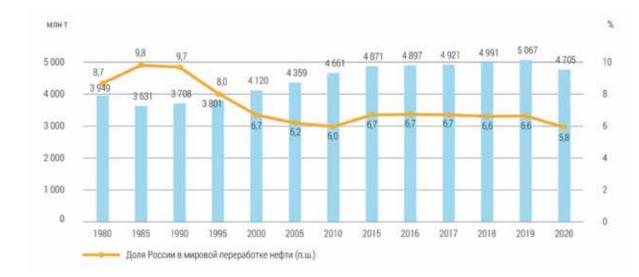
Все изменения в отрасли за последние 5 лет связаны с законодательными решениями в сфере налогообложения, падением привлекательности экспорта темных нефтепродуктов, давлением на потребление нефти топливной экономичности в транспортном секторе, регулированием внутреннего рынка топлива с сокращением добычи в рамках сделки ОПЕК+ и со снижением рентабельности нефтепереработки вследствие пандемии коронавируса.

Убытки от простоя оборудования при отсутствии своевременной вибродиагностики и предиктивной аналитики циркуляционного насоса составляют 11, 85 млн руб./год при двух внеплановых остановках

Так, налоговый маневр, завершившийся в 2018 году, привел к значительному сокращению производства мазута. В структуре производства основных нефтепродуктов его доля сократилась вдвое; часть независимых и простейших НПЗ прекратили свою деятельность, при этом выросла доля комплексных заводов. За весь период налогового маневра потери НПЗ, не удовлетворяющих критерию поставок на внутренний рынок либо не заключивших модернизационные соглашения, превысили 50 млрд рублей.

В апреле 2020 года участники соглашения ОПЕК+, включая Россию, заключили новую сделку по сокращению добычи нефти после резкого падения спроса на нефть из-за пандемии коронавируса. Согласно [5], параметры нового соглашения ОПЕК+ предусматривают три этапа сокращения добычи нефти:

Рис. 1. Динамика мощностей переработки нефти в мире [6]





Антипинский НПЗ, Тюмень

Источник: m.angi.ru

31

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №7(161) / 2021

- 1 этап: с мая по июнь 2020 г. сокращение добычи на 9,7 млн б/с по сравнению с базовым уровнем;
- 2 этап: с июля по декабрь 2020 г. сокращение добычи на 7,7 млн б/с по сравнению с базовым уровнем;
- 3 этап: с января 2021 г. по апрель 2022 г. сокращение добычи на 5,8 млн б/с по сравнению с базовым уровнем.

В качестве базового принят уровень добычи в октябре 2018 года. Для России базовый уровень установлен на 11 млн б/с.

Еще одной из ключевых проблем российской нефтеперерабатывающей отрасли является сильная зависимость от импортных технологий и оборудования. В настоящее время в отрасли отсутствуют жесткие запреты на использование импортного оборудования, что замедляет процесс импортозамещения.

Затраты на инвестиционную стадию пилота составят 21,83 млн руб. Из них на проектные работы – 13,9 млн руб., на лицензирование программ – 5 млн руб., на аппаратное обеспечение – 2,9 млн руб.

Концепция гибридного цифрового двойника компании Flowserve

В 2016 году компании РТС, Flowserve, National Instruments и Ansys представили инженерному сообществу прототип гибридного цифрового двойника, созданного на основе численных расчетов и использующего суррогатную модель поведения насосного агрегата [7]. Через три года аналогичный цифровой двойник насоса, но уже на другой IoT-платформе, был создан компанией Grundfos.

Для пилотного проекта цифрового двойника насоса был выбран консольный центробежный насос Durco Mark 3 компании Flowserve, оснащенный базовой системой вибромониторинга, датчиками давления и расходомером. Для интеграции всех устройств, датчиков и анализа данных использовалась ІоТ-платформа ThingWorx компании РТС. Подсистема машинного обучения, встроенная в ThingWorx, использовалась для анализа информации с датчиков, построения шаблонов данных, характерных для нормальных режимов работы насоса, выявления аномалий, поиска закономерностей и прогнозов, а также для визуализации данных.

В 2019 году российская компания «КАД-ФЕМ Си-Ай-Эс» разработала собственный демонстратор цифрового двойника консольного центробежного насоса — первый в России пример реализации концепции гибридного цифрового двойника на про-

Nº7(161) / 2021

33

Рис. 2. Системная модель насосной установки Flowserve

мышленном уровне. В демонстраторе были реализованы следующие функции гибридного цифрового двойника:

- 1. Виртуальные датчики эталонного процесса, дублирующие показания физических датчиков.
- 2. Аналитический расчет гидравлических характеристик насоса на основе данных системной модели гидравлического КПД и кавитационного запаса насоса.
- 3. Расчет показателей энергоэффективности насосной установки.
- 4. Предсказание остаточного ресурса критических деталей насоса и электродвигателя на основе методов регрессии для предсказания отказов по непосредственным измерениям параметров работы оборудования.

Для взаимодействия с оператором был разработан пользовательский интерфейс, показанный на рис. 4.

Экономический эффект от внедрения цифрового двойника насосного агрегата НПЗ

Экономический эффект от внедрения системы интеллектуальной (умной) и непрерывной диагностики технического состояния и регулирования режима работы насосного агрегата на основе цифрового двойника складывается из прямой и косвенной экономии. К прямой экономии относятся: снижение затрат на ремонт; увеличение межремонтного периода за счет необоснованных плановых ремонтов;

Рис. 3. Пример интерфейса приложения на основе предсказательной аналитики Flowserve



минимизация объема ремонтных работ; экономия потребляемой электроэнергии (за счет регулирования режима работы насосной установки). Косвенная экономия складывается за счет снижения расходов, не связанных с производственными затратами: потери, возникающие в результате внеплановых простоев, например, убытки в виде неполученных доходов (упущенной выгоды) за отгрузку нефтепродуктов и затраты на исправление аварий.

Рассмотрим эффективность применения цифрового двойника на основе вибромониторинга и машинной аналитики на примере насоса циркуляционного ороцифровых двойников на все подобное оборудование НПЗ, то экономический эффект будет на несколько порядков больше. Срок окупаемости мероприятия при внедрении только виброанализатора стоимостью 1,5 млн руб. составит полтора месяца.

Расчет экономической эффективности разработки цифрового двойника насоса для НПЗ

Для расчета экономической эффективности реализации проекта гибридного циф-

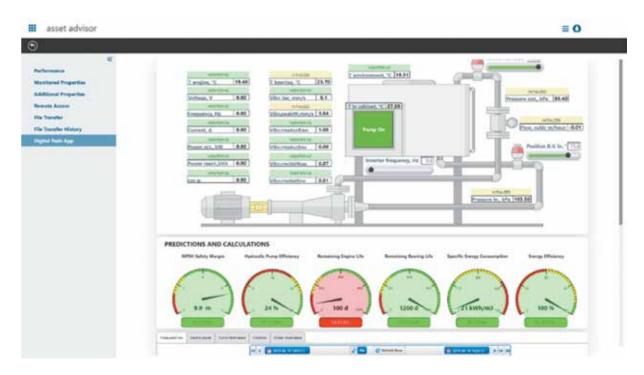


Рис. 4. Пользовательский интерфейс оператора насосной установки

шения, используемого в вакуумной ректификационной колонне. Затраты на ремонт насоса по оценкам «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» составляют 12000 долларов США, потеря прибыли 15000 долларов в час, общая утраченная прибыль 90000 долларов, общая стоимость отказа 158000 долларов.

Таким образом убытки от простоя оборудования в денежном выражении при отсутствии своевременной вибродиагностики и предиктивной аналитики циркуляционного насоса составляют 11 850 тыс. руб./год при двух внеплановых остановках. Если отмасштабировать эффект от внедрения

рового двойника насосного агрегата необходимо оценить возможную длительность реализации проекта, а также его стоимость. Оценку длительности реализации проекта невозможно оценить методом сравнения/ сопоставления с аналогичными проектами ввиду их отсутствия в России. При расчете стоимости проекта необходимо учитывать, как стоимость привлечения подрядных организаций, так и собственные расходы НПЗ. С учетом указанных фактов можно предположить примерные трудозатраты для реализации проекта цифрового двойника.

	Насос циркуляционного орошения							
	Затраты на ремонт, у.е.	Число отказов	Время простоя, ч	Потеря прибыли, у. е./ч	Общая утрачен- ная при- быль, у. е.	Штрафные выплаты, у.е.	Общая стоимость отказа, у.е.	
Долл.	12 000	. 2	6	15 000	90 000	56 000	158 000	
Руб.	900 000	<u>ζ</u>	6 -	1 125 000	6 750 000	4 200 000	11 850 000	

Таблица 1. Пример экономической оценки потерь и стоимости затрат ликвидации отказа оборудования НПЗ

Команды из 10 технических специалистов будет более чем достаточно для реализации пилотного проекта цифрового двойника. Длительность реализации проекта цифрового двойника насоса на основе экспертной оценки составляет 12 месяцев, из них 6 месяцев – разработка программноаппаратного комплекса, а оставшиеся 6 месяцев – опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ).

Суммарные затраты на инвестиционную стадию пилотного проекта составят 21,83 млн руб. Из них на проектные работы необходимо выделить 13 920 000 руб., на лицензирование программного обеспечения — 5 000 000 руб. и на аппаратное обеспечение — 2 910 000 руб.

Оценим ожидаемый экономический эффект от внедрения системы за счет снижения затрат на техническое обслуживание насосного оборудования и предотвращения незапланированного простоя оборудования. Введем следующие допущения и предположения:

- процент запланированных потерь мощности: подразумевается, что НПЗ может продать восстановленную мощность;
- годовой бюджет на ТО насосного оборудования – на основе данных открытых закупок ведущих российских нефтяных компаний («Роснефть», «Газпром нефть» и др.);

Установка изомеризации, Омский НПЗ

Источник: energybase.ru



- годовой бюджет обслуживания насосного оборудования не учитывает капитальные ремонты;
- предотвращение затрат, связанных с более серьезными повреждениями, по отношению к техническому обслуживанию, проведенному до наступления условий отказа оборудования;
- сокращение затрат на излишнее ТО, которое не требуется для обеспечения надежной работы (например, профилактическое обслуживание без выявления проблем);
- сокращение затрат на операции, вызвавшие повреждение вследствие кавитации, механического износа и пр.
- маржинальность НПЗ (коэффициент прибыльности на баррель) – на основе прогнозов аудиторских компаний «Большой четверки».

Предположим, что производительность НПЗ составляет 10 млн т/год (или 7,28×10×1 000 000/365=199 452 баррелей нефти марки Urals в сутки). Коэффициент прибыльности на баррель примем равным 3 долл. США. Потери производственной мощности НПЗ, связанные с отказами насосного оборудования – 0,2 %. Снижение потерь производства благодаря дистанционному мониторингу технологических насосов и предсказательной аналитике – 30 %. Предполагаемый годовой рост чистой прибыли составит 199452×3×0,002×365×0,3 =131 039 долл. США.

Оценим снижение годовых затрат на техническое обслуживание насосного оборудования. Годовой бюджет на техническое обслуживание насосного оборудования НПЗ – 12 млн долл. США. Общие годовые затраты на техническое обслужи-

вание технологических насосов НПЗ – 7 %. Снижение средней стоимости ремонта без непредвиденных отказов насосов – 30 %. Таким образом снижение годовых затрат на техническое обслуживание составит 12 000 000×0,07×0,3=252 тыс. долларов. При текущем курсе доллара в 75 руб. за 1 долл. США можно предположить, что общий годовой рост прибыли составит 28 727 925 руб. (или ~2,39 млн руб. в месяц).



Афипский НПЗ Источник: yugopolis.ru

Результаты оценки эффективности инвестиций в проект при ставке дисконтирования 13,8 % представлены в табл. 2.

Анализ чувствительности проекта к цене сбыта показывает, что проект гибридного цифрового двойника насосно-

Таблица 2. Результаты оценки инвестиций в проект цифрового двойника насосного агрегата

Nº	Показатель	Значение
1	Период окупаемости – РВ, мес.	9
2	Дисконтированный период окупаемости — DPB, мес.	10
3	Средняя норма рентабельности – ARR,%	475
4	Чистый приведенный доход — NPV, млн руб.	51,79
5	Индекс прибыльности – PI	4,42
6	Внутренняя норма рентабельности — IRR,%	1545
7	Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR,%	397

Nº7(161) / 2021

37

NPV, py6 50 000 000 55 000 000 45 000 00 40 000 DO 35 000 00 30 000 000 25 000 00 20 000 000 15,000 000 5 000 000 -5 000 000 -20 000 000

Рис. 5. Анализ чувствительности цены сбыта к NPV

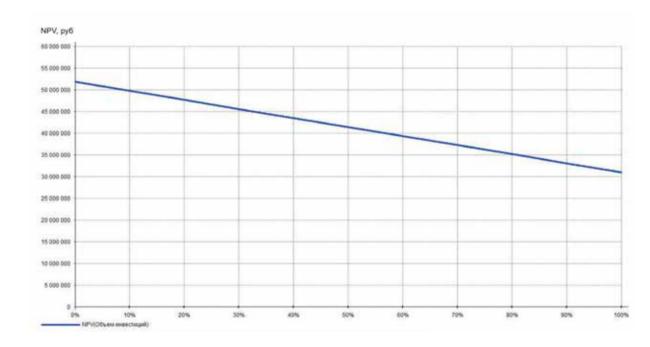


Рис. 6. Анализ чувствительности объема инвестиций к NPV



Резервуарный парк склада ГСМ Источник: uralneftemash.com

го агрегата имеет более чем 70 % запаса по цене сбыта. При увеличении объема инвестиций в проект в два раза NPV проекта составит 30 млн руб.

Заключение

Тенденция цифровизации большого количества рыночных сегментов набирает обороты. Нефтегазовая отрасль, являясь ключевой отраслью для российской экономики, не осталась в стороне от этого процесса.

Осуществление цифровой трансформации является сложной и неоднозначной задачей, при которой необходимо в первую очередь минимизировать риски внеплановой остановки предприятия из-за сбоев при внедрении новых технологий. Технология цифрового двойника насосного агрегата не вносит изменений в технологическую структуру, которые могли бы привести к остановке нефтеперерабатывающего предприятия (НПЗ).

Анализ международного опыта применения подобных проектов показал, что внедрение данной технологии на нефтеперерабатывающих предприятиях позволяет повысить эффективность технического обслуживания динамического оборудования на 20-30 %, сократить внеплановые простои оборудования на 15-20 %, уменьшить объемы обслуживания и ремонта на 15-20 % и снизить энергопотребление на одну тонну нефти на 2-5 %. В России также идут работы в этом направлении, но реальных примеров промышленного применения, оценки эффективности и стоимости подобных проектов пока нет.

Экономический эффект от внедрения гибридного цифрового двойника на НПЗ производительностью 10 млн т/год нефти составит порядка 30 млн руб. в год за счет снижения затрат на техническое обслуживание насосного оборудования и предотвращения незапланированного простоя оборудования.

Суммарные затраты на инвестиционную стадию проекта с учетом программного и аппаратного обеспечения и проектных работ составляют примерно 22 млн руб. Период окупаемости проекта (РВ) - 9 месяцев, чистый приведенный доход (NPV) ~ 52 млн руб.

Использованные источники

- 1. Байков И. Р., Китаев С. В., Файрушин Ш. З. Оценка показателей надёжности насосов типа НК. НКВ и НПС. Надежность. № 4(16), 2016. C. 11–16. DOI: https://doi.org/10.21683/1729-2646-2016-16-4-11-16.
- 2. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учебное пособие для вузов / Богданов Е. А. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
- 3. Кравченко В. М. Техническое диагностирование механического оборудования: Учебник / Кравченко В. М., Сидоров В. А., Седуш В. Я. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2009. – 459 c.
- 4. Швиндин А. И. К вопросу стоимости срока службы насосного оборудования на НПЗ: [Электронный ресурс]. URL: https://chemtech.ru/o-stoimosti-sroka-sluzhby-nasosnogooborudovanija-v-neftepererabatyvajushhih-proizvodstvah/ (Дата обращения 30.04.2021).

- 5. Обзор мировых энергетических рынков: рынок нефти [Электронный ресурс]. URL: https://nifi.ru/images/FILES/ energo/2020/oilmarket_may2020.pdf (Дата обращения 30.04.2021).
- 6. Российская нефтепереработка на современном этапе развития [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngv. ru/magazines/article/rossiyskaya-neftepererabotka-nasovremennom-etape-razvitiya/ (Дата обращения 30.04.2021).
- Создание цифрового двойника насоса [Электронный реcypc]. URL: http://www.cadcamcae.lv/N125/46-48.pdf (Дата обращения 14.05.2021).

H

Российская нефтепереработка: выживут сильнейшие

Russian oil refining: in the face of fierce competition

Евгений ТЫРТОВ Старший консультант VYGON Consulting e-mail: tyrtov@vygon.consulting

Елизавета ДЕМИДОВА Аналитик VYGON Consulting e-mail: tyrtov@vygon.consulting Evgeny TYRTOV
Senior Consultant VYGON Consulting
e-mail: tyrtov@vygon.consulting

Elizaveta DEMIDOVA

Analyst VYGON Consulting
e-mail: tyrtov@vygon.consulting

Омский НПЗ

Источник: «Газпром»



Аннотация. Модернизация наших НПЗ увеличит выпуск светлых нефтепродуктов. При этом на ключевом рынке — в Европе — сегодня нарастают сразу несколько негативных трендов, которые могут серьезно повлиять на сбыт и экономику российского топлива. Это климатическая повестка, ограничивающая спрос, а также рост конкуренции из-за ввода перерабатывающих мощностей на Ближнем Востоке. Для защиты собственной импортной ниши на европейском рынке государству необходимо сохранить поддержку российской нефтепереработки, а компаниям развивать производственную гибкость и наращивать технологический уровень НПЗ.

Ключевые слова: нефтепереработка, НПЗ, модернизация, нефтепродукты, конкуренция, мировые рынки.

Abstract. Modernization of our refineries will increase the output of light petroleum products. At the same time, several negative trends are growing in the key market, Europe, which can seriously affect the sales and economics of Russian fuel. These include the climate agenda, which limits demand, as well as increased competition due to the launch of refining facilities in the Middle East. To protect its own import niche in the European market, the Russian state needs to maintain support for Russian oil refining, and companies need to develop production flexibility and increase the technological level of refineries.

Keywords: oil refining industry, refinery, modernization, petroleum products, competition, world markets.



По мощностям первичной переработки и выпуску нефтепродуктов (6,7 и 5,8 млн б/с) Россия занимает третье место, уступая лишь Китаю и США

Модернизация отечественных НПЗ позволит увеличить выпуск светлых нефтепродуктов, основная часть которых будет направлена на экспорт. При этом на ключевом для нас внешнем рынке – в Европе – сегодня нарастают сразу несколько негативных трендов, которые в ближайшей перспективе могут серьезно повлиять на сбыт и экономику российской нефтепереработки. Это климатическая повестка, ограничивающая спрос на нефть и нефтепродукты, а также рост конкуренции из-за ввода дополнительных перерабатывающих мощностей на Ближнем Востоке. Для защиты собственной импортной ниши на европейском рынке государству необходимо сохранить поддержку российской нефтепереработки, а компаниям развивать производственную гибкость и наращивать технологический уровень НПЗ.

