

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№12(178), декабрь 2022



Тема номера

**АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ФАКТОР  
БЕЗОПАСНОСТИ И СТАБИЛЬНОСТИ ЭНЕРГОРЫНКА**



«Россети» —  
вместе  
в будущее



**ГАЗПРОМБАНК**

# Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

карты

вклады

счета

кредиты

услуги для юр. лиц

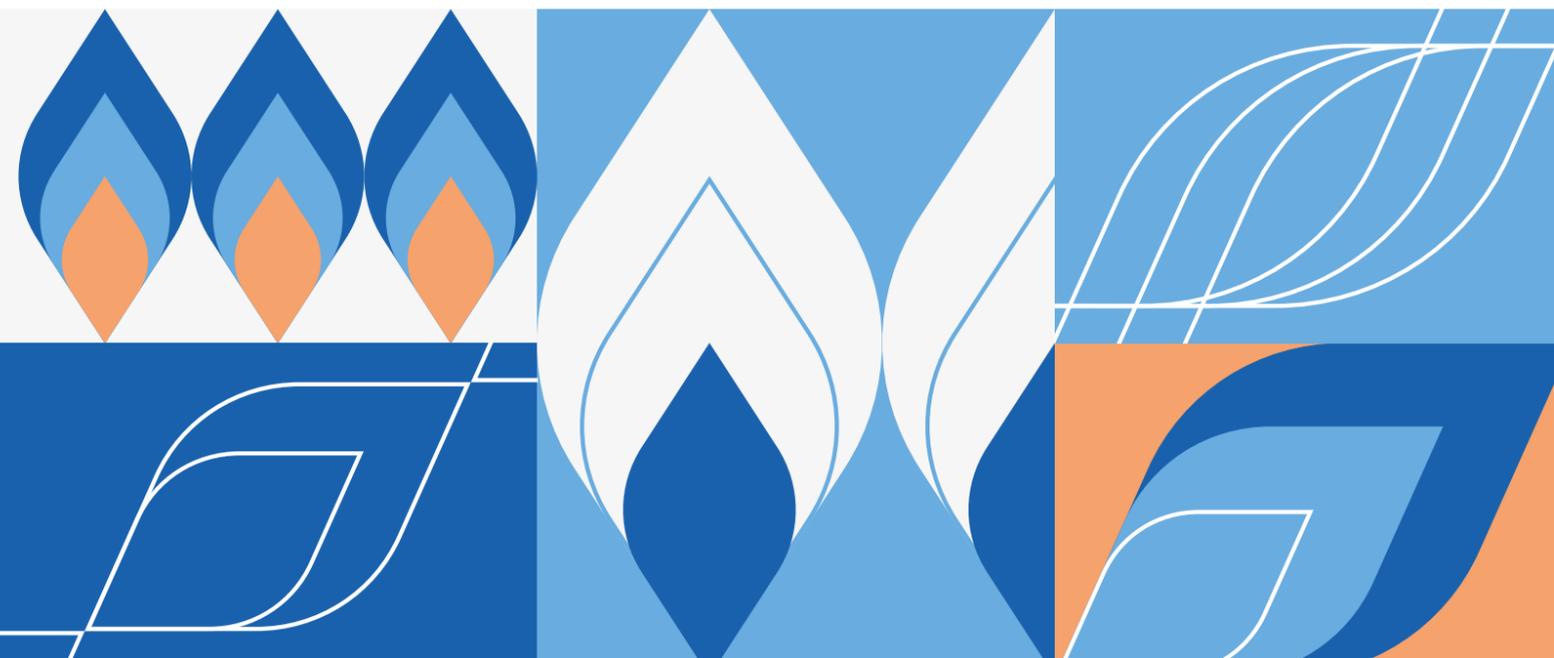
страхование

ипотека

рефинансирование

[gazprombank.ru](http://gazprombank.ru)

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.



# Содержание

## 5 Слово редакторов

### От первого лица

- 6 **А. Новак.** Атомная энергия XXI века: доступность, экологичность, надежность

### Нефть

- 12 **И. Шпуров, О. Трофимова.** Создание ресурсного суверенитета как основа устойчивого развития России до 2050 года
- 18 **В. Жолобов, Г. Несын, М. Валиев.** Стендовое моделирование процессов теплопереноса в магистральных нефте-и нефтепродуктопроводах
- 35 **Д. Сироткин.** Как российское решение на базе AR-технологий помогает «ТАНЕКО» обеспечивать надежность источников бесперебойного питания на заводе

### Уголь

- 40 **О. Анисимович, Т. Баранов, А. Есаулов, Д. Овчинников, Д. Пономаренко, А. Андреев, С. Сенин.** Оценка перспектив разработки метанугольных пластов ЦХП
- 50 **П. Бобылев.** Угольная промышленность как гарантия энергобезопасности и устойчивого развития России

### Регион

- 56 **В. Стенников, В. Головщиков.** Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях

### Энергетика

- 72 **Е. Гашо, С. Белобородов.** Несколько стратегических аспектов развития энергетических систем
- 86 **И. Долматов, А. Коваль, И. Сухолитко, Д. Пак, К. Суслев.** Особенности подключения к энергосетям в удаленных и изолированных территориях

### Энергопереход

- 102 **В. Зайченко, В. Бушуев, Н. Новиков, Д. Соловьев.** Новые технологии энергоутилизации биомассы как драйверы локальной энергетики диоксида углерода от объектов энергетики в Российской Федерации



#### УЧРЕДИТЕЛЬ

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

#### УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

#### НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В. В. Бушуев** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**Е. О. Адамов** – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»  
**В. М. Батенин** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. П. Безруких** – д. т. н., проф. НИУ МЭИ  
**В. И. Богоявленский** – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН  
**А. И. Громов** – к. г. н., гл. директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»  
**А. Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н., директор ИПНГ РАН  
**С. А. Добролюбов** – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

**О. В. Жданев** – к. ф.-м. н., зам. ген. директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. М. Зайченко** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**М. Ч. Залиханов** – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГИЧС КБГУ  
**В. М. Капустин** – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**В. А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН  
**А. И. Кулапин** – д. х. н., ген. директор ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. Г. Мартынов** – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**А. М. Мастепанов** – акад. РАН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН

**Н. Л. Новиков** – д. т. н., проф., зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»  
**В. И. Рачков** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. Ю. Сорокин** – первый зам. министра энергетики РФ  
**Д. А. Соловьев** – к. ф.-м. н., научный сотрудник Института океанологии РАН  
**В. А. Стенников** – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН  
**Е. А. Телегина** – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан фак-та РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**С. П. Филиппов** – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН  
**А. Б. Яновский** – д. э. н., к. т. н., помощник руководителя администрации президента РФ

**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Зам. главного редактора по продвижению**  
Виолетта Локтева

**Корректор**  
Роман Павловский

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Роман Павловский

**Адрес редакции:**  
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1  
+79104635357  
anna.gorshik@yandex.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  
Цена свободная

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

Подписано в печать: 05.12.2022  
Время подписания по графику: 13:00  
фактическое: 13:00

# Contents

## 5 Word from the editors

### In the first person

- 6 **A. Novak.** Nuclear energy of the 21st century: availability, environmental friendliness, reliability

### Oil

- 12 **I. Shpurov, O. Trofimova.** Creation of resource sovereignty as a basis for Russia's sustainable development until 2050
- 18 **V. Zholobov, G. Nesyn, M. Valiev.** Bench modeling of heat and mass transfer in oil and oil product trunk lines
- 35 **D. Sirotkin.** How a Russian solution based on AR technologies helps TANEKO ensure the reliability of uninterruptible power supplies at the plant

### Coal

- 40 **O. Anisimovich, T. Baranov, A. Esaulov, D. Ovchinnikov, D. Ponomarenko, A. Andreev, S. Senin.** Prospect Assessment for Coalbed Methane Reservoirs Development in the Central Khoreyver uplift
- 50 **P. Bobylev.** The coal industry as a guarantee of energy security and sustainable development of Russia

### Region

- 56 **V. Stennikov, V. Golovshchikov.** Energy industry of the Irkutsk region: trends, challenges, and threats in the current context

### Energy

- 72 **E. Gasho, S. Beloborodov.** Several strategic aspects of energy system development
- 86 **I. Dolmatov, A. Koval, I. Sukholitko, D. Pak, K. Suslov.** Features of connecting to power grids in remote and isolated areas

### Energy transition

- 102 **V. Zaichenko, V. Bushyev, N. Novikov, D. Solovjev.** New technologies for energy utilization of biomass as local energy drivers



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



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

## Нефтяная туманность

Запрет на морские поставки российской нефти в Европу и «потолок» цен для ее перевозки танкерами вступил в действие. Началась новая эра развития мирового нефтегазового рынка, в котором определяющими факторами становятся не баланс спроса и предложения, цена, близость к потребителю или надежность поставщиков, а уровень риска потребителей и транспортных компаний, наличие непрозрачных схем поставок, гибкость в переориентации потоков и геополитические интересы. Если раньше условия на рынке диктовали или поставщики, или покупатели нефти, то сейчас все большую роль будут играть посредники, транспортники и трейдеры. Ситуация становится настолько туманной и зыбкой,

что любое событие может спровоцировать серьезный энергетический кризис.

На этом фоне, растет интерес к наиболее инертным видам энергии, стоимость выработки которой менее зависима от цен на сырье. Одним из таких направлений становится атомная промышленность. Сейчас многие страны, ранее отказавшиеся от атомных станций, продляют сроки эксплуатации АЭС или заявляют о строительстве новых блоков. Одновременно растет интерес к развитию промышленности и со стороны развивающихся стран, чья экономика сильно зависима от резких перепадов цен на нефть и газ. Возможно, что в конечном итоге, именно атомная промышленность и станет своеобразным балансиrom мирового энергетического рынка.

**Александр НОВАК**

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516\_2022\_12178\_6

EDN: DHRXHU

# Атомная энергия XXI века: доступность, экологичность, надежность

Глобальный энергетический кризис в сочетании с курсом на климатическую повестку остро поставил перед мировым сообществом вопрос о необходимости ускоренного развития компромиссного источника энергии – доступного и надежного, но в то же время универсального и экологичного. Этим критериям полностью соответствует атомная энергетика. В течение последнего года этот вид энергии не только уверенно возвращает ключевые позиции на мировой энергетической арене, но и стремительно расширяет перспективы в будущем топливно-энергетическом балансе. Россия уже является лидером мировой атомной отрасли, обладая колоссальным технологическим и научным потенциалом в этом направлении. Усиливающийся тренд на расширение использования энергии мирного атома может дать мощный импульс для дальнейшего совершенствования отрасли в нашей стране и наращивании экспортного потенциала.

## Потенциал развития мировой атомной энергетики

Замедление темпов развития атомной энергетики в последнее десятилетие во многом было связано с аварией на японской АЭС «Фукусима» в 2011 г. Тогда ряд стран приняли решение либо ускорить темпы отказа от использования ядерной энергии, либо пересмотрели ранее намеченные планы по становлению атомной энергетики в своих странах.

Однако японский опыт был самым серьезным образом изучен и учтен на мировом уровне, сделаны соответствующие

выводы, приняты необходимые решения для возможности дальнейшего существования и развития отрасли. В результате произошел значительный прогресс в технологиях, в том числе получили распространение энергоблоки нового поколения III+, которые помимо повышенного уровня безопасности, отличаются более высокой топливной эффективностью, улучшенным тепловым КПД, стандартизацией конструкции, что снижает капитальные и эксплуатационные затраты.

Таким образом, атомная энергетика сегодня обладает рядом ключевых преимуществ. Во-первых, это экономические характеристики. Доля топливной состав-





АЭС Олкилуото в Финляндии

Источник: scanscot.com

ляющей в себестоимости электроэнергии с АЭС гораздо ниже по сравнению с тепловой генерацией. Дело в том, что колебания цен на уран не оказывают такого значительного влияния на конечную стоимость атомной энергии, как это происходит сейчас с ценами на газ и нефть. Во-вторых, это высокая энергоемкость топлива. От 1 кг урана получается такое же количество энергии, как от сжигания 60 т нефти или 100 т высококачественного угля. В-третьих, это низкий объем выбросов CO<sub>2</sub>, что полностью отвечает текущей климатической повестке. За последние 50 лет работа АЭС позволила избежать выбросов ~55 млрд т CO<sub>2</sub>, что эквивалентно выбросам мирового

энергетического сектора в течение порядка двух лет. И, в-четвертых, в отличие от возобновляемых источников работа АЭС не зависит от погодных условий, что гарантирует стабильную выработку электроэнергии.

Эти преимущества становятся все более очевидны растущему количеству государств. На сегодняшний день мировой парк АЭС насчитывает 439 энергоблоков мощностью 393,4 ГВт в 32 странах. Мы наблюдаем стремительное возрождение атомной отрасли по всему миру, в том числе на европейском континенте. Германия, которая должна была закрыть оставшиеся атомные электростанции страны до конца 2022 г., пролонгировала срок их эксплуатации до середины апреля 2023 г. Бельгия, заявлявшая ранее, что к 2025 г. откажется от атомной энергетики, отложила это решение, продлив срок службы реакторов на двух АЭС на десять лет. Сроки эксплуатации существующих АЭС также увеличены в Финляндии.

Франция, Великобритания, Чехия, Словакия, Болгария, Словения и Южная Корея заявили о планах по вводу новых мощностей АЭС и завершении ранее приостановленных проектов. В частности, Япония займется проектированием и строительством новых реакторов, правительство Франции разработало законопроект по сокращению сроков получения разрешений

**Сегодня мировой парк АЭС насчитывает 439 энергоблоков мощностью 393,4 ГВт в 32 странах. Мы наблюдаем стремительное возрождение атомной отрасли по всему миру, в том числе в Европе**

на новых АЭС рядом с существующими атомными станциями.

Законодательное признание атомной энергии в качестве экологичной происходит на уровне стран и регионов. Россия и Китай включили атомную энергетику в национальные Таксономии «зеленых» проектов. В международных стандартах верификации Climate bonds атомная генерация также отнесена к «зеленой» категории. Летом 2022 г. Европарламент поддержал включение атомной энергетики в таксономию ЕС в качестве «переходного» источника энергии, что означает признание Европой преимуществ атомной энергии в контексте экологичности. Фактически, это положительный сигнал для инвесторов. Закон вступит в силу с 2023 г.

Сегодня на этапе сооружения находятся 58 реакторов в 18 странах. Ключевыми точками роста атомной генерации в ближайшие десятилетия станут регионы Восточной и Южной Азии (в том числе Китай, Индия), а также Ближнего Востока и Африки. В 2020 г. первые атомные мощности были запущены в Белоруссии и ОАЭ, строительство АЭС ведется в Бангладеш, Египте и Турции. При этом интерес к атомной генерации проявляют не только крупные потребители энергоресурсов, но и не-

Курская АЭС

Источник: «Росатом»



**Отечественная атомная промышленность занимает I место в мире по величине портфеля зарубежных проектов: на разной стадии реализации находятся 34 энергоблока в 11 странах мира**

большие страны, в том числе островные государства. Это связано с высокими перспективами развития генераторов малой мощности, что позволит обеспечить энергонеизависимость удаленных территорий или промышленных объектов.

Аналитики из года в год пересматривают прогнозы развития атомных мощностей в сторону увеличения. По оценкам МАГАТЭ, к 2050 г. установленная мощность АЭС во всем мире вырастет до 873 ГВт, что на 10 % больше, чем агентство ожидало в прошлогоднем прогнозе. По данным МЭА, к 2030 г. выработка АЭС в мире вырастет на 16–22 % и на 38–65 % к 2050 г. Сценарии

**Подчеркну, что на фоне энергетического кризиса и усилий международного сообщества по борьбе с изменениями климата атомная энергия становится все более перспективным источником энергии**

Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) предполагают увеличение мировой выработки АЭС в 2–5 раз к 2050 г. Эксперты ОПЕК считают, что в период с 2021 по 2045 гг. доля атомной энергетики в энергобалансе вырастет с 5,3 до 6,6 %.

Таким образом, очевидно, что сектор атомной энергетики не только останется одной из основ мирового энергобаланса в ближайшие десятилетия, но и будет стремительно расширяться.

**Перспективы развития российской атомной энергетики**

На сегодняшний день доля атомной генерации в России составляет около 20 %, а в европейской части достигает 40 % – это самый большой в нашей стране источник чистой энергии. К 2040 г. Россия планирует увеличить долю атомной энергии в общем энергобалансе страны до 25 %.

В 2021 г. АЭС России выработали 222,4 млрд кВт·ч, что превышает рекордную выработку 2020 г. (215,7 млрд кВт·ч) более чем на 3 %. В первом полугодии текущего года выработка электроэнергии на АЭС составила 113 млрд кВт·ч, что выше показателей аналогичного периода прошлого года (110 млрд кВт·ч в первой половине 2021 г.). По итогам 2022 г. ожидается рекордный уровень эффективности работы АЭС – 86 %.

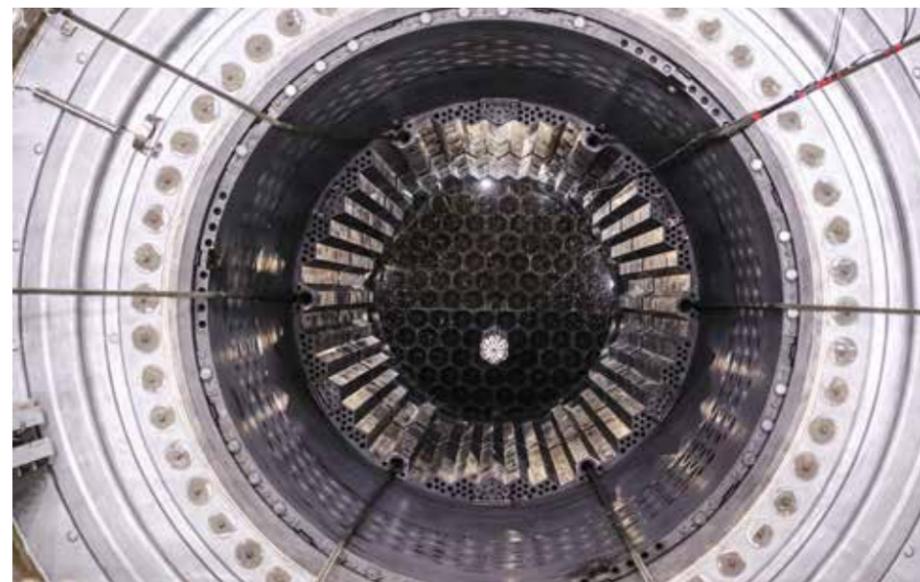
За последние десять лет в стране было построено 11 атомных энергоблоков. В частности, в 2017 г. был введен первый в мире энергоблок с реактором поколения III+ ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС-2, там же в 2019 г. был введен еще один энергоблок этого типа. В 2018 и 2021 гг.

аналогичные энергоблоки были введены в промышленную эксплуатацию на Ленинградской АЭС-2. Продолжаются работы над энергоблоками № 3 и № 4 станции. В соответствии с графиком идут работы по возведению энергоблоков № 1 и № 2 Курской АЭС-2 с инновационным реактором ВВЭР-ТОИ. Энергоблок № 1 будет введен в эксплуатацию в 2025 г., энергоблок № 2 – в 2027 г. С 2019 г. в России действует единственная в мире плавучая атомная электростанция – «Академик Ломоносов» на Чукотке. Также наша страна обладает единственным в мире атомным ледокольным флотом.

Отечественная атомная промышленность занимает первое место в мире по величине портфеля зарубежных проектов: на разной стадии реализации находятся 34 энергоблока в 11 странах мира – это свыше 70 % мирового экспорта АЭС. Кроме того, российская госкорпорация «Росатом» – единственная в мире компания, которая обладает компетенциями во всей технологической цепочке ядерного топливного цикла. «Росатом» полностью обеспечивает производство ключевого оборудования для всех проектов строительства АЭС в России и за рубежом.

В настоящее время российские специалисты ведут строительство АЭС в таких странах, как Китай, Индия, Бангладеш, Турция, Венгрия, Республика Беларусь, Египет. В частности, летом 2021 г. в промыш-

Реактор Ленинградской АЭС  
Источник: [rosenergoatom.ru](http://rosenergoatom.ru)



Строительство АЭС Эль-Дабаа

Источник: [atomic-energy.ru](http://atomic-energy.ru)

ленную эксплуатацию сдан энергоблок № 1 Белорусской АЭС, в 2021 г. успешно выполнен физический пуск энергоблока № 2 Белорусской АЭС. Развивается сотрудничество с китайскими партнерами. В феврале 2022 г. начата активная стадия строительства на энергоблоке № 8 Тяньваньской АЭС. В мае 2022 г. залит «первый бетон» на энергоблоке № 4 АЭС «Сюйдапу». В июле 2022 г. дан официальный старт строительству четвертого энергоблока АЭС «Аккую» в Турции и начато сооружение первого энергоблока АЭС «Эль-Дабаа» в Египте. Сегодня обсуждаются планы по строительству еще одной АЭС в Турции. Направлены документы для конкурса на строительство АЭС в Саудовской Аравии.

«Росатом» активно работает над перспективными направлениями развития атомной энергетики – реакторами IV поколения с замкнутым ядерным топливным циклом, а также малой и средней мощности, когенерацией с наработкой тепла, опресненной воды или водорода.

Россия уже занимает лидирующее место в мире по технологиям реакторов малой мощности. В Якутии для освоения месторождения золота Кючус реализуется проект малой наземной атомной станции на базе судового реактора РИТМ-200.

Достигнута договоренность о строительстве четырех плавучих энергоблоков для освоения Баимской рудной зоны на Чукотке. Это первый в мире проект электрификации промышленного кластера с использованием плавучих атомных электростанций. Разрабатывается новый микрореактор «Шельф-М», который отличается повышенной мобильностью и универсальностью.

В 2021 г. начато сооружение быстрого реактора со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-ОД-300 в рамках проекта «Прорыв» по развитию двухкомпонентной атомной энергетики и замыкания ядерного топливного цикла. Это позволит заново использовать отработанное топливо бесконечное количество раз, что станет решением вопроса дорогостоящего хранения отработанного ядерного топлива (ОЯТ). Ожидается, что к 2030 г. доля России на мировом рынке АЭС малой мощности достигнет – 20 %.

Подчеркну, что на фоне энергетического кризиса и усилий международного сообщества по борьбе с изменениями климата атомная энергия становится все более перспективным источником энергии. Очевидно, что без использования атомной энергии одновременное достижение экологических целей и обеспечение энергетической безопасности планеты невозможно.

# Создание ресурсного суверенитета как основа устойчивого развития России до 2050 года

## Creating resource sovereignty as the basis for Russia's sustainable development until 2050

Игорь ШПУРОВ  
Генеральный директор ФБУ  
«Государственная комиссия по запасам  
полезных ископаемых»  
e-mail: trofimova\_ov@gkz-rf.ru

Igor SHPUROV  
Director General of the State Commission  
for Mineral Reserves  
e-mail: trofimova\_ov@gkz-rf.ru

Ольга ТРОФИМОВА  
Заместитель начальника Управления  
делами по научной работе  
и международному сотрудничеству ФБУ  
«Государственная комиссия по запасам  
полезных ископаемых»  
e-mail: trofimova\_ov@gkz-rf.ru

Olga TROFIMOVA  
Deputy Head of the Office for Research  
and International Cooperation of the State  
Commission for Mineral Reserves  
e-mail: trofimova\_ov@gkz-rf.ru

Бурение скважин на Медвежьем газовом месторождении

Источник: gazprom.ru



Аннотация. Авторы статьи поднимают вопрос о необходимости внедрения международно признанной системы суверенного аудита, гармонизированной с государственной системой оценки запасов. Такая система позволит обеспечить энергобезопасность страны и плавную реализацию задач энергоперехода.

*Ключевые слова:* аудит запасов полезных ископаемых, классификация запасов, редкоземельные металлы, углеводородное сырье, ВИЭ.

Abstract. The authors of the article raise the issue of the need to introduce an internationally recognized system of sovereign audit, harmonized with the state system for assessing reserves. Such a system will ensure the energy security of the country and the smooth implementation of the tasks of the energy transition.

*Keywords:* audit of mineral reserves, classification of reserves, rare earth metals, hydrocarbon raw materials, RES.

# //

**К 2050 г. лития нужно будет добывать в 43 раза больше, чем добывается на сегодняшний день, графита и кобальта – в 22 раза, никеля – в 20 раз**

Семнадцать Целей в области устойчивого развития Организации Объединенных Наций (ЦУР ООН) являются своеобразным призывом к действию, адресованным всем странам мира – бедным, богатым и среднеразвитым, нацеленным на улучшение благосостояния и защиту нашей планеты. Государства признают, что меры по ликвидации бедности должны приниматься параллельно усилиям по наращиванию экономического роста и решению целого ряда вопросов в области образования, здравоохранения, социальной защиты и трудоустройства, а также борьбе с изменением климата и защите окружающей среды.

Россия сохраняет приверженность разработке и реализации программ достижения Целей устойчивого развития ООН и выполнения Парижского соглашения



Порт Сабетта

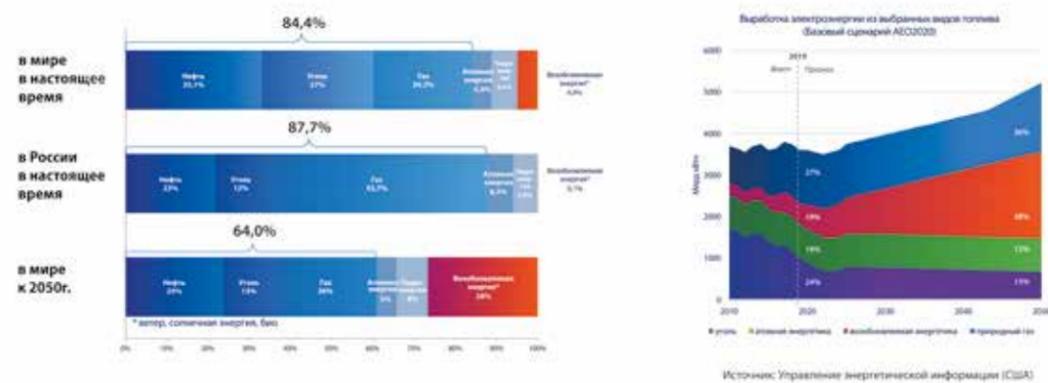
Источник: KadnikovValerii / depositphotos.com

по климату и принципам энергетического перехода.

Все цели тесно взаимосвязаны, однако, мы понимаем, что одной из важнейших является ЦУР 7 «Обеспечение населения доступной и недорогой энергией» в связи с реализуемым энергопереходом и продвижением «зеленой» повестки, а также понятием глобальной энергетической безопасности, вошедшей в наш обиход в начале XXI века.

Существующий баланс источников энергии показывает, что на сегодняшний день около 85 % мирового и российского энергопотребления приходится на ископаемое топливо.

## СУЩЕСТВУЮЩИЙ БАЛАНС ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ 84,4% МИРОВОГО ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ И 64% К 2050 г. ПРИХОДИТСЯ НА ИСКОПАЕМОЕ ТОПЛИВО



К 2050 году абсолютный прирост добычи газа как источника энергии составит 35%. Добыча нефти должна оставаться стабильной до 2050г. ВИЭ должны увеличиться в 7,5 раз. Общий рост потребления энергии к 2050г. составит 30%

Рис. 1

Увеличение потребления энергии к 2050 г. на 30 % ставит задачу резкого роста её производства. При этом не менее 64 % энергопотребления должно обеспечивать ископаемое топливо. Это означает, что к 2050 г. добыча нефти должна остаться на текущем уровне, а абсолютный прирост добычи газа составить 35 %. Поэтому оценка текущей сырьевой базы ископаемого топлива и возможности геологоразведки для ее наполнения в соответствии с необходимыми потребностями является одной из наиболее важных задач мирового энергообеспечения. Ресурсная база России, подтвержденная успешной геологоразведкой последних лет, показывает, что в стране имеется поисковый задел, позволяющий обеспечить к 2050 г.

**В России имеется поисковый задел, позволяющий обеспечить к 2050 г. не менее 27 млрд т рентабельных запасов УВС. Но даже это не сможет обеспечить потребности будущего энергопотребления**

не менее 27 млрд т рентабельных запасов УВС. Но даже это не сможет в полной мере обеспечить потребности будущего энергопотребления. Необходимо привлечение ВИЭ, но не как основного, а как вспомогательного источника энергии. Важен именно такой акцент, который исключает революционный энергетический футуризм. В такой парадигме становится понятно, что ископаемое топливо является инвестором создания новой сферы энергетики – ВИЭ. Именно сырьевые компании инвестируют в ВИЭ.

В настоящее время мировые тенденции таковы, что инвестиции в ВИЭ опережают традиционные источники энергии. Прирост запасов углеводородов в большинстве стран перестал компенсировать добычу. Россия является одним из немногих исключений, т. е. страной, в которой прирост превышает добычу ископаемого топлива. Смогут ли ВИЭ обеспечить мировые потребности энергии к 2050 г.? Или нам все еще предстоит рассчитывать на традиционные источники энергии?

При ответе на этот вопрос, прежде всего надо учесть, что альтернативная энергетика (ВИЭ) требует огромного количества критического минерального сырья.

Предполагается, что доля ВИЭ составит примерно 36 % в общем балансе энергопотребления. Это может быть обеспечено кратным увеличением добычи критических минералов для производства. Лития, напри-

мер, нужно будет к 2050 г. добывать в 43 раза больше, графита и кобальта – в 22 раза, никеля – в 20 раз больше, чем добывается сегодня. В этой связи исключительно важна обеспеченность такими запасами в 2050 г.

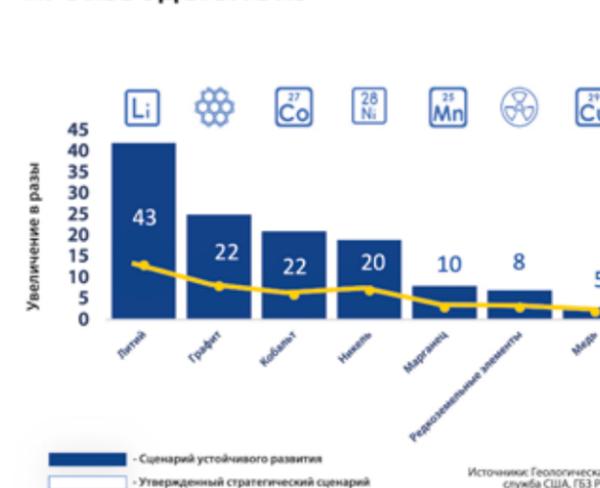
Таким образом, основой достоверного прогноза устойчивого энергообеспечения в мире к 2050 г., является объективная информация о рентабельных запасах критических минералов и ископаемого топлива, обеспечивающих мировое энергопотребление. Такая информация должна стать основой для средне- и долгосрочного планирования развития промышленности от геологоразведки до производства и потребления всех видов энергии.

По сути необходима признанная международным сообществом справедливая оценка всех видов рентабельных ресурсов. Иначе говоря, речь идет о создании системы суверенного аудита запасов полезных ископаемых.