Модернизация отрасли

В российской нефтеперерабатывающей отрасли продолжается масштабная модернизация действующих производств, которая проводится в рамках четырехсторонних соглашений, подписанных в 2011 году нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом, а также модернизационных соглашений, заключенных в 2019 году между Министерством энергетики и компаниями. Согласно договоренностям, собственники предприятий взяли на себя обязательства до 2027 года построить 98 установок вторичной переработки нефти и 36 реконструировать. Среди них установки как облагораживающих (риформинг, изомеризация, гидроочистка и прочие), так и углубляющих (гидрокрекинг, каталитический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование) процессов. Фактические объемы инвестиций в рамках дан-

Nº7(161) / 2021



Туапсинский НПЗ Источник: «Роснефть»

ных соглашений в 2011-2019 гг. превысили 1,4 трлн руб., а из 134 проектов уже реализовано 86 [1].

Также в 2021 году заработал новый механизм стимулирования модернизации нефтеперерабатывающих мощностей - инвестиционная надбавка, представляющая собой субсидию, выплачиваемую в случае ввода дополнительных установок вторичной нефтепереработки. Основная цель нового инструмента – привлечение дополнительных инвестиций в модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей. В рамках подписанных инвестиционных соглашений между Минэнерго России и компаниями планируется ввести 30 но-

Среди 10 крупнейших производителей нефтепродуктов Россия - единственный крупный экспортер. В прочих странах нефтеперерабатывающая отрасль покрывает только внутренние потребности

вых установок с общим объемом инвестиций около 0,8 трлн руб. Среди подписавших соглашения НПЗ – Омский, Московский, Туапсинский НПЗ, «ТАНЕКО», «Газпром нефтехим Салават», «Нижегороднефтеоргсинтез», Афипский НПЗ, «Орскнефтеоргсинтез»

Результатом модернизации должно стать снижение доли простых НПЗ (то есть, не имеющих в своем составе установок углубляющих процессов), увеличение мощностей более сложных комплексных заводов, рост выхода светлых нефтепродуктов. Необходимо напомнить, что до старта программы модернизации в 2011 году технологический уровень предприятий отрасли оставался на достаточно низком уровне. Например, выход светлых нефтепродуктов в среднем по отрасли составлял всего около 56 % [3]. После ввода всех запланированных установок в среднем по отрасли доля выхода светлых нефтепродуктов вырастет с текущих 62-х до 72 % в 2030-2035 гг. Таким образом, к концу текущего этапа модернизации отечественная нефтепереработка выйдет на один уровень с европейскими НПЗ.

Основная часть запланированных к вводу мощностей углубляющих процессов направлена на выпуск средних дистиллятов, прежде всего, дизельного топлива. При реализации всех заявленных в соглашениях планов объемы производства средних дистиллятов вырастут на 18 млн т или на 19 % к уровню 2019 года (ввиду пандемии COVID-19 и вызванного ею падения производства 2020 год не может считаться репрезентативным). Также увеличится выпуск автобензина на 8 млн т, керосина - на 3 млн т (рис. 1). Производство тяжелых фракций за счет углубления переработки снизится, наиболее значительное падение придется на мазут - с 58 до 34 млн т или на 41 %.

Экспортные рынки: сокращение спроса на фоне роста предложения

Объемы нефтепереработки в России сегодня значительно превышают внутренние потребности. По мощностям первичной переработки и выпуску нефтепродуктов (6,7 и 5,8 млн барр./сут. соответственно) страна занимает третье место, уступая лишь Китаю и США. При этом по уровню потребления Россия располагается на шестом месте с 3,3 млн барр./сут. [4]. Другими словами, около половины производимых в РФ нефтепродуктов отправляется на экспорт. Такая ситуация не является уникальной: в некоторых небольших странах-производителях, например, Нидерландах, Кувейте, Греции, Беларуси, объемы переработки также значительно превышают внутренние потребности, и излишек продукции отправляется

Из-за низкой маржи переработки и негативного влияния пандемии, в Европе планируется закрытие неэффективных НПЗ объемом до 0,6 млн б/с в 2020-2025 гг. Это около 4% действующих мошностей

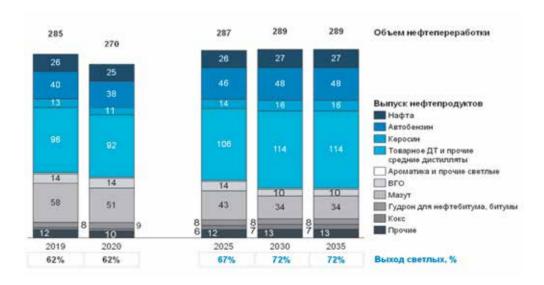
на экспорт. Однако среди 10 крупнейших производителей Россия - единственный крупный экспортер нефтепродуктов, в прочих странах нефтеперерабатывающая отрасль покрывает только внутренние потребности, а часть нефтепродуктов вообще импортируется.

Таким образом, отечественная нефтеперерабатывающая отрасль в значительной степени сегодня зависит от экспорта нефтепродуктов. Поэтому надежность внешних рынков сбыта является важным фактором ее стабильности.

Ключевым рынком сбыта российских нефтепродуктов является Европа, на которую сегодня приходится порядка 50 % всех объемов их российского экспорта [5, 6]. Основу составляют средние дистилляты (в том числе, дизельное топливо), на долю которых приходится более трети всех по-

Рис. 1. Объемы нефтепереработки и выпуск нефтепродуктов в 2019-2035 гг., млн т

Источник собственные расчеты автора



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №<mark>7(161) / 2021</mark>

ставок. Эти объемы на данный момент составляют почти половину суммарного импорта средних дистиллятов в Европу. В целом, Россия уже более 20 лет является ключевым поставщиком моторных топлив в европейские страны, значительно опережая по доле на рынке и США, и страны Ближнего Востока [7].

Однако согласно даже самым консервативным прогнозам МЭА (Сценарий заявленных политик) и ВР (Сценарий «Статус-кво») потребление нефти и нефтепродуктов в Европе будет снижаться и уже никогда не вернется к максимальному уровню, зафиксированному в 2019 году. Такие же прогнозы приводит Организация стран — экспортёров нефти (ОПЕК) в сво-

увеличением доли электромобилей и автомобилей на газомоторном топливе [11].

Действительно, страны Европы сегодня активно внедряют инициативы по сокращению выбросов СО₂ транспортом. Например, в Норвегии уже с 2025 г. начнет действовать запрет на регистрацию легковых автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Аналогичные запреты будут введены к 2030 году в Швеции, Германии, Великобритании, Дании. На данный момент уже 31 страна на федеральном и/или региональном уровне объявила о потенциальном введении запрета на приобретение автомобилей на бензиновом и дизельном топливе [12]. Согласно целевым показателям директивы ЕС по возобновляемым источникам энер-

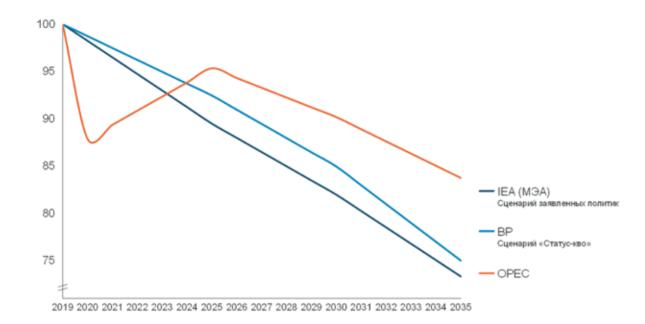


Рис. 2. Прогнозы потребления нефти в Европе (2019 г. = 100 %),%

Источник: [8, 9, 10]

ем единственном сценарии, который при этом является еще и самым оптимистичным, ожидая снижение потребления нефти в Европе уже к 2035 году на 16 % от уровня 2019 года (рис. 2).

Согласно прогнозу ОПЕК, наибольшее снижение придется на сегмент дорожного транспорта, где спрос сократится к 2025 году на 0,5 млн барр./сут. или 7 %, а к 2035 году – на 1,7 млн барр./сут. или 25 % от уровня 2019 года (рис. 3). Снижение потребления в данном сегменте вызвано ростом эффективности транспортных средств,

гии, доля в конечном потреблении энергии в транспортном секторе должна составить 14% к 2030 году, а доля передовых видов биотоплива – не менее 3,5% [13].

Аналогичная ситуация ожидается и в прочих сегментах потребления нефтепродуктов Европой. Снижение спроса к 2035 году в нефтехимии составит 11 %, морской бункеровке – 13 %, электрогенерации – 33 %, а на ж/д транспорте и внутренней бункеровке – 50 %. Единственным сегментом, где не ожидается снижения спроса на топливо, является авиатранспорт. Отсут-

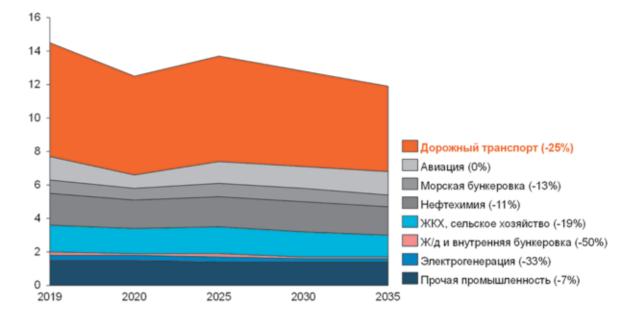


Рис. 3. Прогноз потребления нефти по секторам экономики в Европе, млн барр./сут.

Источники: [8], собственные расчеты автора

ствие коммерчески привлекательных альтернатив авиакеросину позволит сохранить спрос на него в долгосрочной перспективе.

На фоне сокращения спроса в Европе вырастет предложение со стороны НПЗ Ближнего Востока. Сегодня именно они обеспечивают 65 % всего импорта керосина в Европу [7]. В ближайшие 5 лет здесь ожидаются масштабные вводы новых мощностей, также ориентированных на рынки Европы и Африки. Прирост «первички» составит 1,3 млн барр./сут. или почти 13 % от текущих мощностей (рис. 4). Речь о запуске завода Al Zour мощностью 0,6 млн барр./сут. в Кувейте, который станет крупнейшим НПЗ на Ближнем Востоке, а также проекте Jizan (0,4 млн барр./сут.) в Саудовской Аравии. Ввод только этих двух НПЗ увеличит мощности нефтепереработки на Ближнем Востоке сразу на 10 %. С запуском этих производств страны Ближнего Востока, вероятно, попытаются занять новые для себя импортные ниши в Европе, в том числе и по дизельному топливу.

Также значительные вводы новых мощностей нефтепереработки ожидаются в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР), в частности Китае и Индии, что связано с растущими внутренними рынками. Увеличение объемов собственной переработки прогнозируется и в Африке, где пытаются снизить зависимость от импорта топлива из стран Ближнего Востока и Европы [11].

Одновременно с этим, из-за низкой маржи нефтепереработки и негативного влияния пандемии на рыночный спрос в Европе, планируется закрытие неэффективных НПЗ общим объемом до 0,6 млн барр./ сут. в 2020–2025 гг. [8, 11], что составляет около 4 % действующих мощностей. Среди них – НПЗ во Франции и Испании.

После 2025 года ожидается сохранение тренда на увеличение глобальных объемов переработки, однако в меньших объемах. В 2025–2030 гг. вводы новых мощностей составят 3,7 млн барр./сут., а в 2030–2035 гг. – 2,7 млн барр./сут. Региональная структура вводов не изменится, более 80 % новых мощностей придется на страны АТР, Африки и Ближнего Востока. При этом надежных оценок по выводу

Снижение спроса к 2035 г. в нефтехимии составит 11%, в морской бункеровке – 13%, электрогенерации – 33%, а на ж/д транспорте – 50%. Только в авиаперевозках спрос на топливо не будет падать

неэффективных мошностей нет. поскольку на страновом уровне отсутствуют долгосрочные планы по закрытиям НПЗ. Почти все прогнозы на период после 2025 года основываются на балансе спроса и предложения с учетом минимальной загрузки НПЗ. Например, в оценках ОПЕК выводы мощностей в 2025-2045 гг. совокупно составят не менее 6 млн барр./сут., из которых около 3,5 млн барр./сут. придется на Европу [8].

Риски для российской нефтепереработки

После завершения текущего этапа модернизации Россия значительно нарастит выпуск светлых нефтепродуктов, в основном, моторных топлив. Поскольку на внутреннем рынке наблюдается устойчивый профицит, то основная часть дополнительных объемов топлива будет направлена на экспорт. Однако неблагоприятная конъюнктура на ключевых внешних рынках создает высокие риски для российских экспортных поставок.

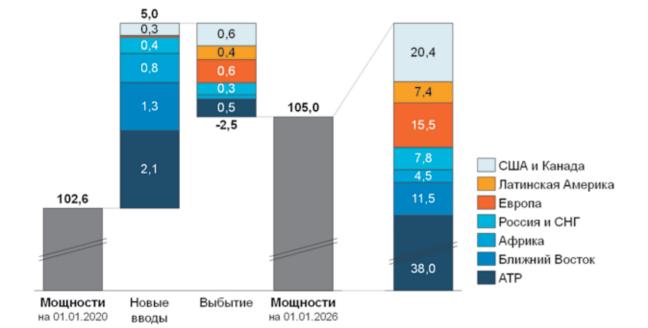
Так, на крупнейшем для российской переработки европейском рынке импортная ниша будет сужаться. Причем, значительная часть снижения спроса в Европе при-

Рис. 4. Вводы и выбытия мощностей первичной переработки в 2020-2025 гг., млн барр./сут.

Несмотря на тенденции снижения спроса в перспективе до 2035 г., нефтепродукты будут играть важнейшую роль в мировом энергобалансе. Но с рынка будут постепенно уходить неэффективные игроки

дется на сегмент дорожного транспорта, потребляющий именно моторные топлива. Не лучшим образом складывается ситуация и в прочих сегментах потребления нефтепродуктов. Даже в наиболее устойчивом секторе авиатранспорта прогнозы по европейскому рынку могут быть пересмотрены, поскольку в регионе уже внедряются технологии выпуска экологически чистых видов биокеросина, который частично заместит традиционное топливо. Например, компания ВР планирует наладить переработку твердых бытовых отходов для выпуска низкоуглеродного реактивного топлива [14].

> Источники. [8], собственные расчеты автора





Завод «КИНЕФ». Кириши

Источник: porn.reactor.cc

Нужно отметить, что представленные сценарии спроса на нефть и нефтепродукты предполагают сохранение действующих политик в европейских странах в отношении ископаемых топлив. Однако в связи с тем, что такие сценарии не позволяют достичь целей Парижского соглашения, аналитические агентства не выделяют их в качестве базовых.

Вместе с тем, прогнозы, разрабатываемые с учетом более активной климатической политики, предполагают падение спроса на нефть и нефтепродукты в Европе намного сильнее, чем в сценариях текущих политик. С точки зрения сегодняшних общественных настроений предпочтительными

Государственная поддержка российской переработки в долгосрочном периоде является ключевой задачей в условиях усиления конкуренции на мировом рынке, с учетом климатической повестки в Европе выглядят именно такие сценарии. Однако пока они также не выделяются как базовые по нескольким причинам. Основная из них – огромные затраты на трансформацию, из-за чего существуют высокие риски их реализации. Кроме того, при переходе транспорта на альтернативные источники энергии дополнительной проблемой является снижение налоговых поступлений от акцизов на нефтепродукты. В Европейском союзе такие поступления в 2018 г. составили в среднем 7 %. Несмотря на это, развитие российской переработки должно учитывать вероятность реализации как сценариев текущих политик, так и сценариев с более активными климатическими мерами. Другими словами, необходимо подготовиться к тому, что перспективы спроса на европейском рынке могут оказаться еще хуже текущих прогнозов.

Трудное положение на рынке нефтепродуктов не сильно смягчает постепенный вывод мощностей первичной переработки в Европе, поскольку часть НПЗ будут переведены или уже переводятся на производство биотоплива на основе отработанных масел и жиров. Например, к 2026 году планируется ввести порядка 0,8 млн барр./ сут. таких мощностей [15]. С учетом таких тенденций биотопливо будет постепенно вытеснять традиционные нефтепродукты.

Nº7(161) / 2021

47

При сложении усилий государства и компаний удастся опередить других экспортеров и защитить собственную импортную нишу на европейском рынке, а в перспективе занять и новые рынки

Кроме того, как уже указывалось выше, ситуация на европейском рынке осложняется ростом предложения со стороны НПЗ Ближнего Востока, вводимые мощности которых с большим запасом перекроют все планируемые выводы собственных неэффективных мощностей. Все указанные факторы создают высокие риски перенасыщения на ключевом для российской нефтепереработки рынке.

На прочих, более удаленных для российских НПЗ рынках ситуация обстоит не лучше: и в АТР, и в Африке хоть и не ожидается падения спроса, при этом активно вводятся собственные мощности нефтепереработки

с целью снижения зависимости от импорта. Таким образом, и в этом регионе ожидается потенциальное обострение конкуренции.

Все указанные тенденции означают, что уже в ближайшей перспективе отечественная нефтеперерабатывающая отрасль может столкнуться с жесткой конкуренцией, прежде всего, на ключевом для себя европейском рынке.

Заключение

Несмотря на текущие тенденции снижения спроса в перспективе до 2035 года, нефть и нефтепродукты по-прежнему будут играть важнейшую роль в мировом энергобалансе. Однако с рынка будут постепенно уходить наименее эффективные игроки, как это уже сейчас и происходит, например, в Европе. В таких условиях важнейшим фактором выживания нефтеперерабатывающих предприятий станет наличие конкурентных преимуществ.

Российская нефтепереработка, особенно с учетом планируемого завершения масштабной модернизации, уже сегодня является конкурентоспособным участником как на мировом рынке в целом, так и европейском, в частности, даже несмотря на удаленность от внешних рынков

Нефтеперерабатывающий завод, Кириши

Источник: arman-engineering.ru



и связанные с этим высокие транспортные затраты на доставку нефтепродуктов внешним потребителям. Так, например, маржа отечественных НПЗ в 2019 году в среднем составила 4,5 долл./барр., в то время, как у европейских НПЗ – всего 2 долл./барр. Одним из факторов конкурентоспособности российской отрасли является поддержка государства в виде субсидий и дополнительных надбавок, выплачиваемых модернизируемым предприятиям. Благодаря этому нивелируется логистическое отставание расположенных в глубине страны заводов.

В текущих условиях усиления конкуренции на мировом рынке ключевой задачей должно стать сохранение поддержки отрасли со стороны государства в долгосрочном периоде. Данная задача станет особенно актуальной с учетом климатической повестки в Европе, в рамках которой против российского экспорта может быть введено

дополнительное углеродное регулирование.

Напомним, что согласно Доктрине энергетической безопасности, одним из направлений деятельности государства является защита интересов российских организаций ТЭК и поддержка экспорта их продукции [16]. Для сохранения объемов поставок на внешние рынки нефтепродуктов со стороны государства необходимы сохранение субсидий, противодействие тарифным и нетарифным ограничениям, а также выстраивание системы углеродного регулирования, гармонизированной с ЕС. Со стороны компаний требуется повышение конкурентоспособности, соответствие современным требованиям, диверсификация поставок, производственная гибкость. При сложении усилий государства и компаний удастся опередить других экспортеров и защитить собственную импортную нишу на европейском рынке, а в перспективе занять и новые рынки.