В основе такой оценки может быть РКООН (Рамочная классификация ресурсов Организации Объединенных Наций) и СУРООН (Система управления ресурсами Организации Объединенных Наций), которые предлагают всеобъемлющий интегрированный глобальный набор инструментов для устойчивого управления всеми видами полезных ископаемых, возобновляемыми источниками энергии, ресурсами ядерного топлива, антропогенными ресурсами, проектами

Рис. 2

## НЕОБХОДИМОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ КРИТИЧЕСКИХ МИНЕРАЛОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВИЭ



Источник: Геологическая служба США, ТБЗ РФ

**России нужны системные механизмы анализа межотраслевых производственных цепочек в натуральном и денежном выражении. Это позволит получить целостное видение точек уязвимости и точек роста**

закачки в геологические хранилища и подземными водами. Использование РКООН и СУРООН гарантирует, что вся деятельность, включая производство и использование, соответствует целям устойчивого развития.

Европейская Экономическая комиссия ООН, наблюдая стремительное развитие РКООН и СУРООН не только в странах региона ЕЭК, а также за ее пределами, инициировало создание по всему миру сети Международных центров передового опыта в области устойчивого управления ресурсами (МЦПО), которые призваны продвигать РКООН и СУРООН во всем мире в целях устойчивого развития и достижения ЦУР. Первый МЦПО создан в 2021 г. в России при поддержке Федерального агентства по недропользованию. На сегодняшний



**РАЗВИТИЕ ВИЭ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА КРИТИЧЕСКИМ МИНЕРАЛЬНЫМ СЫРЬЕМ С ПРИЕМЛЕМОЙ СТОИМОСТЬЮ И НИЗКИМ УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ**

день МЦПО является для государственных органов в России, включая Роснедра, ключевым разработчиком решений и подходов в области создания системы суверенного аудита запасов полезных ископаемых и ее интеграции в структуру и государственной и международной систем аудита запасов.

Главный принцип при этом состоит в том, что новая международная система аудита запасов предполагает максимальное сохранение суверенитета стран в управлении ресурсами и международную коллаборацию на основе РКООН. Это означает, что каждая страна имеет свою классификацию запасов, гармонизированную с РКООН, как это сделали Российская Федерация и Китайская Народная Республика, и имея связующие документы с РКООН с помощью простых конвертеров, способна легко трансформировать запасы, оцененные в национальных классификациях, в форматы РКООН. Таким образом, формируется международная суверенная система аудита запасов.

Стратегическая важность внедрения международно признанной системы аудита запасов заключается в создании на его основе полноценного ресурсного суверенитета страны, который в свою очередь формирует новые подходы к освоению минерально-сырьевой базы.

При этом необходимо учитывать 3 вопроса:

1. Какие ресурсы у страны есть сегодня?

2. Что стране будет необходимо завтра?
3. Где можно эффективно и рентабельно извлечь то, что будет требоваться завтра и как это сделать?

Ответ на эти вопросы предполагает включение в обновленный периметр работы следующих направлений:

1. Учет текущих запасов на основе национальных методик подсчета, гармонизированных с международными системами.
2. Прогнозирование долгосрочных технологических трендов и глобальных изменений в потреблении ресурсов.
3. Консолидация стратегий и инвестиционных планов российского индустриального сектора для формирования запроса на ресурсы в горизонте бизнес-планирования.
4. Анализ соответствия долгосрочного прогноза текущей ресурсной базе и подготовка направлений ее развития для покрытия дефицитов.

Движение к этим задачам предполагает переход от инерционной политики восполнения ресурсной базы, идущей вслед за сложившейся структурой экономики и ориентированной на нынешнюю индустриальную основу, к более активному и прогностическому подходу. Он включает в себя:

1. Расширение горизонта планирования ресурсной политики с 2035 г. до 2050 г. и далее, с учетом типа

Рис. 3



## Экономический суверенитет страны



РЕСУРСНЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ	ПРОМЫШЛЕННЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ
<ul style="list-style-type: none"> <li>Суверенный аудит запасов</li> <li>Защита информации о состоянии минерально-сырьевой базы</li> <li>Прогнозирование потребностей экономики на базе цифровой геологической модели с использованием ИИ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Доступность необходимых ресурсов для всех системообразующих и критически значимых отраслей экономики страны</li> <li>Добыча и транспортировка востребованных ресурсов с допустимой рентабельностью для ключевых производственных цепочек</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Наличие суверенных технологий разведки и эффективной добычи ключевых ресурсов</li> <li>Системная работа с создателями новых решений с целью разработки перспективных технологий добычи ТРИЗ</li> </ul>
УКРЕПЛЕНИЕ НЕЗАВИСИМОСТИ СТРАН БРИКС В ОБЕСПЕЧЕНИИ СЕБЯ СТРАТЕГИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ И ИСКОПАЕМЫМИ	ЗАЩИТА ЦЕЛОСТНОСТИ КЛЮЧЕВЫХ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦЕПОЧЕК	ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТРАНЫ ЭФФЕКТИВНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕОБХОДИМЫХ НАМ РЕСУРСОВ

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ СТРАНЫ ПРИОБРЕТАЕТ ЗАДАЧА ОБЪЕДИНИТЬ ТРИ ОБЛАСТИ СУВЕРЕНИТЕТА: РЕСУРСНЫЙ, ПРОМЫШЛЕННЫЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ

Рис. 4

ресурсов. Включение в него принципов ресурсного, промышленного и технологического суверенитета.

2. Повышенное внимание к ресурсам, которые могут оказаться особенно востребованными в XXI веке: будут определять наполняемость бюджета страны в обозримом горизонте и могут стать долгосрочным стратегическим преимуществом (например, редкие и редкоземельные металлы или запасы пресной воды).
3. Переход к управлению отраслью на основе данных и практическое внедрение в отрасли новых аналитических инструментов на базе Искусственного интеллекта.
4. Стимулирование разработки новых технологий разведки и эффективной добычи сложных и трудноизвлекаемых запасов.

Для эффективного решения этих задач принципиально важно внедрить в систему государственного управления передовые инструменты межотраслевых балансов:

анализа и стратегического прогнозирования того, какие виды сырья будут востребованы экономикой с учетом отраслевых стыков, насколько российские запасы конкурентоспособны на мировом рынке, какие технологии способны обеспечить эффективное и экологически приемлемое извлечение данных ресурсов.

России необходимы системные механизмы анализа межотраслевых производственных цепочек, как в натуральном, так и в денежном выражении. Такие механизмы позволят получить целостное видение точек уязвимости и потенциальных точек роста в межотраслевом масштабе. В отсутствие механизмов межотраслевого баланса мы не можем по-настоящему ставить вопрос об обеспеченности экономики стратегическими видами сырья, и, шире, о ресурсном суверенитете России.

Базу для появления таких возможностей и создает внедрение международно признанной системы суверенного аудита, гармонизированной с государственной системой оценки запасов.

### Использованные источники

1. Перспективы развития мировой энергетики до 2050 г. Отчет ПАО «ЛУКОЙЛ», 2021 г.
2. Доклад о Целях в области устойчивого развития, 2020 г. Организация Объединенных Наций, 2021 г.
3. Доклад в Правительство Российской Федерации «Итоги инвентаризации запасов углеводородного сырья для месторождений свыше 5 млн тонн нефтяного сырья на

- предмет экономической эффективности разработки указанных месторождений в текущих налоговых условиях. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. 2021 г.
4. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

# Стендовое моделирование процессов теплопереноса в магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах

## Bench modeling of heat and mass transfer in oil and oil product trunk lines

Владимир ЖОЛОбОВ  
Ведущий научный сотрудник  
Центра исследований гидравлики  
трубопроводного транспорта ООО «НИИ  
Транснефть», д. ф.-м. н.  
e-mail: ZholobovVV@niitnn.transneft.ru

Vladimir ZHOLOBOV  
Leading researcher of the center for hydraulic  
investigation of pipeline transport,  
Transneft r&d, llc, dr. phys.-math. sci.  
e-mail: ZholobovVV@niitnn.transneft.ru

Георгий НЕСЫН  
Ведущий научный сотрудник  
Центра исследований гидравлики  
трубопроводного транспорта ООО «НИИ  
Транснефть», д. х. н.  
e-mail: NesynGV@niitnn.transneft.ru

Georgy NESYN  
Leading researcher of the center for hydraulic  
investigation of pipeline transport,  
Transneft r&d, llc, d. chem. sci.  
e-mail: NesynGV@niitnn.transneft.ru

Марат ВАЛИЕВ  
Заместитель директора Центра  
исследований гидравлики  
трубопроводного транспорта ООО «НИИ  
Транснефть»  
e-mail: ValievMI@niitnn.transneft.ru

Marat VALIEV  
Associate director of the center  
for hydraulic investigation of pipeline transport,  
Transneft r&d, llc.  
e-mail: ValievMI@niitnn.transneft.ru

Аннотация. Рассмотрены вопросы физического моделирования межфазного массообмена в двухфазных течениях типа нефть/вода приводящего к осложнениям трубопроводной транспортировки. Анализируется специфика физического моделирования транспортировки нефти, обладающей свойствами неньютоновской жидкости в части снижения энергозатрат. *Ключевые слова:* двухфазная смесь, структура потока, физическая модель, математическая модель, верификация.

Abstract. Immiscible oil plus water systems have some complications while pumping through the pipeline. Physical modeling of interphase mass transfer in two-phase flow is the main matter of the present paper. The specificity of non-Newton crude oil transportation is also discussed in terms of physical modeling.

*Keywords:* two-phase mixture, flow structure, physical model, mathematical model, verification.



**В трёхфазном потоке газ-нефть-вода при транспортировке по трубопроводу силы внутреннего трения приводят к диспергированию одной фазы в другую**

### Введение

Весь спектр событий, происходящих в трубопроводном транспорте из-за своего разнообразия требует применения практически всех основных способов моделирования. Существует три пути изучения: (1) экспериментальный – исследование поведения потока в лабораторных условиях и разработка эмпирических моделей; (2) теоретический – разработка моделей с позиций гидродинамики и физического анализа; (3) численный – использование вычислительной гидродинамики и математической модели поведения потока.

Важность экспериментальных исследований заключается в том, что они выявляют не только фундаментальные знания о поведении потока, но и базу данных для проверки теоретических и вычислительных моделей. Кроме того, эмпирические моде-



НПС Ухта

Источник: «Транснефть», А. Морковкин

ли, разработанные на основе экспериментальных данных, зачастую могут давать удовлетворительный прогноз для некоторых конкретных ситуаций (диапазон применимости ограничен). Надежная теоретическая или вычислительная модель имеет большое значение для понимания сути физических явлений и прогнозирования поведения транспортируемой жидкости во всем возможном диапазоне. Широкое применение получили и комбинированные способы разработки моделей.

В нефтяной промышленности часто встречается движение двухфазной смеси нефть/вода в системе трубопроводов. Прогнозирование характеристик потока нефть/ вода, например, структуры потока и градиента давления важно для инженерного проектирования и эксплуатации таких



Нефтепровод «Заполярье – Пурпе»

Источник: «Транснефть»

систем. В трёхфазном потоке газ-нефть-вода при транспортировке по трубопроводу силы внутреннего трения приводят к диспергированию одной фазы в другую. Действие же сил гравитации приводит к тому, что газовые скопления локализуются в верхних участках траектории нефтепровода и далее частично распространяются на нисходящие участки. А тяжёлая из несмешивающихся жидкостей, вода, скапливается в U-образных местах трубопровода и далее частично увлекается потоком на восходящие участки. Это вызывает уменьшение эффективного диаметра трубы, а в некоторых случаях полное перекрытие сечения. Отрицательные моменты

возникновения нескольких фаз в транспортируемой нефти в плане увеличения энергетических затрат при транспортировке можно компенсировать управлением режимом перекачки, включающим в себя мониторинг и предсказание тех или иных шагов на основе математического моделирования процессов в трубопроводах. В целом процедура математического моделирования может быть представлена в виде следующей цепочки: исследуемый процесс – физико-математическая модель – численный алгоритм – программирование – ЭВМ – вычислительный эксперимент – анализ, обработка и хранение результатов. Возникает необходимость верификации элементов предсказательного (predictive) моделирования: методов, моделей, алгоритмов и программного обеспечения. Важным элементом такого моделирования является наличие эталонных стендовых данных, содержащих сведения о гидравлических свойствах жидкости в потоке.

Метод «чёрного ящика» и планирования эксперимента (как один из подходов в математическом моделировании) мало пригоден к трубопроводным системам из-за многообразия и большой степени неопределённости параметров, влияющих на тепло-массообменные процессы. Детерминированный подход требует де-

**Надёжная теоретическая и вычислительная модель имеет большое значение для понимания сути физических явлений и прогнозирования поведения транспортируемой жидкости во всем возможном диапазоне**

тальной информации об «элементарных» процессах из которых состоит реальный рабочий процесс. Часть необходимой информации может быть получена экспериментально при физическом моделировании (лабораторном, стендовом) или натурном (опытно-промышленном) эксперименте. Следует иметь в виду, что данные натурных измерений в нефтепроводе могут быть неточными из-за различного рода шума, поэтому использование таких данных для прогнозирования может давать неверные прогнозы и вводить в заблуждение. Для устранения шума в данных и минимизации ошибок используются стендовые тесты

Обобщение данных натурального эксперимента, полученных в процессе эксплуатации первого в России нефтепровода, построенного В. Г. Шуховым [1878–1879 г.] позволило ему [1] сформулировать соотношения, необходимые для расчета будущих нефтепроводов (в том числе «горячих» мазутопроводов). Для уменьшения вязкости мазута и облегчения транспортировки его по трубам им впервые в мире предложено применять нагрев, в частности используя оработавший пар паровых насосов.

Математическое моделирование жидких сред с последующим численным ги-

**Действие же сил гравитации приводит к тому, что газовые скопления локализуются в верхних участках траектории нефтепровода и далее частично распространяются на нисходящие участки**

дравлическим исследованием является одним из результативных методов исследования трубопроводных течений. Тем не менее, физическое моделирование на гидродинамических стендах, включающее по возможности визуализацию потоков оптически прозрачных сред, является важным элементом получения достоверных результатов. Математическое моделирование в рамках детерминированного подхода в этом случае требует детальной информации об «элементарных» процессах, из которых состоит реальное силовое и массовое взаимодействия жидкостей на границе их контакта. С целью получе-

ЛПДС, Ярославль

Источник: «Транснефть»



ния такой информации в НТЦ «НИИ Транснефть» (г. Уфа) создан экспериментальный стенд, уникальный по многообразию моделируемых процессов при транспортировке жидкости в трубопроводе.

**Структура стенда.** Конструкция стенда, принципиальная схема которого представлена на рис. 1, позволяет моделировать условия прохождения углеводородного сырья через различные участки реального трубопровода [2].

В качестве модельных жидкостей используется водопроводная вода; водные растворы глицерина; водные растворы пропиленгликоля; моторные и растительные масла; жидкий парафин.

Стенд позволяет моделировать течение модельной жидкости на самотечном участке; последовательную перекачку различных жидкостей; утечки модельной жидкости и гидравлический удар в трубопроводе; течение многофазных жидкостей по участку трубопровода включая:

- процесс накопления воды на пониженных участках трубопровода;
- процесс выноса воды с участка трубопровода;
- процесс выноса газа с участка трубопровода.

Функционально стенд разделен на автономные блоки, предназначенные для моделирования широкого спектра явлений.