Использованные источники

- 1. Итоги работы Минэнерго России в 2019 году и основные задачи на 2020 год // Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. URL: https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/18288/120829 (Дата обращения: 12.06.2021)
- Минэнерго России заключило с НПЗ соглашения о модернизации и строительстве новых мощностей по производству топлива // Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. – URL: https://minenergo. gov.ru/node/20517 (Дата обращения: 12.06.2021)
- Молодцов К. Нефтепереработка: в ответ на вызовы // Нефтегазовая вертикаль. № 3, 2018. С. 44–46.
- BP Statistical Review of World Energy 2020. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/ global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/ bp-stats-review-2020-all-data.xlsx (Date of access: 12.06.2021)
- Eurostat Database. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/web/ main/data/database (Date of access: 12.06.2021)
- 6. Статистический сборник «ТЭК России 2018» // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Официальный сайт. URL: https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/22922.pdf (Дата обращения: 12.06.2021)
- 7. FuelsEurope Statistical Report 2020. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database (Date of access: 12.06.2021)
- World Oil Outlook 2020. OPEC. URL: https://woo.opec.org/ pdf-download/ (Date of access: 12.06.2021)
- 9. BP Energy Outlook 2020 summary tables. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020-summary-tables.xlsx (Date of access: 12.06.2021)

- 10. IEA World Energy Outlook 2020. URL: https://www.iea. org/reports/world-energy-outlook-2020 (Date of access: 12.06.2021)
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года // Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. URL: https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/1026/119047 (Дата обращения: 12.06.2021)
- 31 Countries, States, And Cities Have Gas/Diesel Car Bans In Place // Cleantechnica. – URL: https://cleantechnica. com/2021/01/02/31-countries-states-and-cities-have-icebans-in-place/ (Date of access: 12.06.2021)
- 13. Directive (eu) 2018/2001 of the European parliament and of the council of 11 December 2018 «On the promotion of the use of energy from renewable sources». URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv: OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG (Date of access: 12.06.2021)
- 14. FuelsEurope Vision 2050 «A pathway for the evolution of the refining industry and liquid fuels». URL: https://www.fuelseurope.eu/wp-content/uploads/DEF_2018_V2050_Narratives_EN_digital.pdf (Date of access: 12.06.2021)
- 15. Demand doubts, energy transition impede outlook for refining sector: IEA // S&P Global Platts. URL: https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/agriculture/031721-demand-doubts-energy-transition-impede-outlook-for-refining-sector-iea (Date of access: 12.06.2021)
- Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации // Министерство энергетики Российской Федерации.
 Официальный сайт. URL: https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/14766/96941 (Дата обращения: 12.06.2021)

NYECKAM TOJINI'NKA NY (101) / 2021

УДК 338.45:620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2021_7161_48

Резервное топливо как инструмент энергобезопасности: состояние и перспективы

Reserve fuel economy as a tool of energy safety: state and prospects

Роман СКОКОВ

Директор Волгоградского ЦНТИ — филиала ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, д. э. н., профессор кафедры менеджмента и логистики в АПК Волгоградского ГАУ e-mail: rskokov@mail.ru

Александр ФЕТИСОВ Директор ВПИ (филиала) ВолгГТУ, к. т. н., доцент e-mail: fetisov@vstu.ru

Виктор КРИВКО
Заместитель начальника
производственно-диспетчерской службы
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»,
к. с.-х. н.
e-mail: vnkrivko@yandex.ru

Roman SKOKOV

Professor of the Department of Management and Logistics at the Agroindustrial Complex of the Volgograd State Agrarian University, Director of the Volgograd Center for Science and Technology – a branch of the Federal State Budgetary Institution «REA» of the Ministry of Energy of Russia, Doctor of Economics e-mail: rskokov@mail.ru

Alexander FETISOV

Director of VPI (branch) VolgSTII, Ph.D.

Director of VPI (branch) VolgSTU, Ph.D., associate professor e-mail: fetisov@vstu.ru

Viktor KRIVKO

Deputy Head of the Production and Dispatch Service of Gazprom Transgaz Volgograd LLC,
Candidate of Agricultural Sciences
e-mail: vnkrivko@yandex.ru

Аннотация. Для рационального использования газа потребителями и бесперебойной работы коммунально-бытового комплекса в аварийных ситуациях на магистральном газопроводе, проектами газоснабжения предприятий предусматриваются резервные топливные хозяйства. Законодательные изменения привели к снижению работоспособности резервного топливного хозяйства и запасов резервного топлива в организациях с источниками тепловой энергии. В случае аварий на газопроводе увеличиваются риски остановки функционирования организаций, негативных социальных последствий, экономических ущербов на производствах с непрерывным циклом. Меры повышения эффективности функционирования института резервного топливного хозяйства включают законодательные изменения, выстраивание системы взаимодействия между органами исполнительной власти регионов, организациями подконтрольными ПАО «Газпром», государственными организациями, подведомственными Минэнерго РФ.

Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, резервное топливное хозяйство, броня газопотребления, резервное топливо, запасы, природный газ, теплоснабжение, бесперебойность, энергетическая безопасность.

Abstract. For the purpose of rational use of gas by consumers and for the uninterrupted operation of the utility complex in emergency situations on the main gas pipeline and in case of cold snaps, the gas supply projects of enterprises provide for reserve fuel facilities. Legislative changes have led to a decrease in the efficiency of the reserve fuel economy and reserves of reserve fuel in organizations with sources of thermal energy. In the event of accidents on the gas pipeline, the risks of stopping the functioning of organizations, negative social consequences, economic damage in production with a continuous cycle increase. Measures to improve the efficiency of the reserve fuel economy institute include legislative changes, building a system of interaction between regional executive authorities, organizations controlled by PJSC Gazprom, government organizations subordinate to the Ministry of Energy of the Russian Federation.

Keywords: fuel and energy complex, reserve fuel economy, gas consumption armor, reserve fuel, reserves, natural gas, heat supply, continuity, energy security.



Порядок обеспечения потребителей газом в периоды похолоданий и в случае аварий на газотранспортных системах устанавливается Минэнерго

На современном этапе для выработки тепловой энергии основным видом топлива является природный газ, поставляемый по газопроводу. Его доля в потреблении энергетических объектов около 80 % [2]. Бесперебойность подачи данного топли-

ва в котельные установки, как показывает практика, зависит напрямую от надежности каждого элемента, входящего в систему обеспечения топлива [1].

Очевидно, что строительство дополнительных газо-трубопроводов является трудоемким и длительным процессом, требующим огромных финансовых затрат. Для их минимизации предусмотрены резервные топливные хозяйства. Резервное топливное хозяйство — комплекс оборудования и устройств, предназначенных для хранения, подачи и использования резервного (аварийного) топлива.

В отечественном законодательстве поддержание исправного состояния и безопасной работы энергетического оборудования обеспечивается надзорными органами [5]. За предыдущие годы реформирования произошло серьезное ослабление контроля соблюдения требований нормативов по обеспечению теплоисточников резервным топливом [3]. Возникли проблемы

Nº7(161) / 2021

Поставки газа коммунальнобытовым организациям и населению в периоды похолоданий при максимальных отборах может осуществляться за счет перевода ряда потребителей на резервные виды топлива

Система внутридомового распределения газа

Источник: elenathewise / Depositphotos.com

с преемственностью ряда функций органами власти.

Однако, в нормативно-правовой документации сохраняются обязательные требования по обеспечению теплоисточников резервным и аварийным топливом на случай нештатных ситуаций, поскольку теплоснабжение потребителей не должно быть нарушено, а теплоснабжающее предприятие не должно понести убытки от затрат на устранение аварийных ситуаций и от невыполнения своих обязательств по обеспечению потребителей тепловой энергией в требуемом объеме.

На современном этапе институт резервного топливного хозяйства основан на следующей нормативно-правовой базе:

- Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации».
- 2. Указания по оформлению брони газопотребления предприятия и графиков перевода потребителей на резервные виды топлива при похолоданиях, утвержденные руководителем Департамента государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России от 11 июня 2000 г.
- Постановление Правительства РФ от 17 мая 2002 г. № 317 «Об утверждении Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации».
- Приказ Минэнерго России от 16 декабря 2002 г. № 448 «Об утверждении нормативных актов, необходимых для реализации правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению».
- Приказ Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

Согласно ст. 4 Федерального закона от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» одним из принципов государственной политики в области газоснабжения в России является государственное регулирование рационального использования запасов газа и обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации.

В соответствии с законодательством тепловые электростанции для запуска газа должны обеспечить работоспособность резервного топливного хозяйства и готовность газоиспользующего оборудования к работе на резервном топливе, а также создавать запасы топлива в соответствии с нормативами.

Порядок обеспечения потребителей газом в периоды похолоданий и в случае аварийных ситуаций на газотранспортных системах устанавливается Министерством энергетики России.

Органы исполнительной власти субъектов РФ утверждают графики перевода потребителей на резервные виды топлива при похолодании и порядок ввода этих графиков в действие, а также графики ограничения снабжения газом покупателей и очередности их отключения в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии.

Обеспечение поставок газа коммунально-бытовым организациям и населению в периоды похолоданий при максимальных отборах газа из газотранспортной системы может осуществляться за счет перевода ряда потребителей на резервные виды топлива. Объемы высвобождаемых ресурсов газа для этих целей определяются графиками перевода организаций на резервные виды топлива при похолоданиях. Графики перевода разрабатываются региональными газовыми компаниями, филиалами «Межрегионгаза», газотранспортными организациями, газораспределительными организациями, согласовываются органами государственного энергетического надзора и утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации раздельно на первый и четвертый кварталы.

Броня газопотребления также рассчитывается и подписывается представителем органа государственного энергетического надзора в субъектах РФ и руководителем организации-потребителя газа. Броня газопотребления — минимальный объем потребления газа, необходимый для безаварийной, при условии максимального использования резервных видов топлива, работы технологического оборудова-

ния покупателей, поставки газа которым в соответствии с законами и иными нормативными правовыми актами не могут быть прекращены или уменьшены ниже определенного предела.

Для выполнения полномочий в сфере резервного топливного хозяйства в декабре 2004 г. Минэнерго РФ были учреждены Федеральные государственные учреждения — Управления по обеспечению энергоэффективности и энергосбережения на основе газовых и нефтяных инспекций Госэнергонадзора. Управления по обеспечению энергоэффективности и энергосбережения входили в перечень подведомственных Минэнерго организаций. В 2015 г. в соответствии с приказом Минэнерго РФ № 605 от 15.12.2011 г. они реорганизованы путем присоединения к Федеральному государственному бюджетному учреждению

Система резервного топлива необходима в период похолодания и пиковых отборов газа Источник: KKulikov / Depositphotos.com



В последние годы при проектировании энергообъектов заказчики в целях экономии на затратах при строительстве стараются не вкладывать деньги в систему резервного топливоснабжения

> «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, в устав которого были внесены виды деятельности, связанные с резервным топливным хозяйством, расчетом брони газопотребления.

> Основными субъектами деятельности в сфере резервного топливного хозяйства являются (рис. 1): Правительство РФ, Минэнерго РФ, органы исполнительной власти субъекта РФ, ПАО «Газпром», ООО «Газпром межрегионгаз», филиалы 000 «Межрегионгаз», ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России и его филиалы в субъектах РФ, Ростехнадзор и его ТУ, организации-потребители газа.

Рис. 1. Субъектная структура института резервного топливного хозяйства

Вопрос ежегодной подготовки резервных топливных хозяйств к осенне-зимнему периоду находится под контролем руководства «Газпрома» и премьер-министра РФ.

В Министерстве энергетики под руководством Н. Г. Шульгинова прорабатывается вопрос о способах мониторинга техниче-СКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВНЫХ ТОПЛИВНЫХ ХОзяйств субъектов электроэнергетики, в т. ч. внесения изменений в законодательство в части сбора информации, необходимой для указанного мониторинга [4].

Актуальность проблем института резервного топливного хозяйства обуславливается рядом причин:

- 1. Низкий уровень работоспособности резервного топливного хозяйства и запасов резервного топлива на современном этапе создают риски для «Газпрома», органов исполнительной власти субъектов РФ.
- 2. Ненадлежащее состояние резервного топливного хозяйства и отсутствие необходимых запасов резервного топлива, в случае аварийной ситуации на газопроводе приведет к остановке работы организаций, негативным социальным последствиям, если организация является социальным объектом (больница, школа, роддом и пр.) и значительным

экономическим ущербам на коммерческих предприятиях, особенно на производствах с непрерывным циклом. 3. Снижение эффективности исполне-

ния органами власти субъектов РФ полномочий по составлению графиков перевода организаций на резервные виды топлива при похолоданиях (п. 19 Постановления Правительства № 162 от 05.02.1998 г.).

В процессе проектирования систем теплоснабжения промышленных предприятий и других энергетических объектов, важзервного топливного хозяйства и создание запасов топлива должен предусматривать проект газоснабжения. Однако, в последние годы при проектировании энергетических объектов, заказчики, в целях экономии на капитальных затратах при строительстве, стараются не вкладывать деньги в систему резервного топливоснабжения.

На современном этапе в сфере резервного топливного хозяйства сложилась ситуация, когда предусмотренные проектами резервные топливные хозяйства для обеспечения резервным топливом котельных либо были законсервированы, либо



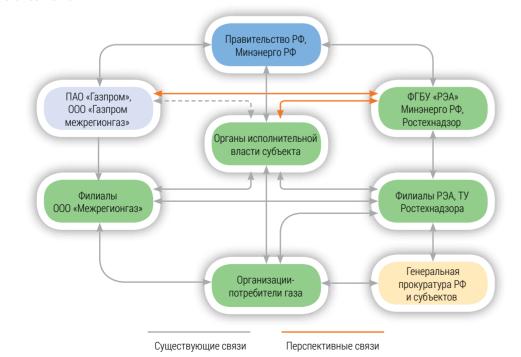
Школы и другие социально значимые объекты должны обеспечиваться резервным топливом в первую очередь

Источник: ufaved.info

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №7(161) / 2021

нейшим вопросом является надежность обеспечения подачи топлива на объект. Постановлением Правительства РФ № 679 от 08.08.2013 г. отменены ранее обязательные для начала отбора газа разрешения на использование газа в качестве топлива, так называемые «лимиты газа» или топливный режим. Топливный режим – это разрешение, выдаваемое в установленном порядке и предоставляющее право на использование какого-либо топлива в качестве резервного или основного. Поэтому согласно обновленной редакции Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ, сооружение рене функционируют из-за неисправности оборудования, либо вообще ликвидированы. Инвестиции в поддержание и обновление резервного топливного хозяйства на низком уровне.

В Волгоградской области согласно выданным в предыдущие годы топливным режимам в графики перевода организаций на резервные виды топлива при похолоданиях включены 105 организаций, из которых в 2020 г. только 62 (59 %) проводили независимое обследование готовности к работе на резервном виде топлива, 38 (36 %) отказались от обследования и 5 (5 %) провели самообследование.



В мае филиалы «Межрегионгаза» направляют контрагентам письма о необходимости предоставить акты проверки готовности резервного топливного хозяйства и расчет брони на отопительный сезон (IV, I кв.) В мае филиалы «Межрегионгаза» направляют филиалам Российского энергетического агентства лимиты (среднесуточную норму поставки газа) на отопительный сезон по контрагентам на основании договоров поставки газа 3 В июне-июле филиалы Российского энергетического агентства заключают договора и проводят обследование резервного топливного хозяйства и расчет брони газопотребления В июле-августе контрагенты направляют филиалам «Межрегионгаза» акты проверки готовности резервного топливного хозяйства и брони газопотребления В августе филиалы «Межрегионгаза» разрабатывают графики перевода организаций на резервные виды топлива при похолоданиях (№1 и №2 на IV, I кв.) 6 В августе филиалы Российского энергетического агентства согласуют графики перевода В сентябре графики перевода утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации

Рис. 2. Модель функционирования института резервного топливного хозяйства в субъектах Российской Федерации

В Астраханской области в графики перевода включены 12 организаций, из которых в 2020 г. 6 (50 %) проводили независимое обследование готовности к работе на резервном виде топлива, 5 (42 %) отказались от обследования, 1 (8 %) провела самообследование.

Такая ситуация в сфере резервного топливоснабжения котельных характерна для многих регионов России.

Для организации системной работы в сфере резервного топливного хозяйства предлагается следующий алгоритм функционирования института резервного топливного хозяйства в субъектах РФ (рис. 2).

Факторами снижения эффективности функционирования данного алгоритма являются:

- Отмена п. 5. Постановления Правительства № 317 о том, что надзор за рациональным и эффективным использованием газа осуществляется Министерством энергетики РФ в лице уполномоченных им подразделений государственного энергетического надзора (Постановление Правительства № 727 от 19.06.2017 г.).
- Отмена топливного режима (Постановлением Правительства № 679 от 08.08.2013 г.).
- Отсутствие в Приказе Минэнерго РФ от 16 декабря 2002 г. № 448 прямой ссылки на обязанность согласования графиков перевода филиалами Российского энергетического агентства (п. 1 в современной редакции – «согласовываются органами государ-

ственного энергетического надзора»).

4. Отсутствие четкой позиции у органов исполнительной власти ряда субъектов, филиалов «Газпром межрегионгаз» по вопросу самообследования и обследования готовности резервного топливного хозяйства и расчета брони негосударственными организациями.

Для обсуждения проблем института резервного топливного хозяйства 22 апреля 2021 г. Волгоградским ЦНТИ — филиалом ФГБУ «РЭА» Минэнерго России проведен I Всероссийский вебинар «Резервное топливное хозяйство и броня газопотребления в отопительном сезоне 2021—2022 гг.».

В ходе семинара для повышения эффективности функционирования института резервного топливного хозяйства в современных условиях выработаны следующие предложения:

1. Внести изменения в приказ Минэнерго РФ от 16 декабря 2002 г. № 448, закрепив обязанность согласования графиков перевода с РЭА Минэнерго России. РЭА является бюджетным научным учреждением. Оно располагает широкой региональной сетью из 62 филиалов с зоной охвата 85 субъектов РФ. Филиалы обладают необходимой материально-технической базой, имеют в своем составе квалифицированных специалистов, архив топливных режимов, большой опыт выполнения работ по освидетельствованию возможности работы газоиспользующего оборудования на резервном виде топлива, состояния резервных топливных хозяйств, расчету и оформлению броней газопотребления.

2. РЭА подписать соглашения о сотрудничестве по данному вопросу с «Газпромом» или «Газпром межрегионгазом». Государственно-частное партнерство позволит эффективнее развивать институт резервного топливного хозяйства, а также научное сотрудничество в сфере энергетики по многим направлениям.



Ульяновское ЛПУМГ Источник: «Газпром трансгаз Самара»

3. При проектировании новых объектов газопотребления предусматривать сооружение резервного топливного хозяйства и создание запасов топлива. В технических условиях на присоединение к газораспределительной сети, выдаваемых газораспределительной организацией, предусматривать РТХ.

Использованные источники

- 1. Ефимов А. Ю., Широв М. С., Панкова О. С. Математическая оценка надежности работы котельных установок с резервным топливом // Современные наукоемкие технологии. № 1, 2019. С. 47–51.
- Майоров М. А., Хасанова А. В. Перевод резервного топливного хозяйства северо-западной котельной г. Челябинск с мазута на Универсин-С // Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: материалы Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов, ученых. Т. 5. № 1, 2017. С. 128–129.
- 3. Орлов М. Е., Шарапов В. И. Возможности повышения эффективности систем резервного топливоснабжения

- теплоисточников // Известия вузов. Проблемы энергетики. \mathbb{N}° 5–6, 2010. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vozmozhnosti-povysheniya-effektivnosti-sistem-rezervnogotoplivosnabzheniya-teploistochnikov (дата обращения: 18.03.2021).
- Протокол оперативного совещания у министра энергетики РФ Н. Г. Шульгинова № НШ-283пр от 23 ноября 2020 г.
- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-Ф3 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (последняя редакция). – URL: http://www.consultant.ru/document/ cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 18.03.2021).

Альтернативные энергоносители из углеводородных газов

Alternative energy carriers from hydrocarbon gases

Владимир АРУТЮНОВ
Член НАН Республики Армения, профессор,
д. х. н., главный научный сотрудник,
Федеральный исследовательский центр
химической физики им. Н.Н. Семенова РАН,
Институт проблем химической физики РАН
e-mail: v_arutyunov@mail.ru

Сжигание ПНГ – один из крупных источников СО,

Vladimir ARUTYUNOV

Member of NAS of Republic Armenia,
professor, Dr. Sci. in Chemistry, chief researcher,
N.N. Semenov Federal Research Center
for Chemical Physics, RAS, Institute
of Problems of Chemical Physics, RAS
e-mail: v_arutyunov@mail.ru

Источник: bashta / Depositphotos.com



Аннотация. Обильные ресурсы природного газа, включая его нетрадиционные виды, такие как сланцевый газ и газовые гидраты, позволяют рассматривать их как долговременную основу мировой энергетики. Но при всех очевидных достоинствах природный газ не очень удобный энергоноситель, особенно для транспорта и удаленных потребителей. Поэтому важной проблемой становится разработка эффективных технологий его конверсии в более удобные или экологически приемлемые жидкие и газообразные энергоносители. Ключевые слова: природный газ, альтернативные энергоносители, синтез-газ, водород, метанол. аммиак.

Abstract. The abundant resources of natural gas, including its unconventional resources such as shale gas and gas hydrates, allow considering them as the long-term basis of the world's energy. But with all the obvious advantages, natural gas is not a very convenient energy carrier, especially for transport and remote consumers. Therefore, an important problem is the development of effective technologies for its conversion into more convenient or environmentally acceptable liquid and gaseous energy carriers.

Keywords: natural gas, alternative energy carriers, syngas, hydrogen, methanol, ammonia.



Методы конверсии природного газа в жидкие углеводороды хорошо известны, однако существующие технологии пока малопривлекательны на практике

Введение

Обильные ресурсы природного газа, включая его нетрадиционные разновидности, такие как сланцевый газ и газовые гидраты, позволяют рассматривать их как долговременную базу мировой энергетики. Существенным сырьевым ресурсом энергетики остается попутный нефтяной газ (ПНГ), мировой объем факельного сжигания которого, несмотря на все предпринимаемые усилия и законодательные меры, не снижается уже многие годы, оставаясь на уровне 140 млрд кубометров. Определенную роль в локальной энергетике может играть и биогаз, получаемый при переработке различных сельскохозяйствен-



Горящие газогидраты Источник: esys.org

ных и бытовых отходов. Но горючие газы не всегда являются удобным энергоносителем, особенно для транспорта и удаленных потребителей. Несмотря на постоянный рост потребления компримированного природного газа (КПГ) в транспортном секторе и расширение малотоннажного производства и распределенного потребления сжиженного природного газа (СПГ), они не могут полностью взять на себя ту роль универсального энергоносителя, которую играют в настоящее время нефть и жидкие продукты ее переработки. Поэтому проблема конверсии углеводородных газов различного состава и происхождения

Nº7(161)/2021

59

Внешний вид риформера фирмы Lurgi

Источник: plasticsengineering.wordpress.com

в более удобное жидкое топливо, а также более привлекательные с экологической точки зрения газообразные энергоносители, прежде всего водород, становится все более актуальной.

Методы конверсии природного газа в жидкие углеводороды и более привлекательные виды газомоторного топлива хорошо известны, однако существующие технологии пока малопривлекательны для практического применения, особенно в отечественных условиях и для малотоннажных производств [1, 2]. Причина в том, что конверсия метана, основного компонента природных и попутных газов, в другие химические продукты — крайне

Несмотря на постоянный рост потребления компримированного газа и малотоннажного СПГ, они не могут полностью взять на себя ту роль универсального энергоносителя, которую играет нефть сложный и энергозатратный процесс. При нормальных условиях метан - наиболее стабильный углеводород, обладающий очень прочными химическими связями, разрыв которых требует больших затрат энергии. Это основная причина серьезного различия традиционных нефтехимических процессов, в которых преобладают разрыв и изомеризация относительно слабых С-С и С-Н связей в жидких углеводородах, и газохимии, начальным процессом в которой является разрыв очень прочной С-Н связи в молекуле метана. Химическая переработка всех остальных углеводородов, начиная уже с этана, требует значительно меньших усилий, и может быть отнесена к хорошо освоенным традиционным нефтехимическим процессам.

Сложность реализации первой стадии активации метана заставляет прибегать к обходным путям его конверсии, наиболее эффективным из которых оказалась его предварительная конверсия в синтез-газ – смесь молекул Н₂ и СО, для которой давно разработаны эффективные каталитические процессы превращения в метанол, синтетические жидкие углеводороды (СЖУ, синтетическая нефть) и другие продукты. Главное преимущество такого пути в том, что при определенных условиях метан может быть практически полностью превра-

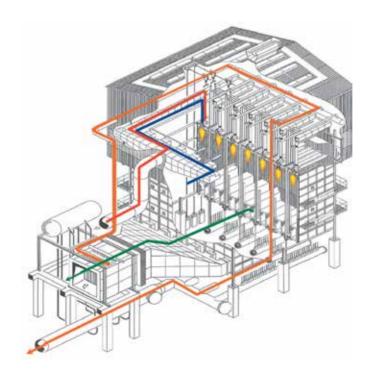
щен в синтез-газ, но это требует высоких (~900°С) температур, а следовательно, значительных энергозатрат.

Традиционные процессы на основе синтез-газа

Практически все современные промышленные технологии превращения природного газа в химические продукты, за исключением процессов галоидирования и сульфидирования, основаны на его предварительной конверсии в синтез-газ. Затем уже из синтез-газа получают такие крупнотоннажные химические продукты, как аммиак, водород, метанол и синтетические жидкие углеводороды, которые сейчас рассматриваются как потенциальные альтернативные энергоносители. Конверсия природного газа в синтез-газ – наиболее сложная и затратная стадия современных газохимических процессов, на которую приходится до 60-70 % всех затрат на получение целевых продуктов. Высокие затраты на эту стадию являются основным фактором, сдерживающим развитие современной газохимии.

Наиболее распространенным промышленным процессом, на основе которого сейчас производится более 80 % синтез-газа, является паровая конверсия метана.

Рис. 1. Разрез риформера фирмы Lurgi



Практически все промышленные технологии превращения природного газа в химические продукты, за исключением процессов галоидирования и сульфидирования, основаны на конверсии в синтез-газ

 $CH_4 + H_2O < -> CO + 3H_2$ $\Delta H = +226$ кДж/моль

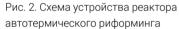
Этот сильно эндотермический процесс, в котором получают богатый водородом синтез-газ с отношением Н₂/ СО = 3, начал широко внедряться в промышленных масштабах с 1960-х гг., когда в качестве исходного сырья вместо угля стали использовать природный газ. Паровая конверсия обычно проводится с использованием относительно недорогих никелевых катализаторов при температурах 800-1000°С, давлениях выше 2 МПа и высоком отношении H₂O/ СН, = 2,5-3,0 и более для снижения зауглероживания катализатора. Процесс проводят в трубчатых печах с внешним обогревом реакционных труб, заполненных нанесенным металлическим катализатором (рис. 1). Ведущими компаниямиразработчиками процесса паровой конверсии являются Howe-Baker (США), Haldor Topsoe (Дания), Foster Wheeler Corp. (США), Technip (Франция), Lurgi (Германия) и ряд других, конструкции реакторных печей (риформеров) которых различаются в основном схемами нагрева реакторных труб с катализатором. Тепло отходящих дымовых газов используется для производства пара, а также для предварительного подогрева сырья и воздуха, подаваемого на горелки. Если в составе сырья много тяжелых гомологов метана, приводящих к ускоренному зауглероживанию катализатора, то в схему процесса включают реактор предварительного риформинга, в котором при температуре до 600°C проводят паровую конверсию тяжелых гомологов метана в метан и частично в синтез-газ.

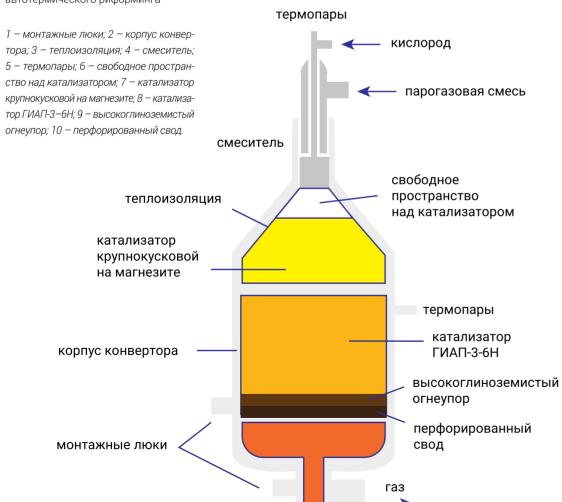
Nº7(161) / 2021

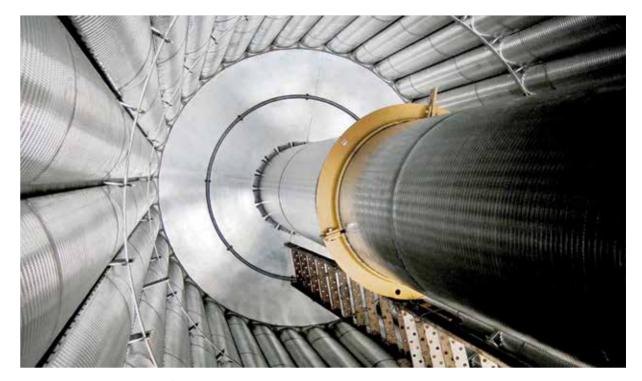
Перспективным направлением в технологии паровой конверсии природного газа, особенно с точки зрения снижения эмиссии основного парникового газа СО является использование в качестве источника тепла высокотемпературных гелиевых атомных реакторов (ВТГР) - нового типа универсальных атомных источников энергии, способных вырабатывать тепло с температурой до 1000 °C. С участием концерна «Росэнергоатом» разработан проект установки с модульным реактором МГР-Т из серии ВТГР для производства водорода и электричества (тепловая мощность блока – 600 МВт). Реактор испытан в технологии комбинированной выработки высокопотенциального тепла с температурой теплоносителя на выходе из реактора 950-1000°С и электроэнергии с эффективностью газотурбинного цикла преобразования энергии 48 %. Высокопотенциальное тепло, получаемое в реакторе,

отводится теплоносителем первого контура (гелием), имеющим на выходе из реактора температуру 950°С. Это тепло передается конвертируемой парогазовой смеси в химико-технологической части установки в высокотемпературных теплообменниках. Оставшаяся тепловая энергия в блоке преобразования энергии преобразуется в электрическую энергию в прямом газотурбинном цикле. Из общей тепловой мощности реактора, составляющей 600 МВт, 160 МВт идет на процесс паровой конверсии метана и 435 МВт — на производство электроэнергии. Расчетный срок службы реактора составляет 60 лет.

Другая промышленная технология конверсии природного газа в синтез-газ — парциальное окисление (окислительная конверсия) — была разработана в начале 1950-х гг. Это слабо экзотермический процесс, не требующий дополнительного подвода тепла.







Реактор автотермического риформинга

Источник: topsoe.com

$$CH_4 + 0.50_2 <-> CO + 2H_2$$

 $\Delta H = -44 \ \kappa \ \Delta \pi / MOJb$

Как правило, процесс осуществляют при давлении 30-100 атм в небольшом избытке чистого кислорода по сравнению со стехиометрией реакции, чтобы обеспечить более полную конверсию и достижение необходимой для реакции температуры, что приводит к образованию некоторого количества продуктов глубокого окисления СО, и Н,О. Окислительная конверсия метана может протекать как в присутствии катализатора, так и без него. Для некаталитического процесса необходимы температуры 1200-1500°С и давления 2,5-8 МПа, при которых достигается полная конверсия углеводородов и предотвращается сажеобразование. Термическая эффективность процесса достигает 60-75 %. В каталитическом процессе обычно используют никелевый или родиевый катализатор, чаще всего на цеолитах ZSM-5. При этом возможны более мягкие условия (800-900°C, 2,5-3,5 МПа), что позволяет использовать технологию в малотоннажных процессах, а также повышает ее мобильность.

На практике часто используют комбинированную парокислородную конверсию метана. Помимо снижения энергозатрат, это позволяет получать синтез-газ с соот-

ношением H₂/CO₂ »2, наиболее благоприятным для синтеза метанола и продуктов Фишера-Тропша. Такой процесс успешно реализован на крупнейшем в мире предприятии по производству синтетических жидких углеводородов Perl GTL компании Shell в Катаре. Главными недостатками технологии парциального окисления природного газа являются большие капиталовложения в установки по разделению воздуха, а также заметное образование сажи, которую необходимо удалять. Существуют также проблемы взрывобезопасности процесса. Помимо высоких температур и давлений для достижения высокого выхода синтез-газа необходимо

Перспективным направлением паровой конверсии газа, с точки зрения снижения эмиссии ${\rm CO_2}$, является использование как источника тепла высокотемпературных гелиевых атомных реакторов

Nº7(161)/2021

63

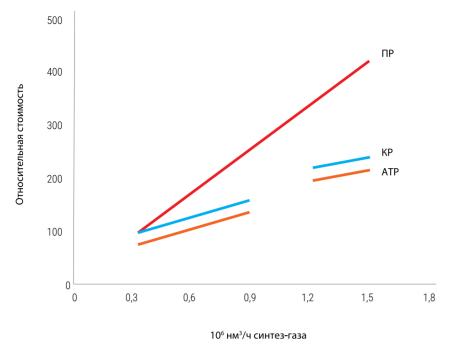


Рис. 3. Зависимость относительной стоимости установки от объема производимого синтез-газа

ПР — паровой риформинг; КР — комбинированный риформинг; АТР — автотермический риформинг [4]

обеспечивать низкое соотношение $O_2/CH_4 = 0,6-0,7$, то есть работать с очень богатыми смесями, соотношение метана и кислорода в которых фактически лежит вне области воспламенения для нормальных условий, что крайне сложно. Коммерциализацию процесса парциального окисления метана затрудняют также большие размеры реакторов. Ведущими разработчиками и лицензиарами технологии парциального окисления метана являются компании Shell и Chevron Texaco.

Популярной промышленной технологией конверсии природного газа становится автотермический риформинг (АТР) – комбинация экзотермической реакции гомогенного парциального окисления и эндотермической реакции парового риформинга, энергию для осуществления которой по-

лучают за счет парциального и полного окисления части углеводородного сырья в том же реакторе. Пионером и наиболее активным разработчиком этого процесса с 1960-х гг. является датская компания Haldor Topsoe [3].

Основные показатели различных промышленных методов получения синтез-газа представлены в табл. 1 и на рис. 3. При небольшой производительности установок (до 300 тыс. м³/ч) их относительная стоимость для всех процессов примерно одинакова. С увеличением мощности стоимость всех процессов растет линейно, но для парового риформинга этот рост заметно круче. Поэтому при мощности в 1,5 млн м³/ч относительная стоимость парового риформинга почти в два раза выше, чем автотермического.

Таблица 1. Показатели различных процессов получения синтез-газа [4]

Параметр	Паровой риформинг	Парциальное окисление	ATP	Комбинированный метод (паровая конверсия + ATP)
Пар/углерод	2,7	0,2	1,2	1,45
Кислород/углерод	=	0,64	0,62	0,48
H ₂ /CO	4,8	1,9	2,6	3
(H ₂ -CO)/(CO+CO ₂)	2,59	1,71	1,74	1,96
Остаточное содержание СН ₄ ,%	3,3	0,15	0,48	0,8
${\it Cogepжa}$ ние ${\it CO_2}$ в сухом синтез-газе,%	6,9	2,3	7,7	7,6

Наиболее крупнотоннажным продуктом (более 180 млн т/год), производимым на основе синтез-газа, является аммиак – основа производства азотных удобрений для современного высокопродуктивного сельского хозяйства. Хотя аммиак уже давно рассматривается как потенциальное транспортное топливо [5], а также источник получения водорода [6], серьезные проблемы, возникающие при его практическом использовании, пока сдерживают развитие данного направления.

Более очевидны перспективы использования для этих целей другого продукта, получаемого из синтез-газа – метанола. В настоящее время метанол – продукт газохимии с наиболее динамично растущим объемом производства. В мире более 90 заводов, производящих метанол, с суммарной установленной мощностью около 110 млн т/год. Его мировое производство превысило 80 млн т/год, а к 2025 г. прогнозируется достижение уровня в 120 млн т/год. Особенно быстрыми темпами производство метанола развивается в Китае, который обеспечивает почти половину его мирового производства. Объем производства метанола в России - 4,4 млн т/год. Метанол – универсальный продукт, который

На практике используют комбинированную парокислородную конверсию метана. Это позволяет снизить энергозатраты и получать синтез-газ с соотношением H_2/CO_2 , благоприятным для синтеза метанола

может заменить нефть во многих нефтехимических процессах, и универсальное топливо, которое можно использовать практически во всех типах двигателей внутреннего сгорания (ДВС), а также как топливо для газовых турбин и котельное топливо. Наконец, метанол — наиболее удобный жидкий носитель водорода. Водород для питания двигателей внутреннего сгорания или топливных элементов может быть получен из метанола непосредственно на борту транспортного средства при его относительно мягкой паровой каталитической конверсии.

На промышленном уровне уже давно освоен и процесс превращения синтез-га-

Колонна регенерации метанола

Источник: gazovik.info



При малой производительности установок, стоимость для всех процессов одинакова. С увеличением мощности стоимость процессов растет линейно, но для парового риформинга рост заметно круче

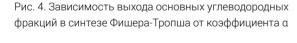
за в жидкие синтетические углеводороды (синтез Фишера-Тропша), способные заменить природную нефть [3]. Фракционный состав образующихся продуктов зависит главным образом от температуры процесса и природы используемого катализатора, и определяется коэффициентом α , отражающим соотношение констант скоростей роста и обрыва углеводородной цепи на катализаторе. Обычно он весьма широк, от метана до углеводородов $C_{\epsilon 0}$ и выше (рис. 4).