**Блок для исследования течения жидкости за перевальной точкой** (рис. 2.) [3]. Реализована возможность выноса жидкости и газов из трубопровода, а также возможность изменения профиля трубопровода и организации течений многофазной жидкости. Одной из проблем, для решения которой предназначен стенд, является расчет границ и степени заполнения самотечных участков с учетом данных о фактических давлениях по длине трубопровода. Прямые измерения на натурном трубопроводе затруднены ограниченностью количества датчиков, не-

Рис. 1. Принципиальная гидравлическая схема стенда с изменяемым профилем

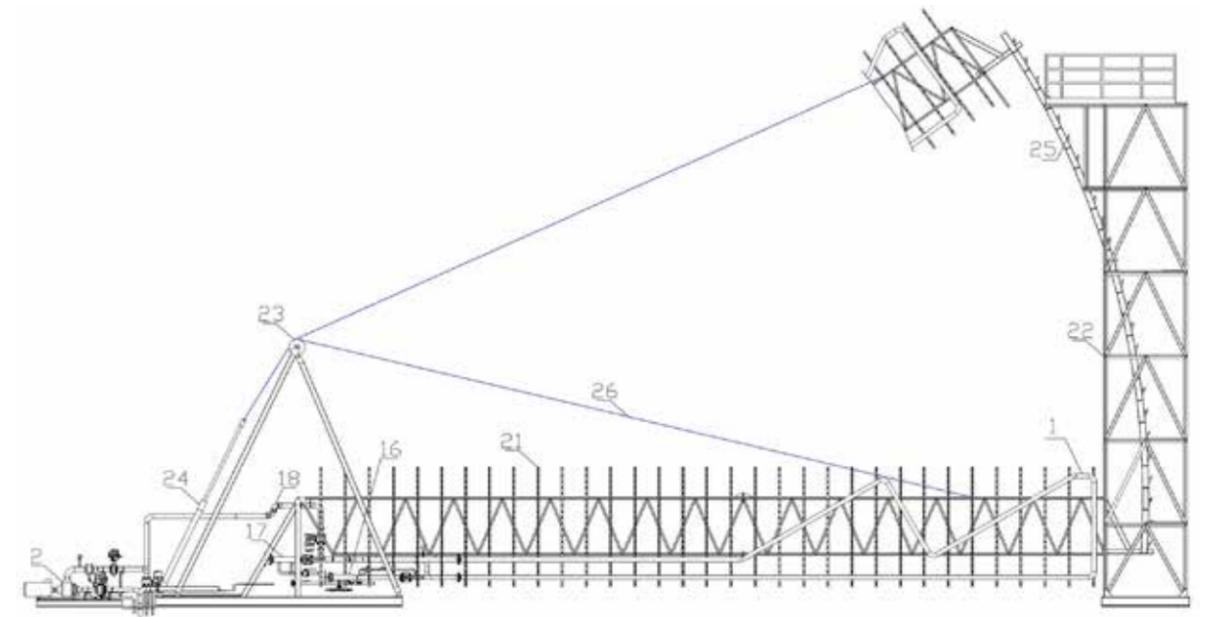
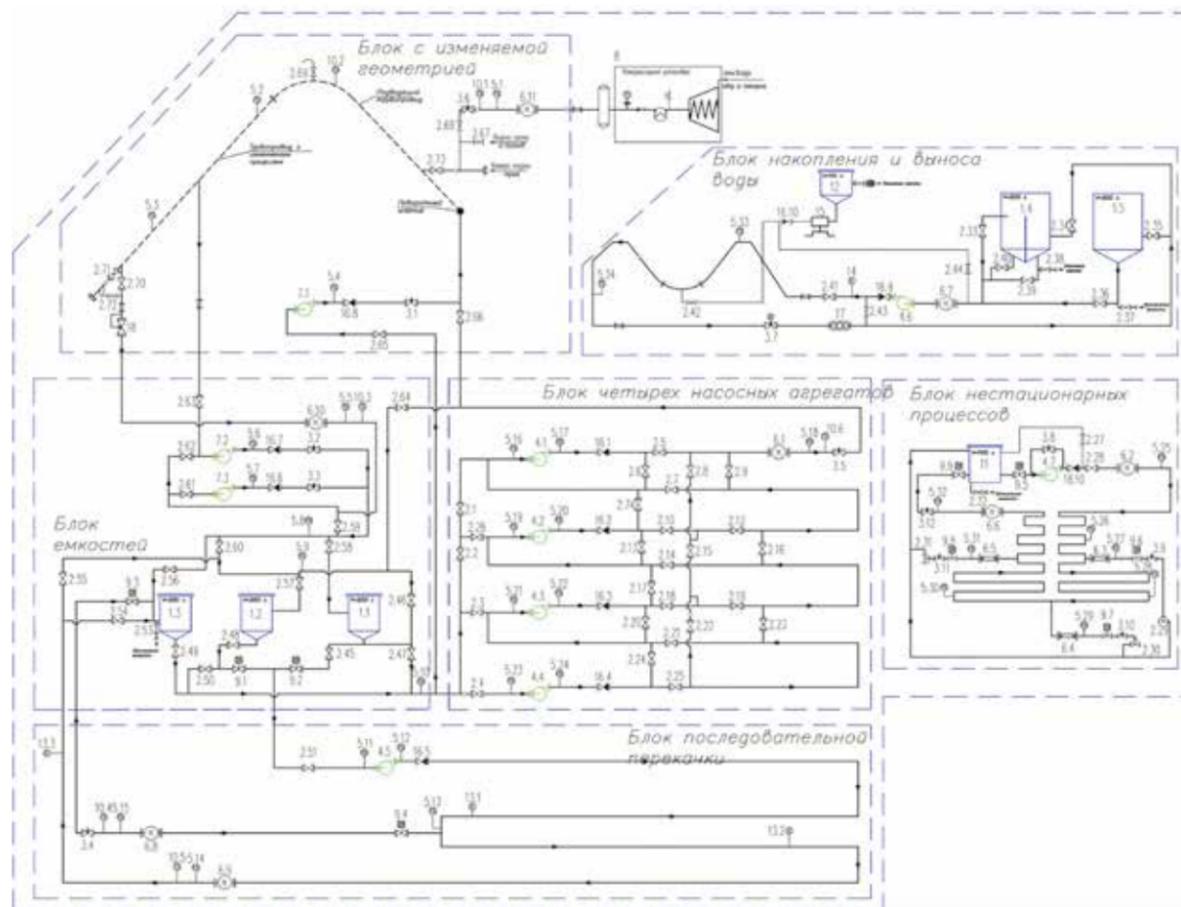


Рис. 2. Стенд для исследования течения жидкости на самотечных участках в трубопроводе [3]

возможностью визуальных наблюдений, нестационарным характером процессов, связанных с образованием и заполнением самотечных участков, происходящих на реальном трубопроводе.

Последующее применение верифицированной математической модели в проведении численных экспериментов на реальных трубопроводах позволяет масштабировать результаты стендовых экспериментов.

**Масштабирование.** Результаты стендовых исследований процессов выноса воды потоком трансформаторного масла нельзя напрямую переносить на магистральные нефтепроводы, отличающиеся от лабораторного стенда диаметром и свойствами перекачиваемой жидкости. В этом случае целесообразно использование обоснованно выбранной математической модели, верифицированной по данным стендового эксперимента. Замена стендового эксперимента численным экспериментом позволяет затем верифицировать аналитические зависимости к масштабному пересчету на натурный трубопровод. С учетом того, что такая верификация является косвенной, проводят «промежуточную» верификацию формулы масштабного пересчета и математической модели по данным эксперимента на стенде другого диаметра. Результаты применяют при разработке гидродинамически обоснованных мероприятий для снижения энергозатрат при

эксплуатации магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

**Блок для исследования процессов накопления и выноса воды** (рис. 3) [4].

Процесс накопления воды в трубопроводе напрямую зависит от множества факторов: режима течения жидкости, наличия воды в нефти, геодезических особенностей трассы трубопровода. Проблема выявления и расчета параметров «неподвижного» водного образования в реальном трубопроводе не может быть решена посредством имеющихся на трубопроводе измерительных систем (ИС). Это относится и к прогнозированию режимов работы трубопровода, при которых происходит вынос воды в исследуемом трубопроводе.

**Отрицательные моменты возникновения нескольких фаз в транспортируемой нефти в плане увеличения энергетических затрат при транспортировке можно компенсировать управлением режимом перекачки**



Рис. 3. Внешний вид блока накопления и выноса воды

Назначение блока – исследование пространственных многофазных течений на восходящих участках нефте- и нефтепродуктопроводов, при транспортировке углеводородной жидкости, содержащей определенную долю коалесцированной влаги (воды). Получение экспериментальных данных и аппроксимационных математических зависимостей изменения исследуемых гидравлических показателей, необходимых для замыкания детерминированных математических моделей. Выявление условий образования скоплений воды в нижних точках профиля и выноса его при различных углах наклона трубопровода путем увеличения скорости потока.

**Стенд позволяет моделировать течение модельной жидкости на самотечном участке; последовательную перекачку различных жидкостей; утечки модельной жидкости и гидравлический удар в трубопроводе**

**Структура и состав блока накопления и выноса воды.** Схема блока представлена на рис. 4), в его состав входят: испытательная секция с изменяемым углом наклона восходящей ветви трубопровода Ду100, оптически прозрачные стенки трубопровода позволяют наблюдать картину течения и оценивать объем воды; питающая и принимающая емкости модельной жидкости объемом по 2000 л.; емкость воды объемом 100 л.; преобразователь расхода жидкостей; датчики давления; центробежный насос с преобразователем частоты; дозировочный насос; поточный влагомер.

В процессе экспериментальных исследований контролируются технологические параметры: расход модельной жидкости; объем воды; давление в начальном и конечном сечении экспериментального участка трубопровода; показания поточного влагомера; начальный и конечный объем модельной жидкости в питающей емкости; начальный и конечный объем воды в водном скоплении; ширина потока воды по нижней образующей; свойства модельной жидкости: вязкость, плотность, остаточное содержание воды, механических примесей. Стенд позволяет изучать течение многофазного потока гораздо более подробно, чем это возможно в натуральных условиях на трубопроводах большого мас-

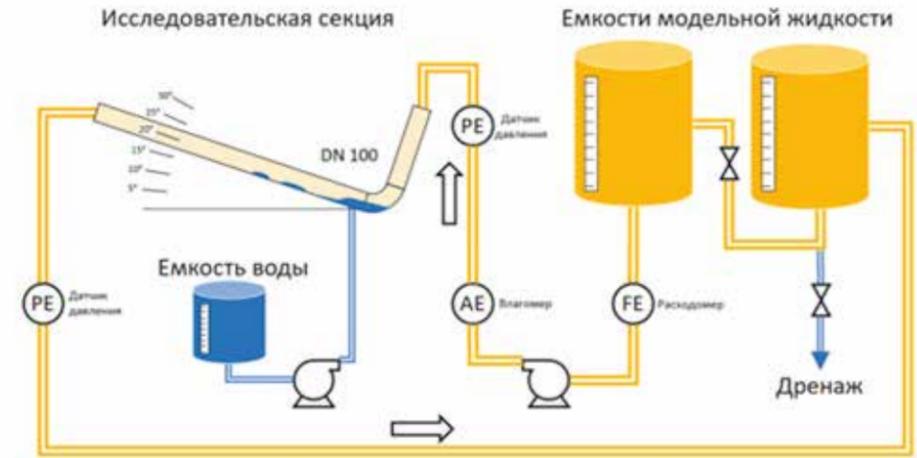


Рис. 4. Схема блока накопления и выноса воды [4]

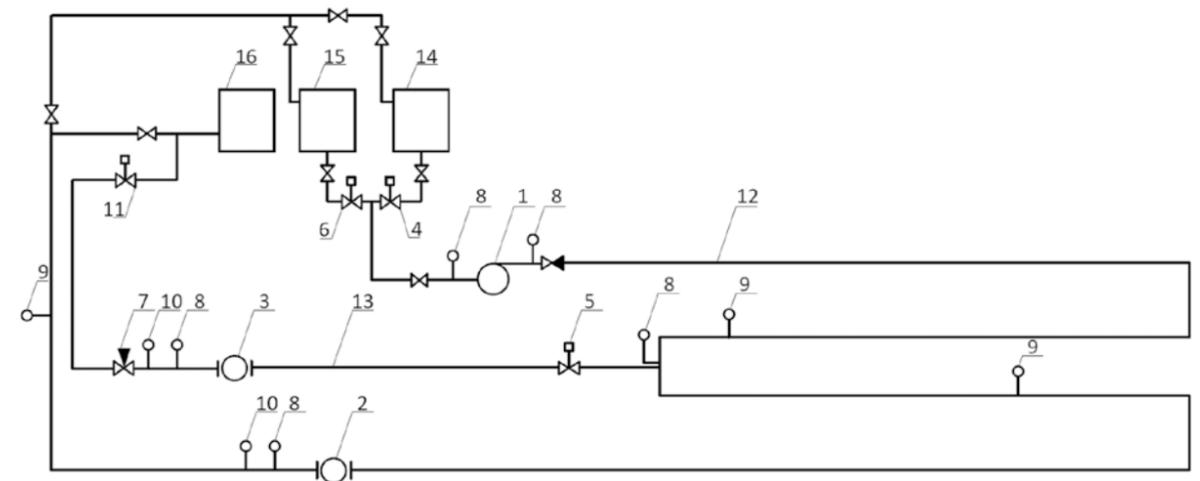
штаба. В частности, на этом стенде может быть изучен процесс вовлечения и выноса капель воды в «нефтяную» фазу.

**Экспериментальное исследование накопления и выноса воды.** В рамках, проведенных на данное время экспериментальных исследований оценена возможность снижения энергопотребления, увеличения пропускной способности и сохранения качества перекачиваемой нефти за счет уменьшения содержания воды в перекачиваемой нефти и внутренней полости восходящих участков магистральных трубопроводов. Область применения результатов стендовых исследований обусловлена необходимостью очистки от воды полости магистральных нефтепроводов и нефти, закачанной в резервуары, а также

необходимостью построения и разработки более точных моделей многофазных потоков. А для моделирования взаимодействия жидких фаз необходимо глубокое понимание происходящих при этом физико-химических процессов.

**Блок для исследований процессов смесеобразования** (рис. 5) позволяет исследовать последовательную транспортировку разносортных нефтепродуктов при различных режимах перекачки [5], в различных зонах трения и при использовании различных видов разделителей, выбрать оптимальные условия транспортирования, определить влияние ингибиторов и присадок на скоростные характеристики потока. Он позволяет изучать процессы дополнительного смесеобразования при остановке

Рис. 5. Стенд для исследований процессов смесеобразования при последовательной перекачке жидкостей с различными физико-химическими свойствами



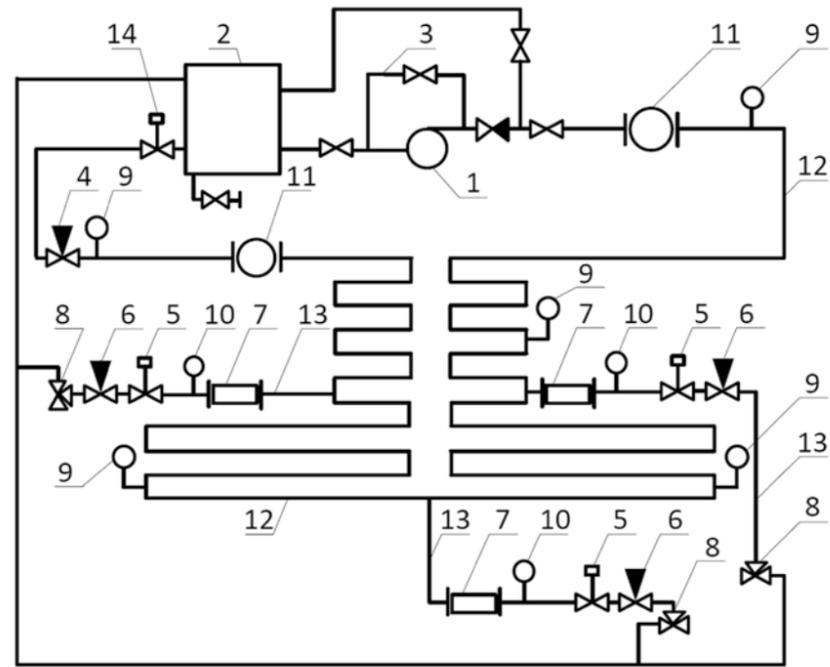


Рис. 6. Схема стэнда для исследования нестационарных процессов в трубопроводе

последовательной перекачки и влияния тупиковых отводов трубопровода на процессы смесеобразования при последовательной перекачки углеводородных жидкостей с различными физико-химическими свойствами.

**Блок исследования нестационарных процессов** (рис. 6) предназначен для изучения утечки и исследования методов их обнаружения [6], а также гидравлического удара в трубопроводе.

Проблема изучения параметров нестационарных волновых процессов (типа гидроудара) заключается в очень малых временах их протекания в реальных и стеновых (стальных) трубопроводах. Отличи-

тельной особенностью рассматриваемого блока является измерительный участок из полимерного материала, обеспечивающего пониженное значение скорости ударной волны, что позволяет моделировать нестационарные процессы в трубопроводах значительно большей протяженности, по сравнению с длиной напорной линии с измерительным участком.

Результаты моделирования нестационарных процессов на данном стэнде при различных параметрах течения жидкости позволяют верифицировать математические модели нестационарных процессов в трубопроводе, включая массообмен в форме утечки или несанкционированного отбора;

**Блок моделирования работы насосных станций.** В настоящее время в России ведутся активные исследования по усовершенствованию конструкций центробежных насосов для магистральных нефтепроводов. В круг задач, поставленных перед наукой в рамках работ этого направления, являются:

- снижение уровня шума и вибраций насосных агрегатов;
- увеличение КПД насосов
- повышение кавитационных качеств;
- разработка и внедрение энергосберегающих методов регулирования НА.

**Одной из проблем, для решения которой предназначен стэнд, является расчет границ и степени заполнения самотечных участков с учетом данных о фактических давлениях по длине трубопровода**

На НПС, как правило, нет необходимого измерительного оборудования для решения указанных задач, а схемы установки насосов зачастую не отвечают нормативным требованиям. Тем важнее результаты, полученные на экспериментальных стэндах. Блок моделирования работы насосных станций предназначен для режимов работы трубопровода с различными вариантами подключения насосных агрегатов (последовательно, параллельно) и включает в себя четыре регулируемых насосных агрегата, преобразователь расхода, преобразователи давления, преобразователь температуры, комплект запорной и регулирующей арматуры, технологические и дренажные трубопроводы. Емкости, применяемые при исследованиях в блоке моделирования работы насосных станций, расположены в блоке емкостей.

**Блок емкостей** гидравлически связан с блоком для исследования процессов течения жидкости за перевальной точкой и процессов вытеснения жидкости и газов из трубопровода, блоком последовательной перекачки и блоком моделирования работы насосных станций. Он включает в себя по меньшей мере три емкости, преобразователь давления, преобразователь температуры, комплект запорной и регули-

**Проблема выявления и расчета параметров «неподвижного» водного образования в реальном трубопроводе не может быть решена посредством имеющихся на трубопроводе измерительных систем**

рующей арматуры, трубную обвязку, включающую в себя технологические и дренажные трубопроводы.

**Измерительное оборудование.** Стандартным измерительным оборудованием являются поточные расходомеры с широким диапазоном измерения, манометры для измерения давлений, датчики температуры и гамма-плотнометры для измерения объемного содержания. Кроме того, специальные приборы могут устанавливаться по мере необходимости, также существуют специальные секции для проведения оптических измерений и визуальных наблюдений. Информационно-измерительная

НПС «Пурпе»

Источник: «Транснефть»



система позволяет определять давления в различных точках системы и расход жидкости через исследуемый трубопровод. Результаты измерений могут быть сняты с цифровых табло или переданы и зафиксированы в виде графиков на экране ПК.

«Проблемные вопросы», потенциально решаемые в рамках физического моделирования на рассматриваемом стенде, позволяют оценить снижения энергозатрат при перекачке нефтепродуктов и нефтей с помощью:

эмпирических зависимостей и требуют соответствующего ПО.

Прогнозирование поведения технологических параметров в переходных процессах, основанное на использовании программного обеспечения, как уже отмечалось, требует валидации и верификации применяемого кода. Верификация гидравлических кодов представляет собой достаточно сложный научно-технический процесс [7] в силу того, что замыкающие эмпирические зависимости, применяемые



ГПС, Волгоград. Проект Юг

Источник: «Транснефть»

- a) воздействия на текучесть двухфазной водонефтяной дисперсной системы;
- b) воздействия на структуру потока в трубе;
- c) создания слоя маловязкой жидкости (воды) у стенки трубы.

**Верификация.** Как известно, косвенные измерения при проведении гидравлических экспериментов на трубопроводных стендах с последующим математическим и гидромеханическим моделированием, используемым для вычисления ряда неизмеряемых параметров и пересчета на другие масштабы, сопровождаются сложными математическими расчетами с применением

в математических моделях, исходно обладают некоторой неопределенностью.

Процедура оценки влияния исходных неопределенностей, предполагает не только определение интервала охвата, но и выявление параметров, вариация которых вносит основной вклад в общую неопределенность расчетного итогового результата, т. е. указать области дополнительных исследований для эффективного повышения точности прогнозных расчетов.

Современные методики оценки неопределенности результатов расчетов предполагают, что для каждого используемого эмпирического соотношения известна плотность вероятности распределения погрешности или хотя бы среднеквадра-

тная погрешность. Данные о погрешности замыкающих соотношений обычно приводятся на основании оригинальных оценок авторов корреляций. Авторы каждого отдельного замыкающего соотношения подбирают для него параметры обеспечивающие наилучшее согласование результатов расчета с опытными данными, а характеристики отклонения измеренных значений (для рассматриваемой серии экспериментов) от кривых описываемых предложенным соотношением сообщают в виде среднеквадратичного отклонения. Если для замыкающих соотношений требуется расчет неизмеряемых в эксперименте гидравлических параметров, то должна использоваться та модель, для которой они предназначены. Другими словами необходимым этапом верификации модели в определенных условиях применения является критическая переоценка погрешностей параметров гидравлических корреляций непосредственно с использованием опытных данных.

**Проблема определения параметров различных явлений по большому числу измерений. Выбор математической модели и способа решения, объём и состав измерений.** Эти вопросы наиболее актуальны в условиях неопределенности, когда основные характеристики используемых исходных данных точно не известны (заданы лишь границы изменения возможных значений этих характеристик).

Задачи оценивания состоят в определении параметров различных реальных физических процессов по результатам измерений. Один из эффективных способов решения проблемы согласования используемых математических моделей с реальными явлениями выступает процедура оценки ряда параметров математических моделей по результатам измерений характеристик соответствующих реальных процессов. Такая процедура пригодна не только для описания уже произошедших явлений, но и для их прогнозирования на будущее. Проблема рационального выбора стратегии проведения и обработки измерений особенно важна в том случае, когда по очень большому числу измерений требуется найти ограниченное количество характерных параметров реального явления. Например, определение одних характеристик движения по измерениям других параметров этого движения, связанных модельными зависимостями.

Задача оценивания заключается в том, что очень большое число измерений заменяется небольшим числом параметров модели, описывающих исследуемое явление. Выбор оптимальной стратегии решения поставленной задачи сводится к оптимизации принятой математической модели, состава используемых измерений и математического алгоритма решения. Критерии оптимальности: материальные затраты; время проведения и обработки измерений; упрощение измерительной аппаратуры и технических вычислительных средств; точность и надежность конечных результатов.

**Обработка данных эксперимента.** Результаты обработки данных какого-либо



Нефтепровод «Заполярье – Пурпе»  
Источник: «Транснефть», А. Морковкин

эксперимента должна содержать помимо оценки некоторую характеристику точности этой оценки. Величина этой характеристики может определять научную ценность всего эксперимента.

Подготовка к прямым измерениям и обработке полученных данных включает в себя:

1. Подготовка оптимального плана проведения измерений;
2. Выбор оптимального алгоритма оценки;
3. Обработка полученных данных и получение оценки исследуемого параметра;
4. Оценка точности значения найденного параметра.

В наиболее ответственных случаях основным критерием оптимизации является достижение максимальной точности конечного результата. Ошибка, возникающая при виртуальной замене непрерывно деформируемого реального объекта некоторой геометрической фигурой, представляющей собой геометрическую математическую модель, является источником погрешности принятой математической модели. Погрешность математической модели – следствие не учета ряда факторов.

Оптимальное планирование эксперимента сводится к проведению и использованию измерений на основе максимально широкого набора инструментальных



Здание НИИ «Транснефть»

Источник: Архив ООО «Транснефть – Медиа»

средств, который позволяет получать большой объем информации, характеризующей разнообразные аспекты развития перспективных технологий трубопроводной транспортировки в части снижения гидравлических, тепловых потерь и «изменения качества» за счет смешения.

### Специфика транспортировки нефти, обладающей свойствами неньютоновской жидкости

Основными факторами, затрудняющими функционирование трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов,

являются низкие температуры окружающей среды на глубине залегания осей трубопроводов, качество нефти, с которым связаны их высокая вязкость и температура застывания; а также появление отложений на внутренней поверхности трубопроводов.

Технические решения, которые относятся к уменьшению гидравлических потерь при перекачке высоковязких нефтей / нефтепродуктов путем подогрева нефти до такой начальной температуры, при которой в конечном сечении «горячего» трубопровода обеспечивалась бы температура потока на 2–3 °С выше температуры застывания транспортируемой углеводородной жидкости с учётом 72 часовой остановки перекачки.

По мере истощения запасов наиболее ценной легкой нефти наблюдается мировая тенденция сдвига в сторону добычи более тяжелой нефти. Особое значение данное обстоятельство имеет и для России, где месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину. Тяжелая нефть является менее качественной и существенно более вязкой. Естественно, что добыча, транспортировка и переработка тяжелых нефтей представляет собой серьезную проблему. Для уменьшения давления и требуемой мощности при транспортировке высоковязкой нефти по нефтепроводу, ее приходится перекачивать либо в виде искусственных смесей с маловязкими углеводородными жидкостями, либо с предварительным подогревом. При этом можно влиять как на изменение структуры самой высокозастывающей высоковязкой нефти и ее реологических характеристик, так и на изменение структуры турбулентного потока нефти (нефтепродукта) в трубе, которые осуществляются путем введения противотурбулентных присадок (эффект Томса). Наряду со снижением турбулентного сопротивления полимерные добавки существенно уменьшают интенсивность турбулентного тепло – и массопереноса в пограничном слое.

Большое разнообразие специальных химических добавок обеспечивает широкие возможности для повышения текучести НДС путём изменения их реологических свойств, а также повышения энергоэффективности перекачки за счёт снижения турбулентного трения при движении нефти или нефтепродуктов по трубам. В настоящее время создание таких доба-

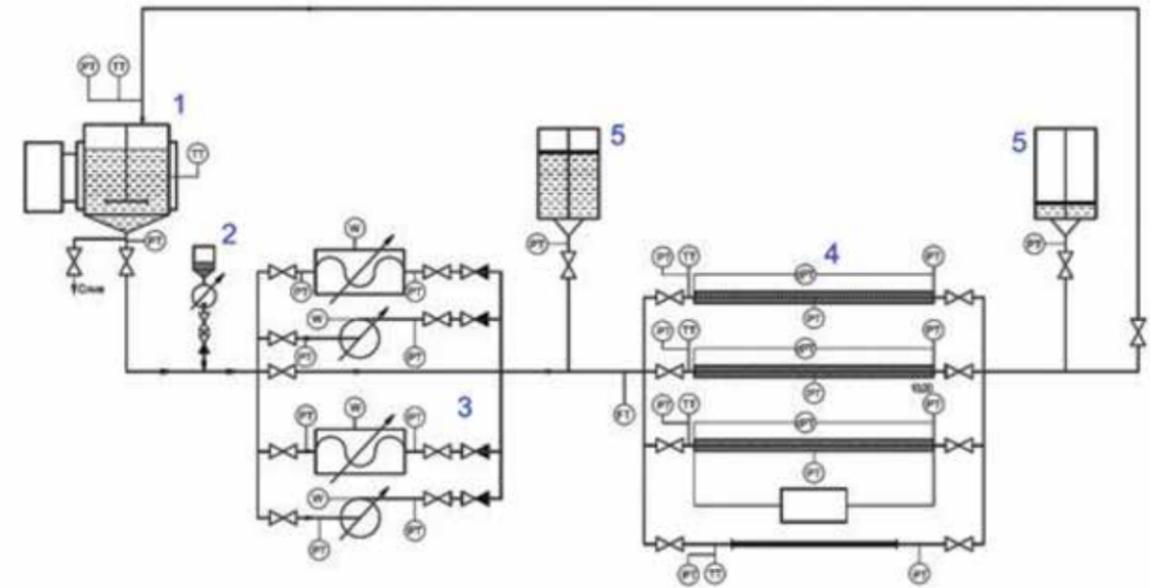


Рис. 7. Принципиальная схема стенда для проведения многофакторных исследований характеристик АСГС нефти и нефтепродуктов

1 – расходная емкость; 2 – система ввода присадок; 3 – блок насосов; 4 – узел исследовательских линий (DN 30, DN 50 и DN 100); 5 – блок гидроцилиндров

вок представляется одним из наиболее перспективных направлений. Поскольку разработка присадки неразрывно связана с последующим ее испытанием возникает необходимость формирования стандартизированной процедуры выяснения фактической и прогнозной гидравлической эффективности ПТП. Возможность проведения тестирования технологий снижения гидравлических потерь предоставляют исследования уже упомянутых противотурбулентных, а также депрессорных присадок, улучшающих текучесть жидкости внутри трубопровода.

Для исследования агентов снижения гидравлического сопротивления (АСГС), в том числе противотурбулентных присадок (ПТП), применяется специальное лабораторное и стендовое оборудование. При появлении новых марок ПТП или новых методов снижения гидравлического сопротивления всегда встает вопрос об оценке их применимости на трубопроводном транспорте нефти или нефтепродуктов. Подбор наиболее эффективной присадки осуществляемый по результатам проведения нескольких опытно-промышленных испытаний, всегда сопряжен с рядом сложностей и влечет за собой значительные затраты времени и средств. При этом возникают трудно-

сти в обеспечении сопоставимых условий для сравнительных оценок, которые могут быть преодолены с помощью стендовых испытаний. В ООО «НИИ Транснефть» разработан собственный экспериментальный стенд для проведения многофакторных исследований характеристик агентов снижения гидравлического сопротивления нефти и нефтепродуктов при транспортировке по трубопроводу [8, 9]. Он состоит из следующих основных блоков (рис. 7, 8):

- блок насосов (два винтовых и два центробежных насоса);
- расходная емкость;
- система ввода присадок;
- узел исследовательских линий (DN 30, DN 50 и DN 100);
- блок гидроцилиндров (проведение испытаний без прохождения насосов).

Основные характеристики экспериментального стенда приведены в таблице 1.

Для оценки влияния диаметра на эффективность АСГС в стенде предусмотрены тестовые линии диаметром **DN 30**, **DN 50** и **DN 100**. Производительность регулируется насосными агрегатами с частотно-регулируемыми приводами и изменением трубной обвязки. Стенд оснащен средствами измерения давления, расхода, температуры, а также мощности,



Рис. 8. Стенд для проведения многофакторных исследований характеристик АСГС нефти и нефтепродуктов

потребляемой электродвигателями насосных агрегатов [8, 9].

Подача АСГС с различной производительностью возможна как в трубную обвязку, так и в расходную емкость. Регулирование температуры в емкости с испытуемой нефтью/нефтепродуктом и на измерительных участках трубной обвязки реализуется с помощью термостатируемых рубашек, в которые подается теплоноситель от холодильной установки (чилера). Предусмотрен участок для оценки деградации АСГС на местных сопротивлениях.

Функциональные возможности разработанного экспериментального стенда, ис-

пытаны при проведении сравнительных исследований по динамике растворения, гидравлической эффективности, устойчивости к деградации, влиянию диаметра тестовых секций, температуры жидкости и местных сопротивлений (в том числе насосов). Следует отметить возможность количественных исследований по влиянию компонентного состава перекачиваемой жидкости (содержания парафинов, асфальтенов, смол и присадок различного назначения).