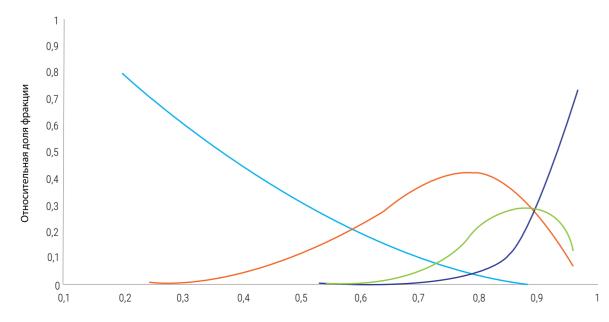
В мире существуют несколько крупных предприятий по производству жидких углеводородов на основе конверсии природного газа в синтез-газ и последующего синтеза Фишера-Тропша, то есть схеме, называемой технологией

то есть схеме, называемой технологией

GTL (Gas to Liquid), суммарной производительностью около 10 млн т/год, а также ряд небольших пилотных установок различных компаний. Основной продукцией GTL предприятий, реализованных на основе технологии компании Shell (Perl GTL в Катаре и Bintulu GTL в Малайзии), является дизельное топливо. Предприятия, реализованные на основе GTL технологии компании Sasol (Oryx GTL в Катаре, Escravos GTL в Нигерии и ряд других) производят более широкий спектр продукции, включающей помимо дизельного топлива бензин, олефины и оксигенаты. В Китае и ЮАР действуют предприятия, производящие синтетические жидкие углеводороды по аналогичной схеме, но использующие в качестве сырья для получения синтез-газа уголь (Coal to Liquid, CTL-технологии).

Основной проблемой современных GTL предприятий является их технологическая сложность и высокие затраты на стадию превращения природного газа в синтез-газ, на которую приходится до 60 % всех затрат. Удельные капвложения в такие предприятия превышают 200 тыс. долл. за баррель ежедневной продукции, что в несколько раз превышает типовые капвложения в нефтеперерабатывающие предприятия. Поэтому после падения цен на нефть привлекательность таких предприятий резко упала





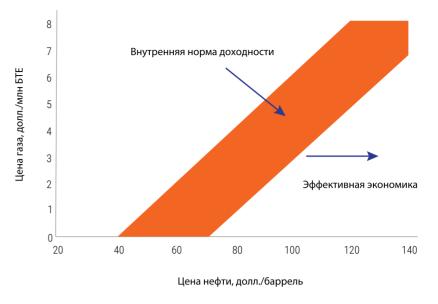


Рис. 5. Границы рентабельности современных предприятий GTL (БТЕ – Британские тепловые единицы). Расчет для условий Мексиканского залива [7]

(рис. 5), и в настоящее время при цене нефти на уровне 50–60 долл./баррель строительство новых подобных предприятий не планируется. Необходимо отметить, что, согласно оценкам специалистов ВНИИГАЗ, при реализации подобных предприятий в отечественных условиях удельные капзатраты будут примерно в два раза выше, чем для условий Мексиканского или Персидского заливов.

Альтернативные технологии конверсии метана в синтез-газ

Принципиальным недостатком современных сложных технологий GTL является то, что они непригодны для реализации в средне- и малотоннажном варианте, в то время как подавляющая часть перспективных традиционных и особенно нетрадиционных источников углеводородных газов относится именно к этой категории. Поэтому во всем мире ведется разработка альтернативных технологий GTL. Основной упор делается на создание более простых и компактных процессов получения синтез-газа. Уже предложен и испытывается ряд принципиально новых процессов, включая процессы на основе окисления природного газа на керамических мембранах, процессы в микроканальных реакторах, процессы фильтрационного горения, окисление метана при миллисекундных

временах контакта, процессы на основе энергетических и электрохимических технологий [3]. Пока ни одна из этих технологий не реализована в промышленном масштабе, но интенсивные работы ведутся во многих странах. Мы лишь коротко отметим недавно разработанный нами метод матричной конверсии, который позволяет проводить процесс в автотермическом режиме без использования внешних источников тепла или энергии, не требует катализаторов и обеспечивает удельную объемную производительность по синтез-газу на порядок выше, чем паровая конверсия. Процесс позволяет использовать углеводородные газы практически любого состава и происхождения, а его рентабельность слабо зависит от объема перерабатываемого газа [8].

Проблемой GTL-установок является сложность и высокие затраты (до 60% всех затрат) на превращение газа в синтезгаз. Удельные капвложения в эти предприятия превышают 200 тыс. долл./барр.

Прямые методы конверсии метана в химические продукты

Высокие затраты на получение синтез-газа стимулируют интерес к прямым процессам превращения основного компонента природного газа — метана — в химические продукты и жидкое топливо, не требующим его предварительной конверсии в синтез-газ. Наиболее привлекательным направлением остается окислительная конденсация метана в этилен — процесс, который был открыт в начале 1980-х и породил

превращением метана в синтез-газ, затем метанол и далее превращением метанола в этилен на цеолитных катализаторах [3]. В настоящее время в Китае работает уже несколько таких заводов.

Другим методом прямого превращения метана в химические продукты является его парциальное (частичное) окисление в метанол, образующийся как промежуточный продукт неполного окисления метана при большом недостатке кислорода. Метод был предложен еще в начале прошлого века и применялся как промышленный, но из-за низкой конверсии мета-



Установка паровой конверсии метана

Источник: tecedu.academy

большие надежды на создание эффективных химических методов переработки метана. Так как этилен является базовым соединением для производства большого числа продуктов современной нефтегазохимии, такой процесс позволил бы полностью решить проблему химической переработки природного газа. За прошедшее время его исследованию были посвящены тысячи работ, но достигнуть уровня коммерциализации процесса пока так и не удалось [3]. Экономически более выгодным процессом превращения метана в этилен и далее продукты на его основе оказался многостадийный путь с последовательным

на за проход и невысокой селективности образования метанола уступил процессу на основе синтез-газа. Хотя в последнее время удалось значительно повысить его показатели, он остается привлекательным в основном для малотоннажных процессов, для которых определяющую роль играют его простота и низкие капзатраты [3].

Использование ПНГ в энергетике

Главная причина неполного использования ПНГ и продолжающегося во всем мире его факельного сжигания – отсутствие рен-

табельных малотоннажных технологий переработки углеводородных газов [1, 2], которые позволяли бы перерабатывать ПНГ непосредственно на месте добычи. В настоящее время единственный безубыточный способ утилизации ПНГ удаленных месторождений, особенно в специфических условиях российских нефтедобывающих регионов – выработка электроэнергии и тепла для собственных нужд. До 30 % энергии сжигаемого ПНГ могло бы использоваться для удовлетворения потребности в энергии самих нефтяных промыслов, что позволило бы значительно сократить объем северного завоза жидкого топлива. Однако для этого необходимо предварительно тем или иным способом извлечь или преобразовать значительную часть содержащихся в ПНГ гомологов метана. Даже незначительная примесь более тяжелых алканов с низкими октановыми числами (ОЧ) и метановыми числами (МЧ) и высокой низшей теплотой сгорания Q. делает ПНГ склонным к детонации и не позволяет достигать номинальной мощности газопоршневого двигателя (ГПД), вынуждая работать со снижением нагрузки (дерейтингом) на 20-30 % и более, а также приводит к его быстрому выходу из строя в результате образования смолистых отложений. А существующие методы сепарации тяжелых компонентов из ПНГ требуют сложного оборудования и высоких энергозатрат и не окупаются для энергоустановок малой и средней (до 10-20 МВт) мощности [9].

Для превращения ПНГ в кондиционное газомоторное топливо, удовлетворяющее требованиям производителей газопоршневых электростанций небольшой мощности, нами был разработан метод селективного окислительного крекинга гомологов метана непосредственно в самом ПНГ [9, 10]. Окислительный крекинг позволяет обеспечить 82-85 %-ю конверсию этана и практически полную конверсию всех более тяжелых углеводородов. Суммарная конверсия гомологов метана составляет 92-95 %. Основными продуктами конверсии являются этилен, монооксид углерода, водород и метан. Метод селективного оксикрекинга позволяет на 11-19 пунктов поднять метановое число смеси и на 6-8 МДж/м³ снизить низшую теплоту сгорания, доведя оба эти показателя до значений, рекомендуемых производителями для устойчивой эксплуатации газопоршневых машин, то есть получить из ПНГ топливный газ, удовлетворяющий требованиям, предъявляемым производителями ГПД.

67

Получение водорода

Принятое в 2015 году Парижское соглашение по климату провозгласило своей целью разработку и реализацию стратегии снижения эмиссии парниковых газов, прежде всего СО₂, за счет снижения доли углеводородных источников в мировом энергобалансе. Достигнуть это предполагается в основном за счет перехода на возобновляемые источники энергии, однако их реальный потенциал значительно ниже даже текущих потребностей мировой энергетики [11], и на обозримый период все серьезные прогнозы отводят им долю всего в несколько процентов мирового энергобаланса [12]. Поэтому неуди-

Сжигание ПНГ Источник: Baton72 / Depositphotos.com

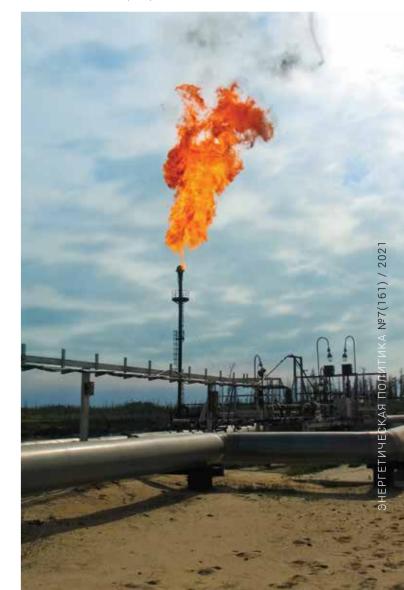


Рис. 6. Упрощённая схема процесса матричной конверсии производительностью 30 м³/ч водородсодержащего газа и [8]

вительно, что в последнее время основным направлением усилий по снижению «углеродного следа» энергетики провозглашен ускоренный переход на водородную энергетику, т. е. более широкое использование водорода в качестве энергоносителя для производства энергии, коммунального сектора и транспорта. Россия активно присоединяется к этим усилиям. Распоряжением Правительства РФ от 12 октября 2020 г. № 2634-р утвержден План мероприятий (дорожная карта) по развитию водородной энергетики до 2024 года. План направлен на увеличение производства и расширение сферы применения водорода в качестве экологически чистого энергоносителя,

Основным промышленным методом получения водорода остается его выделение из синтез-газа, получаемого паровой конверсией газа (~80% производства H₂) и угля (~20% производства H₂)

а также вхождение страны в число мировых лидеров по его производству и экспорту.

Основным промышленным методом получения водорода остается и в обозримом будущем будет оставаться его выделение из синтез-газа, получаемого паровой конверсией природного газа (~80 % производства H₂) и угля (~20 % производства Н_а). На долю возобновляемых источников приходится много меньше 1 % его мирового производства, а стоимость такого водорода минимум в 3 раза выше получаемого паровой конверсией. Поэтому помимо пока еще очень далеких от практически приемлемых решений вопросов хранения, транспортировки и распределения больших объемов водорода, фундаментальная проблема водородной энергетики – снижение затрат на получение водорода, прежде всего, на конверсию углеводородных газов в синтез-газ.

Учитывая нерешенные пока проблемы транспортировки и хранения больших объемов водорода, наиболее разумным подходом, особенно для транспортного сектора, может стать его распределенное малотоннажное производство из сетевого природного газа или легко транспортируемого жидкого углеводородного сырья непосредственно в местах потребления. Осно-

вой такого распределенного производства водорода мог бы стать метод матричной конверсии природного газа в синтез-газ [8], на базе которого может быть также организовано распределенное производство метанола, синтетических жидких углеводородов, аммиака и других потенциальных альтернативных энергоносителей и жидких источников получения водорода.

Заключение

Современная газохимия предлагает широкий набор уже освоенных промышленностью и потенциальных технологий превращения углеводородных газов различного состава и происхождения в более удобные или экологически приемлемые жидкие и газообразные энергоносители. Однако экономическая эффективность большинства этих технологий пока недостаточна для конкуренции получаемых из природного газа альтернативных энергоносителей с традиционными видами жидкого нефтяного топлива. Поэтому важнейшей проблемой перехода на такие энергоносители становится развитие технологической базы газохимии.

Работа выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук, тема ФИЦ ХФ РАН 0082-2019-0014, номер госрегистрации ААА-A20-120020590084-9 и тема ИПХФ РАН 0089-2019-0018, номер госрегистрации ААА-A-A19-119022690098-3.



Внешний вид установки матричной конверсии производительностью 30 м³/ч водородсодержащего газа

Использованные источники

- Савченко В. И., Макарян И. А., Арутюнов В. С. Анализ зарубежных промышленных технологий по переработке углеводородных газов и оценка перспектив их реализации в нефтегазохимическом комплексе России. Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. № 11, 2013. С. 3–12.
- 2. Арутюнов В. С., Савченко В. И., Седов И. В., Макарян И. А., Шмелев В. М., Алдошин С. М. Новые концепции развития малотоннажной газохимии. НефтеГазоХимия. № 4, 2014. С. 19–23.
- 3. Арутюнов В. С., Голубева И. А., Елисеев О. Л., Жагфаров Ф. Г. Технология переработки углеводородных газов. Учебник для вузов. М.: Юрайт. 2020. 723 с.
- Махлин В. А., Цецерук Я. Р. Современные технологии получения синтез-газа из природного и попутного газа. Хим. пром. сегодня. № 3, 2010. С. 6–17.
- Ammonfuel an industrial view of ammonia as a marine fuel. URL: https://hafniabw.com/news/ammonfuel-an-industrialview-of-ammonia-as-a-marine-fuel/ (дата обращения 10.03.2021).
- Benés M., Pozo G., Abián M., Millera Á., Bilbao R., Alzueta M. U. Experimental Study of the Pyrolysis of NH3 under Flow Reactor Conditions. Energy Fuels. 2021. DOI: https://doi. org/10.1021/acs.energyfuels.0c03387
- 7. Hobbs H. O. Jr., Adair L. S. Analysis shows GTL viable alternative for US gas producers. O&GJ. Aug. 6, 2012. p. 68–75.

- 8. Nikitin A., Ozersky A, Savchenko V., Sedov I., Shmelev V., Arutyunov V. Matrix conversion of natural gas to syngas: the main parameters of the process and possible applications. Chem. Eng. J. 2019. V. 377. ISCRE 25 Special Issue: Bridging Science and Technology. 1 December 2019, article 120883.
- 9. Никитин А. В., Трошин К. Я., Беляев А. А., Арутюнов А. В., Кирюшин А. А., Арутюнов В. С. Газомоторное топливо из попутного нефтяного газа. Селективный оксикрекинг тяжелых компонентов ПНГ. НефтеГазоХимия. 2018. № 3. С. 23–34. DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10301.
- Arutyunov V., Troshin K., Nikitin A., Belyaev A., Arutyunov A., Kiryushin A., Strekova L. Selective oxycracking of associated petroleum gas into energy fuel in the light of new data on self-ignition delays of methane-alkane compositions. Chem. Eng. J. 2020. V. 381. 122706 DOI: https://doi.org/10.1016/j. cej.2019.122706
- 11. Арутюнов В. С., Лисичкин Г. В. Энергетические ресурсы XXI столетия: проблемы и прогнозы. Могут ли возобновляемые источники энергии заменить ископаемое топливо? // Успехи химии. № 8, 2017. Т. 86. С. 777–804. URL: http://iopscience.iop.org/article/10.1070/RCR4723/pdf.
- 12. BP Energy Outlook 2035: February 2015. URL: http://www.bp.com/energyoutlook (дата обращения 10.03.2021).

Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса

Arctic petroleum shelf of Russia at the changing period of world energy basis

Валентин НАЗАРОВ

Главный научный сотрудник АО «ВНИГРИ-Геологоразведка» (г. СММедведеваСанкт-Петербург, Россия),

профессор, д. э. н.

e-mail: nazarovvi2012@yandex.ru

Олег КРАСНОВ

Главный научный сотрудник АО «ВНИГРИ-Геологоразведка»

(г. Санкт-Петербург, Россия),

профессор, д. э. н.

e-mail: KrasnovOS@rusgeology.ru

Людмила МЕДВЕДЕВА

Заведующая сектором

ГЭО ресурсов нефти и газа

АО «ВНИГРИ-Геологоразведка»

(г. Санкт-Петербург, Россия), к. э. н.

e-mail: lyudmila.v.medvedeva@mail.ru

Valentin NAZAROV

Professor, PhD in Economics,

Chief Scientific Officer

JSC «VNIGRI-Geologorazvedka»

St. Petersburg, Russia

e-mail: nazarovvi2012@yandex.ru

Oleg KRASNOV

Professor, PhD in Economics,

Chief Scientific Officer

JSC «VNIGRI-Geologorazvedka»

St. Petersburg, Russia

e-mail: KrasnovOS@rusgeology.ru

Ludmila MEDVEDEVA

PhD in Economics.

Team Manager

JSC «VNIGRI-Geologorazvedka»

St. Petersburg, Russia

e-mail: lyudmila.v.medvedeva@mail.ru

Аннотация. На современном этапе развития мировой экономики наметились тенденции смены ее энергетического базиса. Россия обладает мощной углеводородной сырьевой базой арктического шельфа. При обосновании стратегии освоения арктических ресурсов необходимо учитывать все имеющиеся альтернативные источники углеводородов. В долгосрочной перспективе масштабы и темпы их использования будут зависеть от ряда факторов, среди которых главенствующее значение имеют различные сочетания геологических, технологических, экологических, экономических и политических факторов. В статье рассмотрено их влияние при промышленном освоении арктического нефтегазоносного шельфа России, определены рентабельные ресурсы нефти и газа, чистый дисконтированный доход и внутренняя норма рентабельности.

Ключевые слова: углеводородное сырье, арктический шельф России, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности.

Abstract. At the present time of development of the world economy, there are tendencies to change its energy basis. Russia possesses a powerful hydrocarbon resource basis of the Arctic shelf. When justifying a strategy for the development of Arctic resources, it is necessary to take into account all available alternative sources of hydrocarbons. In the long term, the scale and rate of their use will depend on a number of factors, among which various combinations of geological, technological, environmental, economical and political factors are of central importance. The article discusses their impact on the development of the Arctic petroleum shelf of Russia, identifies profitable oil and gas resources, net discounted income and internal rate of return. Keywords: hydrocarbon resource, Arctic shelf of Russia, net present value, internal rate of return.



В Западной Сибири в последние годы открыто более 200 новых месторождений, оказавшиеся нерентабельными при цене нефти менее 100 долл./барр.

> Современный этап развития мировой экономики характеризуется наметившимися тенденциями смены энергетического базиса. Провозглашенная декарбонизация, широкомасштабные усилия по замене углеводородных источников энергии возобновляемыми вызывают необходимость тщательного анализа значимости наиболее эффективных на сегодняшний день видов топлива - нефти и газа в мировом топливно-энергетическом балансе

и оценки влияния наметившейся тенденции на российский нефтегазовый комплекс.

Россия обладает мощной сырьевой базой, позволяющей полностью обеспечивать собственные потребности в нефти и газе и занимать одну из главенствующих позиций на глобальном рынке энергетического сырья. Вместе с тем, происходящие в последние годы изменения в мировом энергопотреблении представляют новые, значительно более строгие требования к углеводородным ресурсам страны, которые должны обеспечить ее конкурентоспособность по сравнению с другими видами энергетического сырья и альтернативными источниками энергии [1].