Проведенные исследования позволили оценить влияние различных факторов на работу АСГС; осуществить испытания АСГС совместно с другими химическими

реагентами; определить эффективность АСГС на различных нефтях и нефтепродуктах; получить данные по деградации (деструкции) и растворению полимерных АСГС; оценить эффективность и применимость новых марок присадок, поверхностно-активных веществ (ПАВ), других химических продуктов и методов для снижения гидравлического сопротивления нефти и нефтепродуктов.

Известно, что стойкость полимеров к механической деструкции зависит прежде всего от химической структуры полимеров, их молекулярной массы и природы дисперсионной среды [10]. В итоге при комплексной оценке экономического эффекта от применения ПТП требуется информация о функциональной зависимости деградации конкретной присадки на конкретном магистральном нефтепроводе. Адекватный прогноз на основе результатов стендовых испытаний в этом случае имеет большое практическое значение.

Следует ожидать, что деструкция макромолекул будет особенно актуальна для всех циркуляционных систем вообще (ввиду многократного прохождения через насосы, фильтры, арматуру и т. д.) и особенно для стендов кольцевого типа.

Это обстоятельство, в частности, может приводить к некорректности применения

процедур масштабирования гидравлической эффективности, полученной в условиях относительно большого числа местных сопротивлений на стендовых установках к промышленным трубопроводам.

## Заключение

Экспериментальные стенды призваны встроиться в систему нефте- и нефтепродуктопроводов с целью описания и анализа многочисленных факторов гидродинамики процесса транспортировки углеводородных жидкостей в плане математического моделирования, идентификации и верификации.

Математические модели, построенные на базе гидродинамических моделей течения продукта в трубе после идентификации, позволяют вполне удовлетворительно это течение описать. Высокопроизводительные ЭВМ при участии оператора помогают контролировать и управлять параметрами в режиме «on line». К потребностям настоящего времени относятся высокая точность измерений и широкий диапазон работы. Оптимальное управление сетями трубопроводов приведёт к снижению энергозатрат на перекачку за счёт избегания нежелательных ситуаций вдоль всей длины трубопровода.

## Использованные источники

1. Шухов В.Г. Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности М.: Политехн. о-во, состоящее при Импер. техн. уч-ще, 1895.
2. Стенд для исследования течения жидкости в трубопроводе: пат. 2678712 Рос. Федерации / С.Н. Чужинов, Я.М. Фридлянд, М.Р. Лукманов, С.Л. Семин, А.И. Гольянов, Д.Н. Фастовец, М.С. Миронов, И.Р. Хайбрахманов. № 2018111739; заявлен. 02.04.2018; опубл. 31.01.2019, Бюл. №4.
3. Стенд для исследования течения жидкости на самотечных участках в трубопроводе: пат. 180 902 Рос. Федерации / С.Н. Чужинов, Р.З. Сунагатуллин, М.Р. Лукманов, В.Ю. Морецкий, А.И. Гольянов, Д.Н. Фастовец, № 2017137797; заявлен. 30.10.2017; опубл. 29.06.2018, Бюл. №19.
4. Стенд для исследований накопления и выноса воды в трубопроводе: пат. 180 902 Рос. Федерации / С.Н. Чужинов, М.И. Валиев, М.Р. Лукманов, В.Ю. Морецкий, А.И. Гольянов, Д.Н. Фастовец, № 2017137795; заявлен. 30.10.2017; опубл. 29.06.2018, Бюл. №19.
5. Стенд для исследований процессов смесеобразования при последовательной перекачке жидкостей с различными физико-химическими свойствами: пат. 180 988 Рос. Федерации / С.Н. Чужинов, М.Р. Лукманов, С.Л. Семин, А.И. Гольянов, Д.Н. Фастовец, А.А. Коршак, № 2017137279; заявлен. 24.10.2017; опубл. 03.07.2018, Бюл. №19.
6. Стенд для исследований нестационарных процессов в трубопроводе: пат. 179 754 Рос. Федерации / С.Н. Чужинов, С.Л. Семин, Д.В. Бондарь, А.И. Гольянов, Д.Н. Фастовец, С.В. Синельников, № 2017137794; заявлен. 30.10.2017; опубл. 23.05.2018, Бюл. №15.
7. Гордон Б.Г., Гуцалов А.Т. Верификация программных средств для расчета аварийных режимов АЭС. — Теплоэнергетика, 1993, № 8, с. 25–28.
8. Валиев М. И., Зверев Ф. С., Авдей А. В. Экспериментальный стенд для проведения многофакторных исследований характеристик агентов снижения гидравлического сопротивления нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 5. С. 558–565.
9. Стенд для исследования агентов снижения гидравлического сопротивления при транспортировке нефти или нефтепродуктов по трубопроводу / Г.В. Несын, М. И. Валиев, Р. Ф. Мингазетдинов, Ф. С. Зверев, А. В. Авдей, В. В. Бортник // Патент 2659747 Рос. Федерация. № 2017127760; заявл. 03.08.2017; опубл. 03.07.2018, Бюл. № 19.
10. Барамбойм Н.К. Механохимия высокомолекулярных соединений /Н.К. Барамбойм. М.: - Химия, 1978 - 383 с.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон воспроизводимых расходов, м³/ч	3–150
Максимальное давление, МПа	4,0
Температура проведения испытаний, °С	От –5 до +60
Кинематическая вязкость испытуемой модельной жидкости, сСт	До 150
Плотность испытуемой модельной жидкости, кг/м³	750–950
Режим работы стенда	Периодический, автоматизированный
Режим управления:	
а) основной технологической запорной арматурой, насосными агрегатами	а) дистанционный, автоматизированный
б) вспомогательной, дренажной запорной арматурой	б) ручной

XX Юбилейный Международный Форум  
**ГАЗ РОССИИ 2022**  
**ПОВОРОТ НА ВОСТОК**  
 Российское Газовое Общество

400+ УЧАСТНИКОВ | 15-16 ДЕКАБРЯ | RADISSON COLLECTION HOTEL MOSCOW

**ПРОГРАММА ФОРУМА**

15 декабря 2022

**ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ**  
 «Настоящее и будущее газовой отрасли»

**ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ**  
 «Внутренний рынок газа. Необходимость преобразований»

**ПАНЕЛЬНАЯ ДИСКУССИЯ**  
 «Российский газ на мировых энергетических рынках. Восточный вектор развития»

**СПИКЕРЫ МЕРОПРИЯТИЯ**



**Павел Завальный**  
 Председатель комитета ГД РФ по энергетике, Президент РГО



**Павел Сорокин**  
 Первый Заместитель министра энергетики РФ



**Анатолий Яновский**  
 Помощник руководителя Администрации Президента РФ



**Кирилл Молодцов**  
 Председатель редакционного совета журнала «Нефтегазовая Вертикаль»



**Сергей Густов**  
 Генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз»



**Алексей Кулапин**  
 Генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство»

Партнер мероприятия:



По вопросам участия:  
 E-mail: [vegara@gazo.ru](mailto:vegara@gazo.ru) / [journal@gazo.ru](mailto:journal@gazo.ru) (для СМИ)  
 Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86



Для участия в мероприятии необходимо пройти регистрацию на сайте форума

[WWW.GAZO.RU](http://WWW.GAZO.RU)

Информационная поддержка:



**ОПЕРАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Передайте свои сети нам в обслуживание, и мы выполним весь комплекс необходимых мероприятий для их надёжной и безопасной работы:

- Контроль и поддержание работоспособного состояния сети
- Выявление на ранних стадиях имеющихся дефектов и предпосылок к ним
- Регулирование напряжения трансформаторов
- Оперативное реагирование при авариях и устранение дефектов
- Производство плановых и внеплановых переключений и другое



Обслуживает

**47**

тысяч подстанций

**170**

тысяч км ЛЭП

**0,4–220 кВ**

классом напряжения

DOI 10.46920/2409-5516-2022\_12178\_35

EDN: BBSTSD

**Как российское решение на базе AR-технологий помогает «ТАНЕКО» обеспечивать надёжность источников бесперебойного питания на заводе**

Дмитрий СИРОТКИН  
 Главный инженер проекта «Мобильный ТОиР»  
 e-mail: [dmitrii.sirotkin@digitaltwin.ru](mailto:dmitrii.sirotkin@digitaltwin.ru)

Нефтеперерабатывающая промышленность России имеет весомое значение как на внутреннем, так и на мировом рынке. Большое влияние на структуру производства и качество нефтепродуктов оказывают технологические процессы, а также обеспечение эффективности и безопасности.

АО «ТАНЕКО» – современное предприятие нефтеперерабатывающей отрасли России, имеющее стратегическое значение для развития экономики Татарстана. «ТАНЕКО» входит в состав ПАО «Татнефть», одной из крупнейших российских нефтяных компаний. Сегодня «ТАНЕКО» производит



Танеко

Источник: «ТАНЕКО»

около 20 видов высококачественного топлива: автомобильные бензины АИ-92, АИ-95, АИ-98, дизельное топливо «Евро – 5» и первое в России незамерзающее топливо «Арктик», авиационный керосин, масла для разных двигателей и др.

### Задача и поиск решения

Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) «Танеко», находящийся в Нижнекамске, является одним из самых современных заводов в России с точки зрения оборудования и технологий, которые используются в процессе переработки нефти. Для него важна непрерывность и надежность работы всех производственных технологических систем. Бесперебойная работа автоматизированных систем, управляющих оборудованием завода, происходит благодаря источникам бесперебойного питания (ИБП). Они обеспечивают непрерывность электропитания посредством использования альтернативного источника энергии для автоматизированных систем, отвечающих за управление технологическим процессом переработки нефти. Если

электроснабжение прекращается, ИБП берут на себя поддержку систем, гарантируя, что завод продолжит работу. При этом любые перебои в электроснабжении могут привести к выходу из строя критически важного оборудования, финансовым потерям и ущербу для репутации компании. Так, например, один час простоя установки первичной переработки нефти (ЭЛОУ АВТ) стоит заводу 2 млн рублей.

Поэтому так важно быстро и правильно реагировать на нестандартную ситуацию и оперативно устранить неисправность. Сделать это часто мешает человеческий фактор. Несмотря на то, что за мониторинг систем отвечают специально подготовленные люди, всегда существует риск пропустить предупреждающие сигналы об аварии из-за большого количества оборудования. А ситуации, когда оборудование неисправно, а счет времени для решения проблемы идет на минуты, не являются типовыми для инженера по обслуживанию оборудования. Ему необходимо в условиях стресса оперативно понять суть и решать не очевидную проблему с неисправным шкафом, находящимся под высоким напряжением.

Для решения этих вопросов и поддержания надежности работы ИБП в «ТАНЕКО»

решили внедрить систему, которая позволила бы минимизировать производственные риски и предотвратить незапланированные простои.

Первоначально специалисты «ТАНЕКО» рассматривали несколько технологий, включая виртуальную (VR) и дополненную реальность (AR). Однако VR-технология не помогала в работе с реальным оборудованием, поскольку взаимодействие с оборудованием происходит в виртуальном пространстве. Кроме того, передвигаться по территории завода с надетыми VR-очками, закрывающими обзор, небезопасно. AR, в свою очередь, позволяет работать с реальным оборудованием и получать дополнительную информацию, недоступную инженерам в производственных помещениях. Поэтому после оценки предложений на рынке специалисты «ТАНЕКО» решили остановиться на технологии дополненной реальности. Было выбрано отечественное решение ServiceVizor, разработанное компанией «Моделирование и цифровые двойники» (АО «МЦД»).

### Запуск проекта

ServiceVizor – это решение для автоматизации бизнес-процессов сервисного обслуживания на основе дополненной реальности. Он предназначен для помощи техническому персоналу, создания цифровой базы знаний по ТОиР, регистрации дефектов и аварий, а также анализа критичности последствий отказов на цифровой технологической модели. На объекте «ТАНЕКО» технология была внедрена для информационного сопровождения и обучения инженеров автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), автоматизации процессов обслуживания критически важного оборудования. С её помощью инженерам на объекте доступна дополнительная информация про оборудование в виде виртуальных датчиков, мнемосхем с цветовой индикацией показаний контрольно-измерительных приборов (КИП) и наглядная визуализация в виде точной 3D-копии оборудования. В AR специалисты могут увидеть внутренние элементы шкафа, где подсвечены силовые линии, по которым

НПЗ «ТАНЕКО»

Источник: sdelanounas.ru



в данный момент протекают токи и напряжение.

Совместная работа с «ТАНЕКО» началась с проработки демо-проекта. Специалистам нужно было подобрать и протестировать такой сценарий, при котором система будет максимально полезна и эффективна для НПЗ. Сотрудники НПЗ имитировали аварийную ситуацию, при которой происходит сбой в системе одного из ИБП. После этого было необходимо оценить реакцию ServiceVizor и его вклад в устранение проблемы. Тест показал, что сочетание дополненной реальности с интерактивными электронными техническими руководствами в ServiceVizor позволило



«Татнефть», «ТАНЕКО»  
Источник: sdelanounas.ru

специалистам быстро и правильно отреагировать на эту аварию.

Подготовка к демо-проекту велась 2 месяца и включала, в первую очередь, разработку 3D-модели шкафа и ассистирующей среды в дополненной реальности. Создание первичной 3D-модели выполнялось полностью специалистами АО «МЦД» по документации из открытых источников. В целом, по оценке специалистов компании «Моделирование и цифровые двойники», срок разработки модели может занимать от недели до месяца и зависит от объекта, его доступности, уровня детализации и данных, предоставляемых заказчиком. При создании более детализированной модели специ-

алисты «МЦД» применили технологию фотограмметрии, провели сканирование объекта, получили облако точек и на его основе воссоздали геометрию реального оборудования.

Специально для НПЗ ServiceVizor был кастомизирован – это позволило настроить его интерфейс под конкретные потребности «ТАНЕКО» в соответствии с их бизнес-процессами и стратегиями обслуживания оборудования. Учитывая тот факт, что на НПЗ используется учетная система 1С ТОиР, в качестве дополнительной задачи для ServiceVizor стала интеграция с 1С. Был определен объем информации, необходимой для передачи данных между 1С ТОиР и ServiceVizor, после чего связь была налажена.

### Устранение аварий с помощью дополненной реальности

Совместно с «ТАНЕКО» эксперты «МЦД» проработали разные инструкции, которые можно использовать как первую помощь при различных видах аварий. Раньше, в зависимости от аварии, персоналу приходилось самостоятельно оценивать ситуацию, выбирать алгоритм действий и тратить время на принятие решений. В ServiceVizor за каждую аварию и проблему отвечает отдельная инструкция, которая сразу дает рекомендации по действиям, необходимым для ее максимально быстрого устранения. Более того, при возникновении аварии все ответственные лица получают соответствующие уведомления о месте и источнике аварии, а также краткое описание ее возможных причин. Основываясь на опыте сотрудников НПЗ и технической документации на оборудование, в конфигурации системы строго определены сценарии и меры по устранению каждой возможной аварии. Если случится какая-либо неисправность, система мгновенно предупредит о ней, тем самым уменьшая масштабы последствий и обеспечивая технический персонал четкой последовательностью действий для ее устранения. В результате это сократит время простоя оборудования, а система полностью себя окупит. В «ТАНЕКО» уже зафиксировали первые результаты – если без системы ServiceVizor общее время устранения аварии составляло 31 мину-

ту 13 секунд, то теперь на это уходит 16 минут 29 секунд.

Технология дополненной реальности в ServiceVizor позволяет в ходе работы видеть внутренние узлы и компоненты шкафа, которое обычно недоступны взгляду, и оценивать их техническое состояние. Например, наведя планшет на шкаф ИБП, техник видит в режиме наложения точную схему силовых линий. При этом участки под напряжением подсвечены на экране в соответствии с силой тока на линии в данном режиме работы шкафа. Это способствует безопасности техника, крайне важной в нештатной ситуации.

ServiceVizor может работать на любом мобильном решении – смартфонах Android и iOS, специализированных планшетах и промышленных 2D и 3D-очках дополненной и смешанной реальности (MR). На НПЗ в качестве оборудования для AR используется мобильный планшет как наиболее подходящий для обходов и быстрого принятия решений. В отличие от очков, планшет позволяет вывести на экран больше дополнительной информации о замерах, снять больше показаний и зафиксировать дефекты.

В «ТАНЕКО» систему уже протестировал как технический персонал, так и руководство службы эксплуатации АСУ ТП. ServiceVizor теперь ежедневно используют в работе инженеры по обслуживанию. Одно из преимуществ, которые они выделили – возможность увидеть то, что недоступно человеческому глазу. Они также отметили простоту использования решения. Достаточно подойти к шкафу, идентифицировать оборудование по QR-коду, сопоставить контур модели на мобильном устройстве с контуром реального шкафа и загрузить все элементы дополненной реальности.

«Это наш первый опыт применения AR-технологий на производстве. Хотя ServiceVizor внедрен не так давно, мы уже видим положительные результаты. Наиболее важные из них – сокращение времени реагирования на нештатную ситуацию, оперативное уведомление о переключениях и выходе за аварийные значения значимых параметров оборудования. С помощью системы ServiceVizor инженеры могут владеть большей информацией о текущем состоянии оборудования и быстро устранять неисправности. Сотрудники бригады сменных инженеров-электроников теперь постоянно используют это решение для ра-

боты», – комментирует Ашрафзянов Руслан Талгатович, начальник службы ТПЭ АСУТП, АО «ТАНЕКО».

### О компании «Моделирование и цифровые двойники»

АО «Моделирование и цифровые двойники» (АО «МЦД») – ведущий поставщик отечественных и зарубежных инженерных решений. Компания занимается лицензированием, внедрением и техническим сопровождением программных продуктов российских и иностранных разработчиков для численного моделирования. АО «МЦД» оказывает клиентам учебно-консультационные,



Старт начала промышленной отгрузки автомобильных бензинов на «Танеко 5»  
Источник: «ТАНЕКО»

инженерные и ИТ услуги, включая многодисциплинарные инженерные расчеты, разработку и автоматизацию расчетных методов и расчетных процессов, адаптацию и интеграцию ПО, развертывание и настройку высокопроизводительных вычислительных ресурсов. Компания также предлагает собственные высокоэффективные программные продукты и комплексные услуги по созданию цифровых двойников, обеспечивая предприятия эффективными решениями для проектирования, диагностики и прогноза состояния промышленного оборудования.

Компания помогает клиентам внедрять новые технологии Индустрии 4.0 на промышленном уровне и предлагает комплексные услуги по созданию цифровых двойников.

# Оценка перспектив разработки метаноугольных пластов ЦХП

## Prospect Assessment for Coalbed Methane Reservoirs Development in the Central Khoreyver uplift

Олег АНИСИМОВИЧ

Нач. управления разработки месторождений  
НТЦ АО «ВНИИнефть»

Oleg ANISIMOVICH

Head of the Development Department of the Scientific and Technical Center of JSC «VNIIneft»

Тимофей БАРАНОВ

Тех. советник управления геологии  
НТЦ АО «ВНИИнефть»

Timofey BARANOV

Technical Advisor of the Department of Geology of the Scientific and Technical Center of JSC «VNIIneft»

Антон ЕСАУЛОВ

Тех. советник управления разработки НТЦ АО  
«ВНИИнефть»

Anton ESAULOV

Technical Advisor of the Development Department of the Scientific and Technical Center of JSC «VNIIneft»

Дмитрий ОВЧИННИКОВ

Нач. управ. по геологии и геологоразвед. работам  
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Dmitry OVCHINNIKOV

Head of Department for Geology and Geological Exploration, LLC JC «RUSVIETPETRO»

Денис ПОНОМАРЕНКО

Нач. отдела повышения нефтеотдачи пластов  
и новых технологий ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Denis PONOMARENKO

Head of the department for enhanced oil recovery and new technologies of LLC JC «RUSVIETPETRO»

Александр АНДРЕЕВ

Начальник отдела геологического проектирования  
и моделирования ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Alexander ANDREEV

Head of the Department of Geological Design and Modeling, LLC IC «RUSVIETPETRO»

Станислав СЕНИН

Главный геолог-заместитель генерального  
директора ООО «ТП НИЦ»

Stanislav SENIN

Chief Geologist –  
Deputy General Director TP NIC

Аннотация. В связи с низким газосодержанием нефти по месторождениям Центрально-Хорейверского поднятия, а также значительным расходом попутного газа на собственные нужды, по мере выработки запасов нефти возникает вопрос обеспечения промысла газом. Одним из перспективных источников газа могут являться угольные пласты. В связи с этим, был выполнен комплексный прогноз газоносности угольных отложений на месторождениях ООО «СК «Русвьетпетро» с привлечением современных методов исследования. По проведенным исследованиям получены ресурсы и прогнозный профиль добычи метана угольных пластов.

*Ключевые слова:* метан угольных пластов, нижнепермские отложения, метаноемкость, бассейновое моделирование, исследование керна на метаноемкость, ресурсы, гидродинамическое моделирование.

Abstract. Due to the low gas-oil ratio in the fields of the Central Khoreyver uplift, as well as the significant consumption of associated gas for the needs of the Operator the issue of providing gas to the field arises. Coal layers can be one of the prospective sources of natural gas. In this regard, a comprehensive forecast was made for the gas saturation of coals at the fields of JV «Rusvietpetro». Based on the studies, resources and rough profile of coal-bed methane production for vertical and horizontal wells were obtained.

*Keywords:* coalbed methane, lower Permian deposits, methane capacity, basin modeling, core study for methane capacity, resources, hydrodynamic modeling.



### Изучение угленосности и, тем более, газоносности нижне-верхнепермских отложений не входило в круг задач, решаемых нефтяными скважинами

#### Введение

Площадь исследования расположена в Центрально-Хорейверской впадине в районе деятельности «РУСВЬЕТПЕТРО», где ведется добыча из позднедевонских залежей нефти. Всего на площади исследования 13 месторождений. Залежи нефти расположены на глубине 3000 м. Выше по разрезу на глубине 1500 м залегают нижнепермские терригенные отложения, включающие в себя пропластки углей.

Известно, что газ (преимущественно метан) в угленосных отложениях находится в нескольких состояниях:

- адсорбированном на поверхности угольного вещества;
- рассеянном в угольном веществе в форме твердого угле-газового раствора;
- свободном – в трещинах, форменных пустотах в матрице угля, а также в песчаных пластах, переслаивающихся с углем;
- водорастворенном – так же в пустотном пространстве пород.

Основное количество газа содержится в сорбированном, т. е. связанном виде, доля свободного газа составляет 2–12 % от общего газосодержания угленосной толщи. [1]

Угленосность нижне-верхнепермских отложений на северо-востоке Европейской части РФ наиболее хорошо изучена в пределах Печорского угольного бассейна. Угленосные отложения занимают площадь около 90 тыс. км<sup>2</sup>. Промышленная угленосность связана с отложениями воркутской и печорской серий, общая мощность которых составляет от 0,5 км на западе до 4,5–5 км на северо-востоке бассейна.

Кроме этого, многочисленные проявления выявлены в Хорейверской впадине (Макариха-Салюкинская антикли-

нальная зона, Центральнo-Хорейверское поднятие), Варандей-Адзввинской структурной зоне и в пределах Печоро-Колвинского авлакогена [2].

На территории деятельности нефтегазодобывающих предприятий в скважинах, пробуренных на нефть, отмечались пласты углей на большом числе площадей. К сожалению, изучение угленосности и, тем более, газоносности ниже-верхнепермских отложений не входило в круг задач, решаемых нефтяными скважинами. В этой связи керн в данном интервале разреза отбирался эпизодически, а комплекс ГИС был недостаточным для расчленения угленосного разреза (так, как правило не выполнялся гамма-гамма плотностной каротаж – важнейший метод для выделения угольных пластов). Таким образом, угленосная толща оставалась регионально недоизученной.

### Интерпретация ГИС

Из всего пробуренного фонда на территории исследования (438 скв.) лишь в примерно 20 % скважин был прописан достаточный для интерпретации ГИС (87 скважин) в изучаемом интервале.

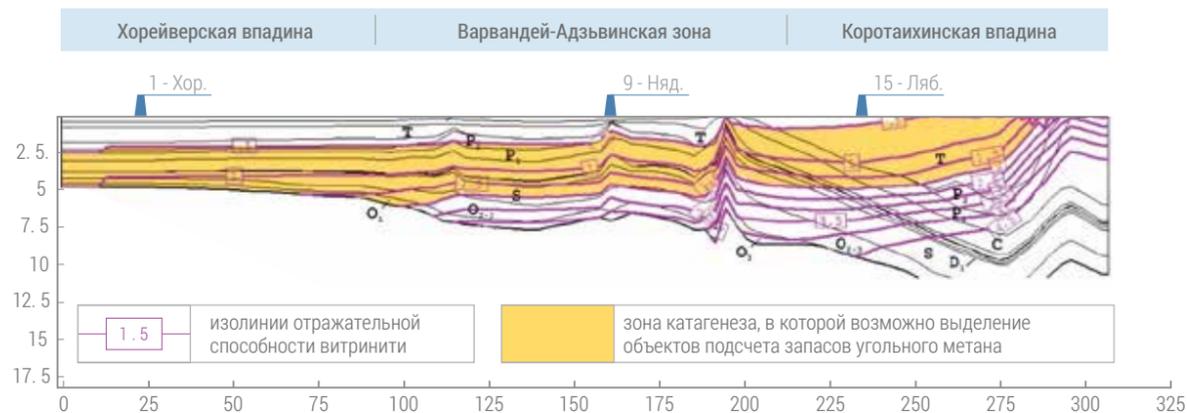
С целью оценки ресурсов угольного метана на месторождениях ЦХП произведён сбор и анализ данных ГИС в открытом стволе, ГТИ, керновых исследований в интервале отложений Пермской системы. В интервале интереса произведён каротаж в 87 скважинах месторождений ЦХП (Северо-Хоседаюское, Западно-Хоседаюское, Сихорейское, Северо-Ошкотынское, Северо-Сихорейское,

### Из-за низкого газосодержания нефти ЦХП и большим расходом ПНГ на собственные нужды возникает вопрос обеспечения промысла газом. Одним из источников могут являться угольные пласты

Висовое, Восточно-Сихорейское). Каротаж в интервале технической колонны представлен методами пористости (ГГКп, НК и ВАК) и, УЭС (ИК, БКЗ) и гамма-каротажем. Стоит отметить, что показания методов пористости, в целом, низкого качества, а метод ГГКп не может быть использован для замера объёмной плотности, так как приборы не были калиброваны в интервале ниже 2 г/см<sup>3</sup>. Однако данные ГИС позволяют уверенно выделить интервалы углей.

Выделение угольных пластов производилось на качественном уровне с привлечением всех имеющихся методов ГИС, а также анализируя данные газового каротажа и шлагограммы, как прямого источника информации о наличии угля в интервале интереса. В разрезе скважины угольные пласты резко отличаются от вмещающих горных пород низкой объёмной плотностью, высокими показаниями водородосодержания и сравнительно

Рис. 1. Пример двухмерной модели катагенетической зональности на современный момент времени



Северо-Хоседаюское месторождение

Источник: «РУСВЬЕТПЕТРО»

высокими УЭС. Средняя толщина углей в скважине составила 5 м, средняя толщина пропластка – 0,6 м. По результатам анализа интерпретации ГИС по всем скважинам выявлена высокая изменчивость пропластков углей по площади и по разрезу. Отложения накапливались в период континентального осадконакопления, угольные пропластки накапливались в виде линз по территории. По скважинам не коррелируются. Размер линз предположительно 500 м.

### При работе нефтегазовых компаний в скважинах, пробуренных на нефть, отмечались пласты углей на большом числе площадей, однако изучение угленосности ниже-верхнепермских отложений не велось

### Результаты бассейнового моделирования

Поскольку газы, сорбированные углем, имеют катагенную (метаморфогенную) природу, их количество напрямую зависит от степени катагенеза (метаморфизма) угля. Специалистами ТП НИЦ проведено бассейновое моделирование по районам развития угленосности.

На первом этапе работ выполнено одномерное моделирование термальной, катагенетической истории и генерации углеводородов при помощи программы Sedima, созданной на кафедре исторической геологии МГУ.

На Северо-Хоседаюской площади на протяжении пермского периода и последующего мезозоя имело место последовательное и постепенное погружение территории. Пластовые температуры в низах угленосных отложений верхней Перми вряд ли поднимались выше 60–65°C, но при этом они были более постоянны на протяжении мезозойской части геологической истории, что привело к медленному постепенному нарастанию катагенной преобразованности углей.

Площади	Воркутская	Интинская	Среднемакарихинская, Салюкинская	Северо-Хоседаюская (прогноз)
OCB R <sub>0</sub> ,%	0,86–1,14	0,51–0,52	0,51–0,65	0,52–0,58
Стадия катагенеза	МК <sub>2-3</sub>	МК <sub>1</sub>	МК <sub>1-2</sub>	МК <sub>1</sub>
Зольность, %	21,9–34,9	21,3–28,2	24,7–33,3	30
Влажность, %	1,6–2	5,0–7,6	6–10	8
Газоносность, м <sup>3</sup> /т	До 22–25	До 9–10	Не определялась	9,5

Таблица 1. Параметры угольных пластов по площадям-аналогам

Помимо одномерных моделей в рамках настоящей работы были построены три двумерные бассейновые реконструкции эволюции катагенеза в процессе геологической истории (рис. 1). Реконструкции выполнены на основе свободно распространяемого программного продукта Basin2.

Таким образом, в результате выполненных 1D и 2D бассейновых реконструкций спрогнозирован уровень катагенеза угленосных верхнепермских отложений Северо-Хоседаюской площади, не охарактеризованной фактическими замерами отражательной способности витринита. Катагенез

угленосной толщи ожидается соответствующим стадии МК<sub>1</sub> (длиннопламенные угли марки Д). Это дает основания для проведения параллелей по данному параметру с Интинской и Среднемакарихинской площадями, где угленосная толща претерпела в ходе своей геологической истории такое же катагенное воздействие.

На основании вышеприведенных данных можно считать обоснованным проведение аналогий по газоносности между Интинской площадью, где максимальная природная газоносность составляет 9–10 м<sup>3</sup>/т, и месторождениями ЦХП (таблица 1).

Таблица 2. Результаты исследования свойств углей по керну скважины 11310

Номер пробы	W <sub>a</sub>	A <sub>a</sub>	d, г/см <sup>3</sup>	Газоносность угля, м <sup>3</sup> /т
204–20К	4.60	37.10	1.82	4.58
205–20К	4.40	40.50	1.90	3.88
206–20К	7.40	32.40	1.75	5.67
209–20К	4.70	34.42	1.74	3.82
210–20К	4.20	31.90	1.72	4.10
211–20К	5.10	41.30	1.85	3.95
214–20К	3.30	42.80	1.88	4.41
Мин	3.30	31.90	1.72	3.82
Среднее	4.81	37.20	1.81	4.34
Макс	7.40	42.80	1.90	5.67

## Отбор и исследования керна

Для выполнения работ по отбору керна и испытанию метаноугольных пластов была выбрана новая скважина № 11310 Северо-Хоседаюского месторождения.

Для изучения свойств углей пермских отложений привлечена компания АО «Метан Кузбасса», силами которой в интервале 1983–2156 м отобрано 11 керногазовых проб для изучения газоносности по методу десорбционных тестов (канистр-тестов) и 1

Выполненные керновые исследования позволили оценить параметры угольных пластов месторождений ООО «СК «РУС-ВЬЕТПЕТРО», а также показали, что в связи с очень низким давлением десорбции газа для его добычи необходимо создание максимально низких забойных давлений.