Нефть и газ в современных реалиях постепенно утрачивают статус стратегических ресурсов, и их преимущество, как источников первичной энергии, должно определяться, прежде всего, экономическими факторами. Дешевые углеводороды могут надолго остаться базовыми энергоносителями, однако их роль как источника богатой нефтегазовой ренты сокращается.

По поводу дальнейшей судьбы мировой нефтяной промышленности существуют различные точки зрения. Высказываются предположения, что она утратит свои позиции в первой трети века и в целом этот



Месторождение «Победа» в Карском море

Источник: regnum.ru

век будет веком газа. По самым радикальным взглядам мировая энергетика вообще откажется к концу века от органического топлива

Наиболее остро вопрос о долгосрочных перспективах добычи нефти стоит для России. Разведанные рентабельные запасы нефти в стране при сложившемся уровне цен по некоторым оценкам не превышают 10 млрд тонн, что явно недостаточно для длительного поддержания достигнутого уровня добычи.

Большие проблемы существуют и в газовой промышленности. Россия обладает огромной газовой сырьевой базой. При этом значительный объем добываемого

В условиях энергоперехода стратегические решения по разработке энергоресурсов должны приниматься на основе экономической оценки нефтегазовых объектов проекта на всех стадиях их освоения

газа поставляется на экспорт. Возникший в последнее время на мировых рынках избыток его предложения, так же, как и нефти, привел к тому, что цены на углеводороды находятся на низком уровне, и рентабельность разработки даже крупных месторождений снижается. По этой причине многие газовые месторождения находятся в длительном простое.

Очевидно, что в условиях обострения конкурентной борьбы на нефтяных и газовых рынках и тенденции замещения углеводородов альтернативными источниками энергии стратегические решения по масштабам и темпам освоения энергоресурсов должны приниматься, прежде всего, на основе экономической оценки входящих в ее состав нефтегазовых объектов на всех стадиях их изучения и освоения.

При обосновании стратегии освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа [2] необходимо учитывать имеющиеся в стране альтернативные источники углеводородов, которые по своим масштабам могут конкурировать с арктическими ресурсами. Все конкурирующие источники углеводородных ресурсов можно условно разделить на шесть групп (табл. 1).

Ресурсный потенциал некоторых из этих направлений примерно соизмерим, но эффективность поисков и разведки место-

рождений в них будет существенно различаться.

Рассмотренные в таблице направления освоения углеводородной базы можно разделить по срокам реализации включенных в них групп ресурсов на среднесрочные и долгосрочные.

К первому среднесрочному направлению реализации относятся группы ресурсов, не требующие больших объемов инвестиций. Их промышленное освоение может быть обеспечено за счет внедрения отечественных или зарубежных инновационных технологий и применения налоговых льгот.

В составе первого направления могут рассматриваться группы мелких, низкодебитных, глубокопогруженных залежей, расположенных в старых нефтедобывающих районах с развитой инфраструктурой. Геологоразведочные работы здесь малоэффективны, поскольку приводят к открытию мелких месторождений, запасы которых не превышают 1 млн т нефти. Например, в Западной Сибири в последние годы открыто более 200 новых месторождений, которые оказались нерентабельными при цене нефти менее 100 долл./барр. [1]. Однако в перспективе развитие новых технологий извлечения углеводородов и налоговые

Объем извлекаемых ресурсов сланцевой нефти в РФ составляет порядка 10 млрд т, но разведанные запасы пока исчисляются десятками миллионов тонн, не изучены и огромные ресурсы сланцевого газа

льготы могут повысить инвестиционную привлекательность таких объектов и стимулировать их вовлечение в промышленный оборот.

Аналогичные условия реализации требуются и для вовлечения в разработку невостребованных запасов открытых месторождений нефти и газа. Большинство этих месторождений тоже располагается в районах с развитой нефтегазодобычей и не нуждается в крупных инфраструктурных инвестициях.

Еще одно направление освоения углеводородов, не требующее огромных инвестиций, связано с повышением нефтеотдачи

Таблица 1. Стратегические направления освоения углеводородной сырьевой базы России

	Объем извле	к. ресурсов ¹	
Направления освоения УВ базы	нефти, млрд т	газа, трлн м ^з	Условия реализации
Выявление и разведка мелких низкодебитных, глубокопогруженных залежей в старых нефтедобывающих районах	~12	~40	Повышение инвестиционной привлекательности внедрения новых технологий и налоговых льгот
Вовлечение в разработку невостребованных запасов открытых месторождений	~6,6	~28,3	Повышение инвестиционной привлекательности за счет новых технологий и налоговых льгот
Повышение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений	~12-15	=	Привлечение новых технологий извлечения нефти
Выявление и разведка месторождений в новых малообустроенных районах	~28	~53	Выделение крупных инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру
Вовлечение в освоение сланцевых УВ ресурсов (баженовская свита)	~10	~8	Привлечение новых технологий, налоговые льготы
Выявление и разведка крупных и уникальных месторождений на арктическом шельфе	~9	~95	Создание подводно-подледных технологий разработки месторождений и выделение крупнейших инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру

По экспертным оценкам.

пластов. Повышение коэффициента нефтеотдачи с 28 до 40 % (как предусмотрено в Энергетической стратегии до 2035 года) позволит дополнительно ввести в промышленный оборот по различным экспертным оценкам от 12 до 15 млрд тонн нефти. Однако объем вводимых в промышленный оборот нефтегазовых ресурсов первого направления существенно ниже, чем в группах ресурсов второго направления, освоение которого требует применения новых, в ряде случаев, еще не опробованных на практике технологий и огромных объемов инвестиций со сроками окупаемости, исчисляемыми десятками лет.

Не потеряло свою актуальность направление по вовлечению и разведке месторождений нефти и газа в новых малообустроенных районах. Согласно последней оценке прогнозных ресурсов, в этих районах прогнозируется до 28 млрд т геологических ресурсов нефти и 53 трлн кубометров газа. Реализация этого потенциала требует выделения крупных инвестиций в обустройство месторождений, промышленную и транспортную инфраструктуру.

Как одно из новых главных конкурирующих с шельфом направлений развития углеводородной сырьевой базы России, можно рассматривать сланцевые ресурсы. По экспертным оценкам, объем извлека-

Исходя из имеющихся технологий, можно выделить группу возможно рентабельных для освоения участков битума, метан угольных пластов, горючих сланцев и низкопроницаемых сланцев

емых ресурсов сланцевой нефти в стране составляет порядка 10 млрд т [6]. При этом разведанные запасы этой формации пока исчисляются десятками миллионов тонн, не изучены и огромные ресурсы сланцевого газа. Рентабельность разработки этого вида ресурсов пока не оценена.

В этих условиях очевидно, что шельфовые проекты для их промышленного продвижения должны иметь лучшие технико-экономические показатели по сравнению с альтернативными сухопутными проектами

При оценке углеводородной сырьевой базы России необходимо также учитывать

Северо-Харампурское месторождение

Источник: «Роснефть»



Вид нетрадиционных источников УВС	Запасы/ресурсы	Технология освоения			
Возможно рентабели	ьные для современного	освоения			
Природные битумы, млрд т	25,7/55	Промышленная			
Метан угольных пластов, трлн м ³	3,6/83,7	Опытно-промышленная			
Горючие сланцы, млрд т	5,2/61,8	Промышленная			
Нефть низкопроницаемых сланцев	?/?	Опытно-промышленная			
Условно рентабельные для освоения в средне- и долгосрочной перспективе					
Сланцевый газ, трлн м ³	5,5/20	Опытно-промышленная			
Проблемные и гипотетическ	ие, выходящие за грани	цы планирования			
Газовые гидраты, трлн м ³	-/750	Проектная			
Водорастворенные газы, трлн м ³	-/3650,3	Нет			

Таблица 2. Оценка нетрадиционных видов углеводородного сырья по приоритетности освоения

и нетрадиционные виды углеводородного сырья. Геологические ресурсы этой группы углеводородов намного превышают традиционные скопления нефти и газа в России (табл. 2).

Исходя из имеющихся технологий, можно выделить группу возможно рентабельных для промышленного освоения участков, в которую входят природные битумы, метан угольных пластов, горючие сланцы и нефть низкопроницаемых сланцев. Для этой группы углеводородов существуют или реальные, или опытно-промышленные технологии разработки, и вовлечение их в разработку определяется лишь конъюнктурой рынка и рентабельностью разработки.

Что касается сланцевого газа, то, учитывая возможность традиционной сырьевой базы природного газа, реальные сроки его промышленного использования просматриваются в весьма отдалённой перспективе.

Последняя группа нетрадиционных углеводородов, включающая газовые гидраты и водорастворённые газы, в настоящее время может рассматриваться как

В Арктике выявлено
23 месторождения – 4 нефтяных,
8 газовых, 1 нефтегазовое,
8 газоконденсатных,
2 нефтегазоконденсатных.
Большинство из них относится
к уникальным и крупным

объект научного изучения. Реальных технологий разработки этих видов ресурсов пока не существует. Однако в некоторых странах, не имеющих в своём распоряжении углеводородной сырьевой базы, в частности, в Японии, научные изыскания по разработке соответствующих технологий проводятся.

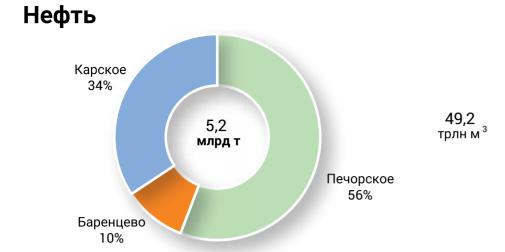
Не следует забывать еще об одном перспективном источнике энергии — водороде. Технология его использования пока находится на начальном исследовательском этапе, но при успешном решении технических и экономических проблем этот источник энергообеспечения вполне может занять ведущее место на рынках энергетического сырья.

Краткий обзор традиционных и нетрадиционных видов углеводородного сырья, а также альтернативных источников энергии показывает, что в долгосрочной перспективе масштабы и темпы их использования будут зависеть от ряда факторов, среди которых главенствующее значение на разных этапах развития могут иметь различные сочетания геологических, технологических, экологических, экономических и политических факторов.

В зависимости от изменения влияния перечисленных факторов будут меняться темпы и масштабы ввода в промышленный оборот арктического нефтегазоносного шельфа России.

Геологический фактор

Углеводородная база арктического шельфа на современном этапе ее изученности рассматривается преимущественно как газоносная. Из суммарного углеводородного потенциала, превышающего в пересчете на жидкие углеводороды 50 млрд





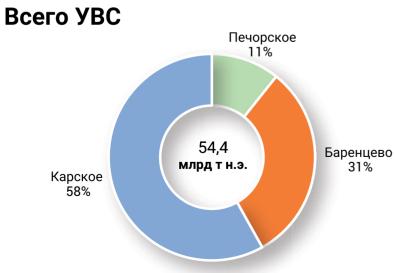


Рис. 1. Распределение прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и газа по морям арктического шельфа

тонн, на нефть приходится чуть более 10 %. При этом более половины ресурсов нефти приходится на Печорское море (54,8 %) и треть — на Карское. Большая часть ресурсов газа прогнозируется в Карском море (60,6 %) и в Баренцевом море (33,3 %) (рис. 1).

Освоенность Арктики чрезвычайно мала. В настоящее время в её пределах выявлено 23 месторождения — 4 нефтяных, 8 газовых, 1 нефтегазовое, 8 газоконденсатных, 2 нефтегазоконденсатных. Большинство выявленных месторождений по действующей классификации относится к уникальным и крупным.

В промышленной разработке находится лишь Приразломное нефтяное месторождение (добыча осуществляется с помощью морской ледостойкой стационарной платформы) и Юрхаровское газоконденсатное месторождение (добыча ведется с берега горизонтальными скважинами). Остальные месторождения длительное время находятся в ожидании доразведки и промышленного обустройства (табл. 3).

Разведанность нефтяной ресурсной базы арктического шельфа составляет всего около 10%, газовой – порядка 20%. Большинство открытых месторождений имеет невысокую степень изученности и нуждаются в доразведке.

Технологический фактор

Одним из главных условий, определяющих возможности вовлечения арктической углеводородной базы в промышленный оборот, является техническая доступность нефтегазовых месторождений для разведки и разработки.

Техническая доступность углеводородных объектов зависит от следующих основных факторов:

- ледовые условия;
- глубина моря в районе месторождения;
- удаленность от береговой линии;
- наличие технологий для освоения месторождений.

Ледовые условия являются одним из лимитирующих факторов, ограничивающих доступ к ресурсам. При значительной толщине льда и глубинах моря более 50 м арсенал технических решений, связанных с освоением морских нефтегазовых месторождений и отчасти с проведением геологоразведочных работ, ограничен, поскольку

при сильных динамических нагрузках, обусловленных подвижками мощных ледовых полей, практически неприменимы любые технологические решения, базирующиеся на использовании самоподъемных и полупогружных платформ. Использование гравитационных платформ по техническим и экономическим соображениям также ограничено глубинами моря 50 метров. При больших глубинах возрастают до неприемлемого уровня чисто технические риски эксплуатации подобных оснований и резко увеличивается стоимость их строительства. Данное обстоятельство сужает технически доступную для промышленного освоения нефтегазоносную зону.



77

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА Nº7(161) / 2021

Салмановское месторождение Источник: «Новатек»

Определенные технологические проблемы сопряжены и с освоением мелководной части шельфа (глубины менее 5-10 м), где ограничения по использованию гравитационных платформенных оснований связаны с их транспортировкой до точки установки, а также с организацией транспорта добываемой продукции. Одним из технических решений здесь может служить использование насыпных искусственных сооружений (искусственных островов) с ледовой защитой этих оснований. Для прибрежных морских месторождений в качестве возможного технического решения могут рассматриваться варианты проведения глубокого бурения и освоения месторождений с берега посредством использования

Nº7(161) / 2021

79

№ п/п	Название месторождения	Тип углеводорода	Категория крупности запасов*
1	2	3	4
		БАРЕНЦЕВО МОРЕ	
1	Штокмановское	газоконденсатное	У
2	Лудловское	газовое	К
3	Ледовое	газоконденсатное	У
4	Мурманское	газовое	К
5	Северо-Кильдинское	газовое	C
		ПЕЧОРСКОЕ МОРЕ	
6	Приразломное ⁴	нефтяное	К
7	Северо-Гуляевское	нефтегазоконденсатное	К
8	Поморское	газоконденсатное	С
9	Варандей-море	нефтяное	С
10	Медынское-море	нефтяное	К
11	Долгинское	нефтяное	К
		KAPCKOE MOPE	
12	Русановское	газоконденсатное	У
13	Ленинградское	газоконденсатное	У
14	Каменномысское-море	газовое	У
15	Северо-Каменномысское	газоконденсатное	У
16	Победа ²	нефтегазовое	У
17	Юрхаровское ^{3,4}	нефтегазоконденсатное	У
18	Обское	газовое	М
19	Чугорьяхинское	газоконденсатное	К
20	Семаковское ³	газовое	У
21	Тота-Яхинское ³	газоконденсатное	К
22	им. Жукова ⁵	газовое	У
23	им. Рокоссовского ⁵	газоконденсатное	У

Таблица 3. Геологические характеристики месторождений арктического шельфа России

* Категория крупности извлекаемых запасов УВ

по классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов:

- У уникальные (более 300 млн т нефти или 300 млрд м³ газа);
- К крупные (от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м³ газа);
- С средние (от 5 до 30 млн т нефти или от 5 до 30 млрд м³ газа);
- М − мелкие (от 1 до 5 млн т нефти или от 1 до 5 млрд м³ газа);
- ОМ очень мелкие (менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд м³ газа).



Печорское море Источник: marine-rc.ru

наземного бурового оборудования и бурения скважин со значительным отходом от вертикали (по аналогии с проектами на Сахалинском шельфе и в Обской губе).

На сегодня апробированных технических решений, связанных с освоением углеводородного потенциала на глубинах моря более 50 м в условиях сложной ледовой обстановки, в мировой практике не существует. Прорабатываются отдельные элементы технических решений для подобных условий, однако не ясны ни сроки их реализации, ни степень полноты и комплексности решений, которые требуются в подобных физико-географических условиях. Это не позволяет оценить не только технологическую эффективность подобных разработок, но и охарактеризовать их капиталоемкость и объем эксплуатационных затрат, без чего геолого-экономическая оценка проектов невозможна.

Острота отмеченной проблемы относится в первую очередь к формированию эксплуатационного фонда скважин, поскольку при современном уровне развития технологий и технического оснащения специализированных буровых платформ строительство поисково-разведочных скважин с их полноценным испытанием гарантированно осуществляется в течение 2—3 месяцев, то есть в безледовый период.

Частичное решение проблемы промышленного обустройства месторождений в условиях сплошного ледового покрова возможно при реализации технологий, основанных на подводном заканчивании эксплуатационных скважин, их подводном обустройстве с использованием манифольдов и подключением этой части эксплуатационного фонда (добывающие и нагнетательные скважины) к производственно-технологическому комплексу, расположенному на технически доступных глубинах (гравитационная платформа или искусственное насыпное сооружение, естественное основание – остров или материк). Однако данные технологические решения имеют пространственные ограничения, связанные с максимальной допустимой протяженностью подводных магистралей, что обусловлено потерями давления в них. Например, максимальная протяженность для газовых объектов, достигнутая в уникальном проекте «Сноувит» («Белоснежка», Норвегия), составляет 143 км (многофазный поток доставляется непосредственно

При значительной толщине льда и глубинах моря более 50 м арсенал технических решений освоения нефтегазовых месторождений ограничен из-за сильных динамических нагрузок от движения льда

² Месторождение находится за пределами зоны технической доступности.

³ Морское продолжение месторождения суши.

⁴ Находится в разработке.

⁵ Месторождение открыто в 2020 г., запасы на баланс еще не поставлены.

на берег, на завод СПГ). Такое решение требует использования уникального и дорогостоящего оборудования, исключающего дифференциацию пластовой продукции на газовую и жидкую фазы в процессе их движения по трубе. Для нефтяных объектов возможные расстояния доставки продукции ограничены максимум 20-30 километрами.

Каждое из технико-технологических решений по обустройству нефтегазовых объектов имеет свое экономическое выражение, зависящее от типа платформы или основания (берег, искусственный остров, платформа на ферменном основании или гравитационная ледостойкая платформа, полупогружная платформа и т. д.). Эти объекты различаются как по стоимости, так и по объему эксплуатационных затрат. Затраты на их сооружение в значительной мере предопределяют объем общей инвестиционной нагрузки, ее динамику во времени и рентабельность проекта.

На сегодня апробированных технических решений, связанных с освоением участков на глубинах моря более 50 м в условиях сложной ледовой обстановки, в мировой практике не существует

> Таким образом, при оценке реального углеводородного потенциала шельфовой ресурсной базы необходимо учитывать существующие или перспективные технические средства, обеспечивающие доступность нефтегазовых объектов для глубокого бурения и последующего освоения. Ресурсная база, выходящая за пределы зоны технической доступности, должна рассматриваться как технически недоступная, и ее ресурсный потенциал следует исключать при формировании перспективных программ и планов развития шельфовых добычных проектов.

Транспортный фактор

Важная особенность арктического шельфа, требующая учета при оценке его



Газовоз «Псков» («Совкомфлот») Источник: pln-pskov.ru

экономической значимости - транспортная доступность нефтегазовых объектов.

При решении транспортных проблем необходимо рассмотрение нескольких возможных вариантов:

1. Организация транспорта добываемой продукции непосредственно с эксплуатационной платформы (отгрузка нефти или конденсата с платформы на танкеры линейные или челночные - и ее доставка непосредственно на рынки сбыта, как это реализовано в проекте освоения Приразломного месторождения в Печорском море, сжижение газа непосредственно на добывающей или расположенной рядом технологической платформе и отгрузка непосредственно СПГ). Вариант танкерной вывозки продукции в условиях сложной ледовой обстановки потребует строительства специализированного флота нефтеналивных или СПГ-танкеров ледового класса, которые существенно сложнее в технической части и значительно дороже традиционных «неледовых» судов. Флот таких танкеров может исчисляться десятками единиц в зависимости от направлений поставки и их объемов и, соответственно, потребует огромных материальных и финансовых ресурсов.

2. Организация транспортировки продукции до берега с использованием системы трубопроводов и интеграция морской транспортной инфраструктуры в существующую или вновь создаваемую береговую транспортную инфраструктуру (по аналогии с Сахалинскими проектами или проектами освоения месторождений Обской и Тазовской губ на Карском шельфе). Такой вариант является наиболее реалистичным и для перспективных объектов глубоководной части шельфа Карского моря.

3. Транспортировка газа с промыслов на берег, его сжижение на берегу и поставки потребителям с использованием танкерного флота – такой вариант реализуется компанией «HOBATЭК» в рамках проекта «Ямал-СПГ» на базе Южно-Тамбейского сухопутного газового месторождения, где в качестве субподрядчика по оказанию транспортных услуг задействованы танкерные мощности «Совкомфлота».

Выбор оптимального варианта транспортировки должен осуществляться на основе технико-экономических расчетов.

Экологический фактор

Применяемые в условиях арктического шельфа технологии должны гарантировать абсолютную безопасность на всех этапах ведения работ. На случай возникновения чрезвычайных ситуаций и экологических происшествий в составе затрат на разработку месторождений должны быть зарезервированы средства на возмещение ущерба. Учитывая мировой опыт ликвидации аварий, связанных с разработкой морских месторождений, сумма страхового резерва может достигать миллиардов долларов.

Например, авария танкера Exxon Valdez у берегов Аляски в 1989 г. привела к разливу 260 тысяч баррелей сырой нефти и загрязнению 1600 км береговой линии. При этом компания Exxon потратила примерно 2 миллиарда долларов на очистку от разлива и еще 1 миллиард долларов на урегу-

> Новопортовское НГКМ Источник: dnr-hotline.ru



лирование связанных с этим гражданских и уголовных обвинений.

Из-за аналогичной аварии на буровой платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе, в результате которой в море вылилось около 5 млн баррелей нефти, компания ВР понесла многомиллиардные затраты на устранение разлива и выплатила огромные штрафы (общий объем финансовых издержек компании, связанных с ликвидацией последствий аварии, превысил 60 млрд долларов). Из-за гигантских убытков, понесённых в результате происшествия, ВР была вынуждена продавать активы по всему миру.

На случай возникновения чрезвычайных ситуаций и экологических происшествий в затратах на разработку арктических месторождений должны быть зарезервированы средства на возмещение ущерба

Учет подобных расходов в смете затрат шельфовых проектов может существенно влиять на их технико-экономические по-

Следует отметить, что на сегодня в мире не существует эффективных технологий устранения аварийных разливов нефти или выбросов газа в условиях ледовой обстановки. Учитывая, что на арктическом шельфе ледовый покров сохраняется до 7-10 месяцев в году, данному аспекту следует уделять особое внимание.

Экономический фактор

Экономический фактор имеет решающее значение при обосновании темпов и масштабов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа.

Гигантские инвестиции, которые в долгосрочной перспективе потребуется направить на выявление, разведку и разработку месторождений нефти и газа арктического шельфа, а также на создание сопутствующей транспортной и промышленной инфраструктуры, должны быть компенсированы поступлением соответствующих нефтега-

зовых доходов. При этом величина дохода должна покрывать не только все виды издержек, но и включать в себя сверхприбыль, обусловленную наличием высоких геологических, климатических, экологических и экономических рисков, связанных с работами на арктическом шельфе.

Из открытых на арктическом шельфе месторождений лишь половина соответствует принятому условию рентабельности 10 %. К их числу относятся 2 крупных нефтяных месторождения – Приразломное (введено в эксплуатацию) и Долгинское. Еще 2 нефтяных месторождения - крупное Медынское-море и среднее по запасам Медынское – относятся к низкорентабельным. Суммарные рентабельные запасы



Приразломное месторождение Источник: «Газпром нефть»

нефти на арктическом шельфе на сегодняшний день не превышают 314 млн т, что не позволяет пока рассматривать этот регион как новую крупную сырьевую базу нефтяной промышленности.

В то же время рентабельные запасы газа арктического шельфа расположены в технически доступной для разработки зоне и сосредоточены в уникальных и крупных месторождениях. Их объем составляет 7,2 трлн кубометра (таблица 4).

Для оценки масштабов и экономической значимости углеводородной базы арктического шельфа важно иметь представление не только о разведанной ее части, но и о потенциальной ценности еще не выявленных прогнозируемых ресурсов нефти и газа. При этом необходимо учитывать фактор технической доступности этих ресурсов.

Результаты проведенных во ВНИГРИ расчетов [3, 4, 5] показывают, что при современном уровне развития техники и технологии из общего объема извлекаемых ресурсов нефти (5,2 млрд т) технически доступными являются порядка 3 млрд т, а рентабельными – менее 1 млрд т. Причем максимальный их объем приходится на Карское море -0,5 млрд т против 0,4 млрд т на Печорском (табл. 5, рис. 2).

Суммарный чистый дисконтированный доход от освоения рентабельных ресурсов нефти составляет 513,3 млрд руб., в том числе по Печорскому морю – 190 млрд руб., Баренцеву морю – 16 млрд руб., Карскому морю – 307,3 млрд руб.

По газу соотношение извлекаемых и технически доступных ресурсов примерно такое же (27 из 49,2 трлн кубометров), однако к рентабельным относится большая часть технически доступных ресурсов - порядка 22 трлн кубометров (табл. 5, рис. 2). Наиболее крупный объем рентабельных ресурсов газа приходится на Карское море, что объясняется прогнозированием здесь уникальных газовых месторождений. На втором месте находится Баренцево море. При этом доля рентабельных ресурсов по этому морю значительно выше, чем по Карскому, что обусловлено более благоприятными природноклиматическими условиями их локализации.

Возможный чистый дисконтированный доход от освоения рентабельных ресурсов газа на арктическом шельфе оценивается почти в 15 трлн руб. и распределяется в основном по Карскому (7,8 трлн руб.) и Баренцеву (6,8 трлн руб.) морям. По Печорскому морю величина этого показателя существенно ниже – 164 млрд руб. (табл. 5).

Доходность локальных нефтегазовых объектов на арктическом шельфе изменяется в широких пределах и зависит от сочетания их горно-геологических и природноклиматических характеристик.

При этом ценность единицы ресурсов газа аналогичных по величине локальных объектов оказывается существенно выше нефтяных.

Наиболее высокие значения по этому показателю характерны для газовых объектов с максимальными оценками ресурсов.

Минимальным требованиям рентабельности разработки (норма прибыли не менее

o _I Z	Наавание местопом пения	Категория крупности	Потребность	Рентабелы	Рентабельные запасы	ДДУ ДДД	% ⊑ ≥	Доход государства	Индекс доходности
П/П	rasbanda Macropos Adanas	извлекаемых запасов	в инвестициях, млрд руб.	нефти, млн т	газа, млрд м³	py6.	Š Ž	диск., млрд руб.	инвестиций, доли ед.
-	2	က	4	D	9	7	œ	6	10
				БАРЕНЦЕВО МОРЕ	JC J				
-	Штокмановское ГК	>	65	ı	3939,4	308	17	1084	7,8
2	Лудловское Г	Y	92	1	1		6		
ო	Ледовое ГК	>	128	1	422,1	22	13	177	1,25
4	Мурманское Г	Y	63		1	,	00	1	
2	Северо-Кильдинское Г	O	30	1	1		,	,	1
				TEYOPCKOE MOPE	JC .				
9	Приразломное Н	Y	65	78,2	ı	9	12	163	1,13
7	Северо-Гуляевское НГК	Y	55	ı	ı	,	4		1
∞	Поморское ГК	O	35	ı	ı	,	ω		1
6	Варандей-море Н	O	16	1	ı	1	2	·	1
10	Медынское-море Н	Y	63	1	ı	,	6		1
=	Долгинское Н	Y	85	235,8	ı	18	16	230	ε, Γ
				KAPCKOE MOPE	9				
12	Русановское ГК	>	250	1	622	150	15	500	1,86
13	Ленинградское ГК	>	255	1	1051,6	180	18	650	2
14	Каменномысское Г	>	102	1	555	110	25	315	2,5
15	СевКаменномысское ГК	>	58	1	431,9	72	23	202	2,8
ИТОГС	ИТОГО по рентабельным нефтяным месторождениям	1	284	314	1	24		393	
ИТОГС и газо	ИТОГО по рентабельным газовым и газоконденсатным месторождениям	1	1078	1	7179	842		2928	ı

83

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №7(161) / 2021

Таблица 4. Основные экономические характеристики месторождений арктического шельфа России

Nº7(161) / 2021

85

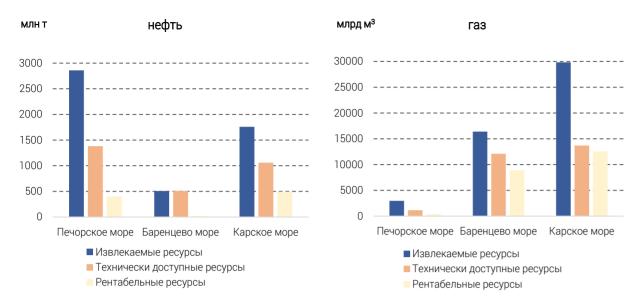


Рис. 2. Распределение извлекаемых, технически доступных и рентабельных ресурсов нефти и газа по морям арктического шельфа

10%) соответствуют только крупные и уникальные месторождения. Существенное влияние на рентабельность разработки месторождений оказывает возможное направление поставок газового сырья, так как газовые цены по внутренним поставкам существенно ниже экспортных. Соответственно, ориентация на экспортные поставки предопределяет более высокий уровень экономической оценки и, тем самым, повышение рентабельности газовой ресурсной базы.

В качестве отдельного фактора, влияющего на экономические показатели шельфовых проектов, выступает налоговая система. Льготы по налогам, введенные для шельфовых проектов, весьма существенно сказываются на полученных оценках, увеличивая

объемы рентабельной ресурсной базы. При этом неизбежно снижаются доходы государства от вовлечения арктической углеводородной базы в промышленный оборот. В случае увеличения налоговой нагрузки произойдет снижение рентабельности углеводородных объектов и «перетекание» значительного их количества и соответствующей ресурсной базы, которую они представляют, из групп с высокими экономическими показателями в группы с более низкой эффективностью — в том числе и в группу нерентабельных.

Выводы

Россия, согласно современным геологическим представлениям, обладает

Таблица 5. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа арктического шельфа

Mope	Извлекаемые ресурсы, млн т (млрд м³)	Технически доступные ресурсы, млн т (млрд м³)	Рентабельные ресурсы, млн т (млрд м³)	Доля рентабельных ресурсов,%	ЧДД, млрд руб.
1	2	3	4	5	6
		Н	ефть		
Печорское	2859	1382	400	14	190
Баренцево	508	508	21	4,2	16
Карское	1759	1060	494	28,1	307,3
Итого	5216	2950	915	17,8	513,3
			Газ		
Печорское	2978	1163	346	11,6	164,3
Баренцево	16394	12096	8923	54,4	6790,4
Карское	29816	13701	12544	42,1	7802,4
Итого	49188	26960	21813	44,3	14757,1

на арктическом нефтегазоносном шельфе огромным потенциальным источником углеводородного сырья, преимущественно газового.

Существующая оценка углеводородной сырьевой базы позволяет в принципе рассчитывать на достижение здесь в долгосрочной перспективе максимального годового объема добычи нефти порядка 50–80 млн т, газа – 400–500 млрд кубометров.

Темпы и масштабы освоения арктического шельфа зависят от влияния целого комплекса внешних и внутрироссийских факторов.

Прежде всего, нужна ясность в сохранении роли нефти и газа как базовых источников энергии. От этого зависит конъюнктура мировых и внутренних энергетических рынков и востребованность арктических нефти и газа.

Следует подчеркнуть, что приемлемая рентабельность широкомасштабного промышленного освоения арктического нефтегазоносного шельфа возможна только при высоких ценах на нефть и газ (для нефти 80–100 долл./барр., для газа свыше 350 долл./тыс. кубометров).

Широкомасштабное освоение нефтегазовых месторождений арктического шельфа требует внедрения инновационных технологий на всех стадиях производственного процесса, включая поиски, разведку, разработку месторождений и доставку нефти и газа потребителям. Необходимые для решения этой задачи инвестиции могут оказаться соизмеримыми с аналогичными вложениями, которые в свое время были направлены на создание Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

Учитывая многочисленные инвестиционные риски, связанные с поисками, разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений арктического шельфа и возможными осложнениями при реализации добытой продукции, необходима доработка стратегии поэтапного освоения его сырьевой базы с уточнением ее после завершения каждого этапа с учетом ситуации, складывающейся на рынках энергетического сырья.

В настоящее время освоение арктического шельфа находится на начальном подготовительном этапе. Для его завершения необходимо закончить региональное геологическое изучение нефтегазоносных территорий и выделить участки для подготовки перспективных структур. Это позволит закрепить за отечественными нефтяными компаниями участки недр, расположенные выше юрисдикции российской части шельфа. Одновременно должна продолжаться работа по созданию отечественных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений в суровых ледовых условиях.

Решение о проведении последующих этапов освоения сырьевой базы арктического шельфа должны приниматься в зависимости от сложившейся конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках энергетического сырья.

Использованные источники

- Ампилов Ю. П. Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 2, 2017. С. 38-50.
- 2. Фадеев А. М., Череповицын А. Е., Ларичкин Ф. Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике // Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина; Кольский научный центр Российской академии наук. Апатиты: КНЦ РАН, 2019. 289 с.
- 3. Григорьев Г. А. Перспективы освоения углеводородных ресурсов российского арктического шельфа стратегическая пауза неизбежна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 2 (165), 2019. С. 37–45.
- Григорьев Г. А., Арутюнян С. С., Назаров В. И., Краснов О. С., Медведева Л. В. Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа континентального шельфа России // Труды 12-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики

- и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2015). 15—18 сентября 2015 года, Санкт-Петербург. СПб.: Химиздат, 2015. С. 9—15.
- 5. Назаров В. И., Григорьев Г. А., Краснов О. С., Медведева Л. В. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы арктического шельфа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т. 16. № 1, 2021. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/9_2021.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2021
- 6. Варламов А. И., Афанасенков А. П., Пырьев В. И., Фортунатова Н. К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Дахнова М. В., Лоджевская М. И., Можегова С. В., Кравченко М. Н. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика, 2014. 9 с. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-naraschivaniyamineralno-syrievoy-bazy-traditsionnyh-i-trudnoizvlekaemyhuglevodorodov-v-rossii

Влияние освоения ресурсов Восточной Арктики на энергои топливоснабжение потребителей

The impact of the development of resources of the Eastern Arctic on energy and fuel supply to consumers

Борис САНЕЕВ

Руководитель научного направления «Комплексные проблемы энергетики и региональная энергетическая политика», заведующий отделом, д. т. н., Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН e-mail: saneev@isem.irk.ru

Ирина ИВАНОВА

Заведующая лабораторией, к. э. н., Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН e-mail: nord@isem.irk.ru

Александр ИЖБУЛДИН
Ведущий специалист по ТЭК,
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева
СО РАН
e-mail: izhbuldin@isem.irk.ru

Татьяна ТУГУЗОВА

Старший научный сотрудник, к. т. н., Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН e-mail: tuguzova@isem.irk.ru

Boris SANEEV

Head of the scientific direction «Complex problems of energy and regional energy policy», head of department, Doctor of Technical Sciences, Institute of Energy Systems named after V.I.

L.A. Melent'ev SB RAS

e-mail: saneev@isem.irk.ru

Irina IVANOVA

Head of the Laboratory, Ph.D., Institute of Energy Systems named after V.I. L.A. Melent'ev SB RAS e-mail: nord@isem.irk.ru

Alexander IZHBULDIN

Leading Specialist in Fuel and Energy Complex, Institute of Energy Systems named after V.I. L.A. Melent'ev SB RAS e-mail: izhbuldin@isem.irk.ru

Tatiana TUGUZOVA

Senior Researcher, Ph.D., Institute of Energy Systems named after V.I. L.A. Melent'ev SB RAS e-mail: tuguzova@isem.irk.ru Аннотация. В статье дана характеристика систем энергоснабжения на территории Восточной Арктики. Представлен анализ сложившейся структуры потребления нефтепродуктов с выявлением доли топлива, для которого требуется дальняя транспортировка. Приведены оценки потребности в электрической энергии и мощности при реализации перспективных проектов по освоению минерально-сырьевых ресурсов. Показаны возможные изменения в структуре топливопотребления при разных сценариях развития транспортной и энергетической инфраструктуры.

Ключевые слова: структура топливопотребления, виды топлива, освоение ресурсов, перспективные проекты, сжиженный природный газ, ядерное топливо.

Abstract. The article describes the characteristics of power supply systems in the eastern Arctic territory. The analysis of the existing structure of fuel consumption with the identification of the share of fuel, which requires long-distance transportation, is presented. Estimates of the need for electric energy and power in the implementation of promising projects for the development of mineral resources are given. Possible changes in the structure of fuel consumption are shown under different scenarios for the development of transport and energy infrastructure.

Keywords: fuel consumption structure, fuel types, resource development, prospective projects, liquefied natural gas, nuclear fuel.



Производство электроэнергии в Восточной Арктике оценивается в 10 млрд кВт∙ч, из которых более 90% приходится на Таймыро-Туруханскую зону

Введение

К региону Восточной Арктики относятся арктические районы Красноярского края, Республики Саха (Якутия) и Чукотского автономного округа, на территории которых согласно государственной программе социально-экономического развития выделены три опорных зоны: Таймыро-Туруханская, Северо-Якутская и Чукотская [1]. В настоящее время суммарная мощность электростанций Восточной Арктики с учетом последних изменений в структуре генерации составляет около 3100 МВт [2]. Производство

электроэнергии оценивается в 10 млрд кВт·ч, из которых более 90 % приходится на Таймыро-Туруханскую зону.

На этой территории централизованное электроснабжение представлено пятью изолированно функционирующими энергорайонами: двумя в Таймыро-Туруханской зоне, тремя в Чукотской, что связано с историческим промышленнохозяйственным освоением [2]. На территории Северо-Якутской зоны электроснабжение потребителей осуществляется от автономных энергоисточников. Энергетическая изолированность обусловлена удаленностью и отсутствием необходимой транспортной инфраструктуры.

Современное состояние энерго-, топливоснабжения

Более 80 % суммарной мощности электростанций Восточной Арктики функционирует в Таймыро-Туруханской зоне, основная часть из которых находится в ведении АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания». Особенностью Норильско-Таймырского энергорайона является большая доля установленной мощности ГЭС (более 40 % от общей установленной мощности станций энергорайона). В структуре мощности автономных электростанций существенную долю занимают газотурбинные установки «РН-Ванкор» и «Ванкорнефти», занимающихся освоени-

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №7(161) / 2021

Основным вызовом в топливоснабжении Восточной Арктики является сложная транспортная схема, особенно для Северо-Якутской и Чукотской зон, где завозное топливо составляет 72 и 75%

> ем месторождений Ванкорского кластера. Ванкорский энергорайон имеет электрические связи с Северным энергорайоном Тюменской энергосистемы.

> В Таймыро-Туруханской зоне для трех ТЭЦ «Норильско-Таймырской энергетической компании» используется природный газ Пеляткинского ГКМ. Теплоснабжение небольших населенных пунктов Таймырского Долгано-Ненецкого и Туруханского районов осуществляется за счет сжигания углей в котельных: каменных Кайерканского и Минусинского месторождений,

бурых – Бородинского и Хатангского месторождений.

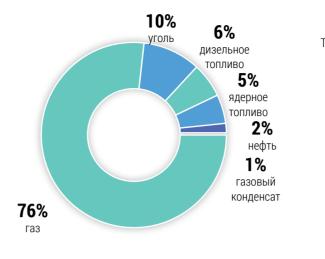
В структуре мощности электростанций Северо-Якутской зоны 80 % занимают коммунальные электростанции «Сахаэнерго». Относительно крупные электростанции «Якутской генерирующей компании» функционируют на предприятиях по освоению месторождений алмазов Верхняя Муна и Эбелях. В Северо-Якутской зоне преимущественным является дизельное топливо, в небольшом количестве на цели энергоснабжения используется нефть, в котельных и Депутатской ТЭЦ - каменный уголь Джебарики-Хайского и Зырянского месторождений.

На территории Чукотской зоны суммарная мощность электростанций «Чукотэнерго» и филиала концерна «Росэнергоатом», с учетом вывода в 2019 г. одного блока на Билибинской АЭС и ввода ПАТЭС «Академик Ломоносов», составляет 238 МВт. Централизованное электроснабжение обеспечивается в трех изолированных энергоузлах: Анадырском, Эгвекинотском и Чаун-Билибинском. Среди автономных электростанций основная доля мощности приходится на «Чукотскую горногеологическую компанию», которая входит

ТЭЦ «Норильско-Таймырской энергетической компании»

Источник: kislorod.life





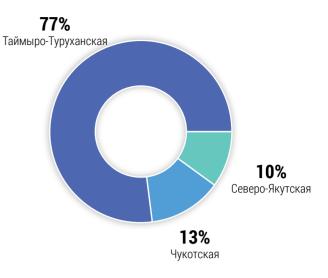


Рис. 1. Структура потребления топлива объектами энергетики

в группу компаний корпорации «Кинросс Голд», разрабатывающей золоторудное месторождение «Купол».

В Чукотской зоне Анадырские ТЭЦ используют в качестве топлива природный газ, Эгвекинотская ГРЭС – анадырский бурый уголь, Чаунская ТЭЦ – зырянский каменный уголь, в котельных сжигаются разные угли. Кроме того, в Чукотской зоне используется ядерное топливо на Билибинской АЭС и запущенной в эксплуатацию в конце 2019 г. плавучей ПАТЭС «Академик Ломоносов».

Исходя из анализа статистических форм отчетности Росстата и данных энергоснабжающих организаций, объемы потребления по видам топлива и категориям энергоисточников на территории Восточной Арктики приведены в таблице 1.

На Таймыро-Туруханскую и Чукотскую зоны приходится 90 % потребляемого в энергетике топлива (рис. 1). При этом в Таймыро-Туруханской зоне на электростанциях потребляется 97 % топлива, в Чукотской – 88 %. В Северо-Якутской зоне преобладают коммунальные потребители, поэтому более 60 % топлива используется в котельных.

Структура потребления топлива по видам в восточных Арктических зонах различна. В Таймыро-Туруханской зоне 97 % потребляемого топлива составляет природный газ, в Северо-Якутской около 75% приходится на уголь и дизельное топливо, в Чукотской зоне наибольшую долю занимает ядерное топливо (рис. 2).

Основным вызовом в топливоснабжении потребителей Восточной Арктики

Таблица 1. Потребление топлива объектами энергетики, тыс. т у. т.

Источник: составлено по формам Росстата 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)» и 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» за 2019 г. с учетом данных компаний и экспертных оценок авторов

Вид топлива	A	Итого		
вид тоглива	Таймыро-Туруханская	Северо-Якутская	Чукотская	VITOLO
Уголь	69,6	163,5	187,3	420,4
Нефть	-	73	-	73
Газ	3065,8	=	63,3	3129,1
Газовый конденсат	-	22,3	=	22,3
Дизельное топливо	16,5	137,3	90,2	244,1
Ядерное топливо	-	-	203,7	203,7
Дрова	-	3,2	=	3,2
Всего, в том числе:	3152	399,3	544,5	4095,8
– электростанции	3082,3	155,4	478,6	3716,3
– котельные	69,6	243,9	66	379,5

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА Nº7(161) / 2021

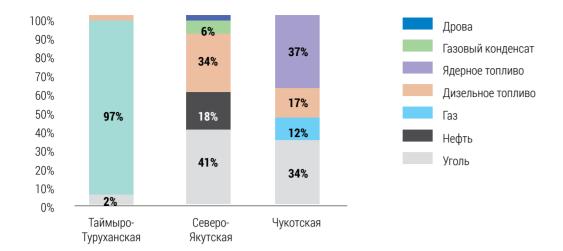


Рис. 2. Структура потребления топлива по видам объектами энергетики

и, прежде всего, объектов жизнеобеспечения является сложная транспортная схема. Особенно важное значение проблема доставки топлива имеет для Северо-Якутской и Чукотской зон, в которых доля топлива, требующего дальней транспортировки, составляет соответственно 72 и 75 % (рис. 3.). В Арктические регионы в полном объеме завозится дизельное топливо, а также ядерное топливо для атомных станций, расположенных в Чукотской зоне. Нефть, газовый конденсат и древесное топливо потребляются, как правило, в районе добычи (заготовки).

Ситуация с обеспечением потребности в угле иная. Уголь, в основном, добывает-

ся в пределах Арктических зон, в которых потребляется. Исключение составляют якутские угли, которые исторически поставляются в Арктическую зону из южных районов республики и в то же время из Северо-Якутской зоны – в Чукотскую зону. Вследствие чего значительные объемы угля требуют дальней транспортировки. Несмотря на то, что транспортировка осуществляется в основном в пределах одного субъекта РФ, сложность и трудоемкость доставки требует специального упоминания. Доля угля в топливной корзине объектов энергетики значительна в Северо-Якутской и Чукотской зонах: 41 и 34 %, соответственно (рис. 4). При этом



Рис. 3. Объем и структура потребления топлива, для которого требуется дальняя транспортировка

более 90 % угля, потребляемого в Северо-Якутской зоне, и около половины угля, потребляемого в Чукотской зоне, требуют дальней транспортировки.

Средняя энергетическая плотность топлива, требующего дальней транспортировки, составляет для Таймыро-Туруханской зоны 0,717 т у. т./т н. т., для Северо-Якутской зоны – 1,806. Низкое значение показателя для Таймыро-Туруханской зоны объясняется преобладанием газа в структуре топлива, не требующего дальнего транспорта. Максимальное значение показателя в Чукотской зоне обусловлено высокой долей ядерного топлива в топливной корзине.

балансе, наличием у инвесторов лицензий на разработку месторождений и техникоэкономических обоснований, бизнеспланов либо проектно-технической документации, оценивается в 6 млрд кВт-ч [3].

С учетом перспективных проектов освоения месторождений, получивших развитие в последние годы, электропотребление восточных арктических регионов может возрасти по оценкам авторов более, чем в 2 раза. Среди этих проектов разработка Попигайского месторождения импактных алмазов, Пайяхского и Западно-Анабарского месторождений нефти, Сырадасайского месторождения угля и месторождения серебра «Прогноз» [4—10].



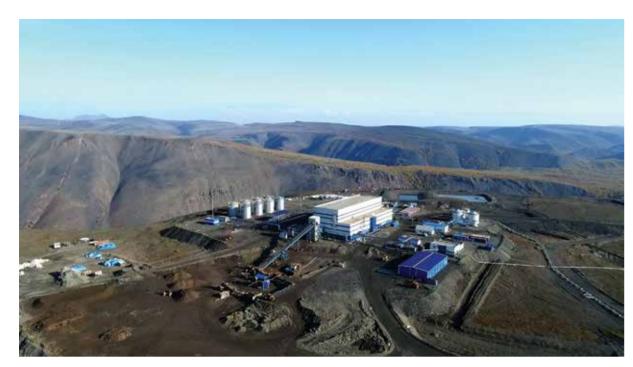
Рис. 4. Объем и структура потребления угля

Перспективы энерго-, топливоснабжения при широкомасштабном освоении минерально-сырьевых ресурсов

В программных документах федерального уровня, определяющих цели, стратегические приоритеты и основные задачи государственной политики в Арктике, в числе приоритетных обозначено множество проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов. Потребность в электроэнергии только приоритетных проектов с высокой степенью разведанности запасов полезных ископаемых, учтенных в государственном

С учетом этих дополнительных проектов, не обозначенных в оценке потребности в энергии, приводимой в [3], прирост электропотребления в Восточной Арктике оценивается авторами в 13,7 млрд кВт-ч/ год, из которых более 70 % приходится на Таймыро-Туруханскую зону (таблица 2). При этом прирост потребности в электроэнергии в Таймыро-Туруханской зоне соизмерим, в Северо-Якутской – превосходит в 5,8 раз, в Чукотской - в 3,3 раза в сравнении с текущими значениями показателей выработки электроэнергии соответствующих зон. В таблице 2 приведена потребность в электрических мощностях, определенная авторами в зависимости от месторасположения проекта, наличия

Nº7(161) / 2021



Месторождение серебра «Прогноз»

Источник: АО «Прогноз»

транспортных магистралей, оценок сравнительной эффективности централизованного и автономного электроснабжения, использования различных видов топлива.

Более 80 % потребности в электрической мощности Таймыро-Туруханской зоны и около 55 % Северо-Якутской зоны приходится на тепловые электростанции перспективных нефте- и газодобывающих предприятий, а также предприятий по добыче угля, т. е. обеспеченых собственными топливными ресурсами. На территории Чукотской зоны, в отличие от двух других, 70 % потребности в мощности перспективных предприятий предполагается обеспечить за счет развития централизованного электроснабжения в Чаун-Билибинском

На Чукотке 70% потребности в мощности перспективных предприятий предполагается обеспечить за счет строительства новых электростанций и развития инфраструктуры в Чаун-Билибинском энергоузле

энергоузле за счет строительства новых электростанций и развития электросетевой инфраструктуры. Величина такой мощности в Чукотской зоне при этом сопоставима с величиной подобной мощности в Таймыро-Туруханской зоне. Однако, развитие генерации на территории Таймыро-Туруханской зоны обеспечено местными топливными ресурсами (преимущественно природным газом), а на территории Чукотской зоны генерация будет обеспечиваться ядерным топливом или сжиженным природным газом (СПГ), требующим дальней транспортировки.

Использование сжиженного природного газа в качестве альтернативы дизельному топливу и вероятному развитию атомной генерации в Чаун-Билибинском энергоузле Чукотского автономного округа является одним из возможных направлений диверсификации источников топлива в регионах Восточной Арктики.

При создании инфраструктуры транспортировки и хранения сжиженного природного газа на территории Восточной Арктики экономически целесообразно использование СПГ вместо дизельного топлива на автономных электростанциях для предприятий по добыче минеральносырьевых ресурсов в Северо-Якутской зоне, а также на месторождениях Попигайском и «Пыркакайские штокверки». Суммарная

Арктическая зона	Современный уровень производства электроэнергии, млн кВт∙ч	Потребность в электроэнергии, млн кВт∙ч	Потребность в электрической мощности, МВт
Таймыро-Туруханская	9493	9900	1739
Северо-Якутская	265	1535	292
Чукотская	700	2280	433
Итого	10458	13715	2664

Таблица 2. Расчетная потребность в электрической энергии и мощности перспективных проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов

потребность в СПГ для этих электростанций оценивается в 360-380 тыс. т у. т.

Суммарная потребность в топливе для энергоснабжения перспективных предприятий по освоению минерально-сырьевых ресурсов в восточном Арктическом секторе РФ оценивается авторами в 5,1-5,6 млн т у. т (таблица 3, рис. 5). Половина потребности будет обеспечена за счет попутного газа нефтяных и нефтегазовых месторождений.

В суммарном топливопотреблении новых энергоисточников с учетом возможного использования СПГ около 71 % (3594 тыс. т у. т.) приходится на Таймыро-Туруханскую Арктическую зону, 11 % (567 тыс. т у. т.) – на Северо-Якутскую и 18 % (915 тыс. т у. т.) – на Чукотскую зону. Доля СПГ может достигнуть 20 %.

В Таймыро-Туруханской зоне для энергоснабжения перспективных предприятий по освоению нефтегазовых месторождений предусматривается строительство ТЭС с использованием в качестве топлива попутного нефтяного газа (ПНГ). Доля ПНГ в этой зоне составляет 82 % от суммарного топливопотребления перспективных энергоисточников.

В Северо-Якутской зоне также преобладают крупные энергоисточники с использованием попутного нефтяного газа. Доля ПНГ достигает 61 % от общей потребности в топливе новых энергоисточников этой зоны. Использование здесь угля не предусматривается. Нефть предполагается использовать только в Северо-Якутской Арктической зоне для энергоснабжения проекта по добыче алмазов на Верхне-Мунском месторождении. По экономическим показателям нефть может служить привлекательной альтернативой дизель-

Таблица 3. Потребность в топливе перспективных предприятий по освоению минерально-сырьевых ресурсов, тыс. т у. т.

			Аркт			
Вариант	Вид топлива		Таймыро-Туруханская	Северо- Якутская	Чукотская	Всего
	Уголь		511	-	166	677
	Нефть		-	48	-	48
без СПГ	Попутный газ		2450	344	=	2794
	Природный газ		509	=	=	509
	Дизельное топливо		123	175	139	437
	Ядерное топливо		-	=	1141	1141
		Всего	123 175 3594 567 511 -	567	1446	5606
	Уголь		511	-	166	677
	Нефть		-	48	-	48
۰ ۵۵۲	Попутный газ		2450	344	-	2794
с СПГ	Природный газ		509	-	-	509
	СПГ		123	175	747	1046
		Всего	3594	567	913	5074

Dun Tonnung	Chillega Tourism and a controlling	Перспективно	Перспективное состояние		
Вид топлива	Существующее состояние	без СПГ	с СПГ		
Уголь	420	1098	1098		
Нефть	73	121	121		
Газовое	3129	6433	7478		
из него: СПГ	-	=	1046		
Газовый конденсат	22	22	22		
Дизельное топливо	244	681	244		
Ядерное топливо	204	1345	204		
Дрова	3	3	3		
Всего	4096	9702	9170		

Таблица 4. Перспективная потребность в топливе, тыс. т у. т.

ному топливу, ограничением в случае ее использования выступает мощностной ряд оборудования на нефти и его существенная капиталоемкость.

Чукотская зона характеризуется также преобладанием газа (до 58 %) в структуре потребности в топливе новых энергоисточников. Это обусловлено превалированием месторождений золота, олова, меди, расположенных вдали от топливных баз и месторождений, за исключением добычи угля Беринговского угольного бассейна в Анадырском районе.

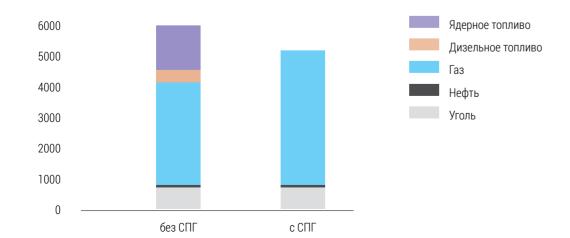
Таким образом, при реализации перспективных проектов в Восточной Арктике потребуется значительное количество топливно-энергетических ресурсов, а с учетом существующих расходов топлива

на энергоснабжение объем потребления топлива может составить более 9 млн т у. т. Суммарный прирост по всем видам топлива оценивается более, чем в 2 раза (таблица 4).

Заключение

Широкомасштабное освоение минерально-сырьевых ресурсов Восточной Арктики повлечет существенное увеличение потребности в электрической энергии и мощности на этой территории. Суммарный прирост электропотребления перспективных проектов оценивается в 13,7 млрд кВт·ч/год, что превосходит современный уровень в 1,3 раза. Потребность в топливе новых генерирующих мощностей на пред-

Рис. 5. Потребность в топливе перспективных предприятий по освоению минерально-сырьевых ресурсов, тыс. т у. т.





Верхне-Мунское месторождение алмазов

Источник: mining.com

приятиях по освоению ресурсов оценивается в 5–5,6 млн т у. т., из которых около 60 % приходится на проекты по добыче топливных ресурсов: нефти, газа, угля. Остальная часть прироста потребления топлива будет обеспечиваться за счет привозных ресурсов, что значительно увеличит нагрузку на транспортную систему. Учитывая сложную многозвенную и сезонную логистику топлива в регионы Восточной Арктики, состояние круглогодичных дорог и автозимников, транспортная инфраструктура может стать

барьером широкомасштабного освоения минерально-сырьевых ресурсов. В связи с чем необходима государственная программа развития транспортной и энергетической инфраструктуры в Арктических регионах России, без которой ставится под сомнение реальность экономического развития Арктики.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) фундаментальных исследований РФ (рег. №АААА-А21-121012090010-7).

Использованные источники

- Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации», утвержденная Постановлением Правительства РФ от 31.08.2017 г. № 1064.1.
- 2. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф. Проблемы энергетики Восточной зоны Российской Арктики и возможные пути решения // Энергетическая политика. № 4, 2018. С. 80—88.
- Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Корнеев А. Г. Оценка электрических нагрузок потенциальных проектов освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. № 1(37), 2020. С. 4-14. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-14-14.
- Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года, утвержденные Указом Президента РФ от 05.03.2020 г. № 164. – 17 с.
- 5. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на пе-

- риод до 2035 года, утверждённая Указом Президента РФ от 26.10.2020 г. № 645. – 42 с.
- 6. Троценко приостановил покупку угольного проекта «Аллтека» в Арктике. – URL: https://www.interfax.ru/business/719603 (Дата обращения: 20.11.2020).
- 7. Угольное месторождение на Таймыре получило одобрение госэкспертизы. – URL: https://krasnoyarsk.dk.ru/ news/237138881 (Дата обращения: 20.11.2020).
- 8. Арктический кластер Таймыра. Нефть для Северного морского пути. URL: https://www.russiapost.su/archives/186725 (Дата обращения: 20.08.2020).
- 9. Проект Стратегии социально-экономического развития Саха (Якутия) до 2030 года с определением основных направлений до 2050 года. Якутск, 2016.
- Прогноз социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2035 года, утверждённый Постановлением Правительства Республики от 23 ноября 2016 г. № 422.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



НАШИ ПАРТНЕРЫ

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2021 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 рублей.

В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!