В той же скважине № 11310 было выполнено испытание метаноугольных пластов совместно с переслаивающимися с ними песчаниками в интервале 2931,6–3013 м.



Работа «ЗН»

Источник: «Зарубежнефть»

проба для проведения изотермического тестирования сорбционных свойств угля.

Показатели газонасыщенности и критического давления десорбции газа являются наиболее важными критериями для определения перспективы добычи метана из угольных пластов.

По параметрам в результате исследования получены значения, близкие к принятым по аналогам (таблица 2).

Для угольного пласта в скважине 11310 показатель газонасыщенности находится в диапазоне от 24,3 до 24,8 %, критическое давление десорбции от 1,08 до 1,22 МПа, средняя газоносность 4,4 м<sup>3</sup>/т с. б. м, что в целом соответствует значениям для Интинского месторождения (3–10 м<sup>3</sup>/т).

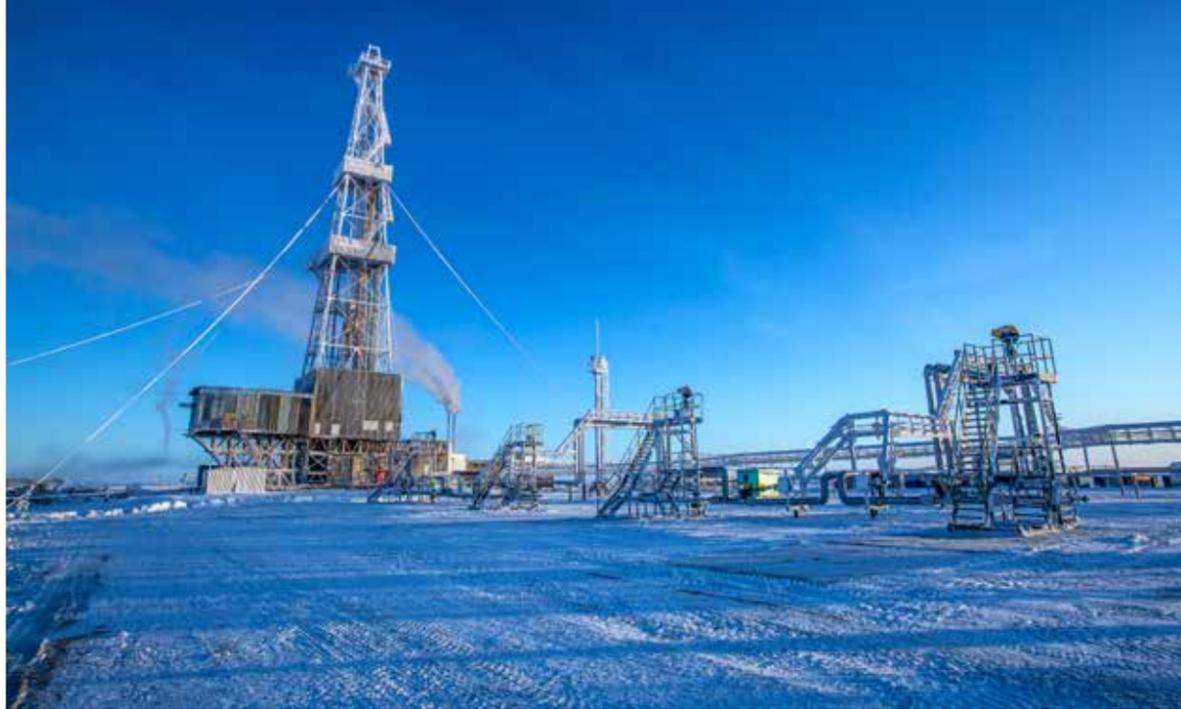
При начальной депрессии 49,1 кгс/см<sup>2</sup> за 30 мин открытого периода в бурильные трубы поступил приток пластовой воды, уд. весом 1,03 г/см<sup>3</sup> (полевой замер) в объеме 0,16 м<sup>3</sup>.

Средний коэффициент продуктивности составил 0,16 (м<sup>3</sup>/сут)/(кгс/см<sup>2</sup>). Дебит при средней депрессии 47,5 кгс/см<sup>2</sup>–7,6 м<sup>3</sup>/сут.

При испытании ожидаемо не был получен приток газа в связи с тем, что не было достигнуто давление десорбции.

## Оценка ресурсов по площади

Объектом подсчета принят интервал пермских отложений, где выделяются углистые пропластки. Этот интервал при-



Буровая на ЦХП

Источник: «РУСВЬЕТПЕТРО»

урочен к отражающим горизонтам: кроля пермской системы (ОГ А\_1) и подошва артинского яруса пермской системы (ОГ Ia).

Для задач оценки ресурсов газа (метана угольных пластов) использована методика подсчета, утвержденная в документе «Временные рекомендации по подсчету МУП ..., 2014» [3], где для расчета запасов метана используется произведение сухой беззольной массы угля в подсчетном блоке и метаноемкости, рассчитанной на сухую беззольную массу.

Для расчетов ресурсов использованы данные интерпретации ГИС, данные анализа газоносности пермских толщ совместно с результатами моделирования катагенетического преобразования изучаемых отложений, данные исследования керна в скважине 11310. Из интерпрета-

ции ГИС получено распределение толщин пропластков по 87 скважинам. Из анализа газоносности и результатов бассейнового моделирования определены аналоги и получены значения подсчетных параметров: метаноемкости, зольности и влажности. По результатам исследования керна из скважины 11310 уточнены средние параметры свойств углей: метаноемкости (4,34 м<sup>3</sup>/т), зольности (37,2%), влажности (4,81%) и плотности (1,81 г/см<sup>3</sup>).

В ПО Petrel в модуле Map-Based Volume calculation рассчитано 1000 реализаций для каждого лицензионного участка. Для расчетов использованы доступные параметры с необходимыми модификаторами (Метаноемкость – пористость; Плотность – Во).

Расчеты проведены в пределах 13 лицензионных участков. Варьируемые параметры: толщина (параметры картопостроения: вариограмма и STD), метаноемкость и плотность.

В результате расчетов получены распределения ресурсов по каждому участку. По распределению определены перцентили P10, P50 и P90.

Поскольку подсчетные параметры пласта охарактеризованы исследованиями керна по одной скважине, параметры расчета примерно одинаковы и площадь лицензионного участка отражает максимальные и минимальные ресурсы при сравнении участков. Исходя из сравнения толщин пропластков углей по текущей вы-

**Всего на ЦХП 13 месторождений. Залежи нефти расположены на глубине 3000 м. Выше по разрезу на глубине 1500 м залегают нижнепермские терригенные отложения, включающие в себя пропластки углей**

борке зона Висового месторождения имеет наибольшие толщины пропластков углей (среднее 7,9 м).

В сумме по категории P90 (консервативная оценка) ресурсы оценены в 9 970 млн м<sup>3</sup>, по категории P50 – 25 684 млн м<sup>3</sup>, по категории P10 (оптимистичная оценка) – 45 517 млн м<sup>3</sup>.

### Гидродинамическая секторная модель

Задача прогнозирования добычи газа на текущем этапе исследований не может быть решена методом аналогии, поскольку опыт промышленной разработки метаноугольных пластов обычно ограничивается меньшими глубинами [4]. Метод моделирования с привлечением гидродинамического симулятора, несмотря на продвинутое возможности математического аппарата, также не дает точной оценки перспектив, поскольку не основывается на фактических замерах проницаемости или продуктивности пластов.

Целью построения секторной гидродинамической модели является создание методологической основы и исследования принципов описания объекта. Модель в качестве инструмента позволяет выявить ключевые параметры, на которые следует обратить внимание при дизайне ГРП, конструкции скважин и планируемых режимов эксплуатации скважин.

### Задача прогнозирования добычи газа на текущем этапе исследований не может быть решена методом аналогии, т. к. опыт разработки метаноугольных пластов обычно ограничивается меньшими глубинами

По мере сборки секторной модели метаноугольных пластов Центрально-Хорейверского выявлены необходимые данные и опции, которые должны быть учтены: геомеханические свойства углей, изменение проницаемости трещинной среды от давления [5], точная геометрия ГРП и зависимости адсорбционной возможности пород (рис. 2). Помимо этого, модель должна быть комбинированного типа, что означает включать терригенный коллектор с традиционными методами учета сжимаемости порового пространства и литологию угля со специфичным методом учета метаноемкости и раскрытия трещин (модель изменения пористости/проницаемости трещин Palmer-Mansoori [6]).

Гидродинамическая модель описывает следующий механизм работы угольно-

Добыча и подготовка нефти Центрального Хорейверского поднятия

Источник: «РУСВЬЕТПЕТРО»



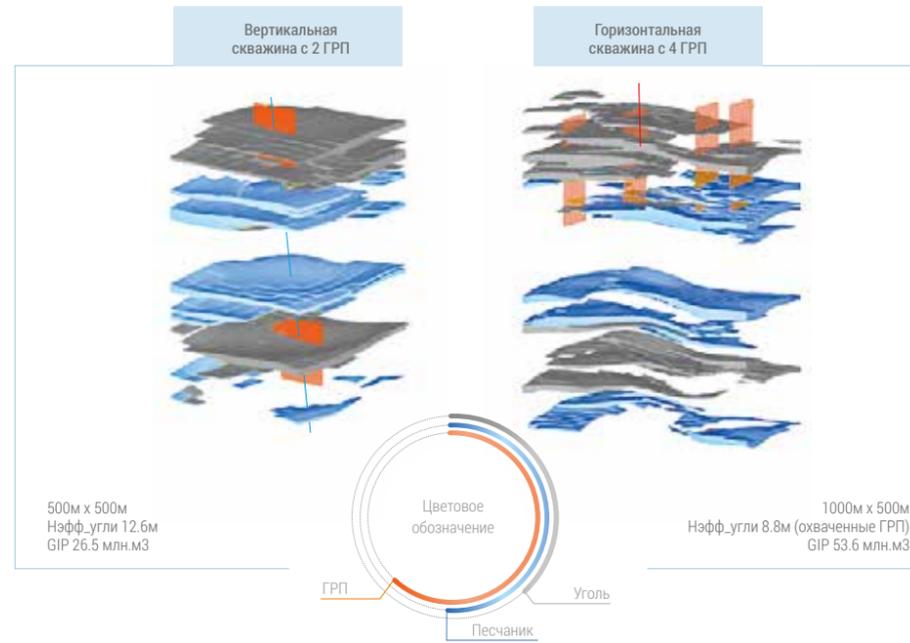


Рис. 2. Секторные модели нижнепермских отложений

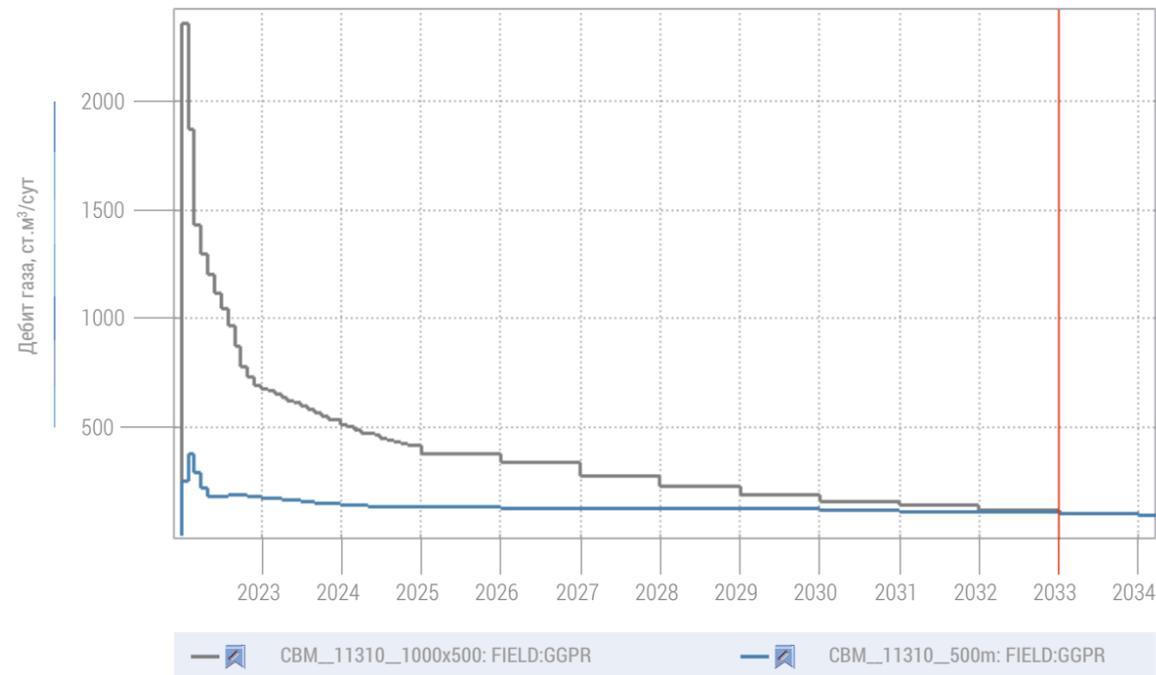


Рис. 3. Профили добычи газа по вертикальной и горизонтальной скважинам



Месторождение ЦХП

Источник: «Зарубежнефть»

го пласта: при создании депрессии начинает работать трещиноватая, изначально водонасыщенная среда; при снижении забойного давления ниже давления десорбции, начинается выделение газа из объема угля, его переход в трещины и последующая добыча совместно с водой. Вода из терригенных пропластков в случае вскрытия трещинами ГРП добывается согласно стандартной модели фильтрации.

В качестве исходных данных для моделирования приняты результаты испытаний скважины 11310 Северо-Хоседаюского месторождения и результаты сорбционных исследований керна.

Накопленная добыча газа за 10 лет для вертикальной скважины с двумя ГРП оценивается на уровне 0,5 млн м<sup>3</sup>.

Накопленная добыча газа за 10 лет для горизонтальной скважины (800 м.) с четырьмя ГРП оценивается на уровне 1,6 млн м<sup>3</sup> (рис. 3).

## Заключение

Таким образом проведена комплексная работа по изучению перспектив газоносности метана угольных пластов на месторождениях ЦХП:

1. Выделены в скважинах с достаточным ГИС угольные пропластки в интервале нижнепермских отложений.
2. С помощью бассейнового моделирования подобраны аналоги для подсчетных параметров.
3. Параметры верифицированы исследованием на собственном керне.
4. Посчитаны ресурсы по участкам.
5. Построена гидродинамическая секторная модель.
6. Оценен возможный профиль добычи газа из угольных пластов.

## Использованные источники

1. Сластунов С.В. Структура угольного пласта и особенности извлечения угольного метана / С. В. Сластунов, К. С. Коликов, А. В. Агарков // Газовая промышленность (спецвыпуск). № 633, 2009. С. 70–73.
2. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицин [и др.] – М., 2002.
3. Временные методические рекомендации по подсчету запасов и оценке ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого / ФБУ ГКЗ. – 2014.
4. Пармузин П.Н. Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов: монография. – Ухта: УГТУ, 2017.
5. Gu F. Sensitivity Study of Coalbed Methane Production With Reservoir and Geomechanic Coupling Simulation / F. Gu, R.J. Chalaturny.
6. Palmer I. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model / Ian Palmer and John Mansoori. - Amoco Tulsa Technology Center. - SPE 36737.

# Угольная промышленность как гарантия энергобезопасности и устойчивого развития России

## The coal industry as a guarantee of energy security and sustainable development of Russia

Пётр БОБЫЛЕВ

Директор департамента угольной промышленности Министерства энергетики Российской Федерации  
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Petr BOBYLEV

Director of the Coal Industry Department,  
Ministry of Energy of the Russian Federation  
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Конвейер в угольной шахте

Источник: artfotoss / depositphotos.com



Аннотация. Цели устойчивого развития ориентированы на снижение социального неравенства, улучшение качества жизни, условий труда, доступности и экологичности энергии и социальных услуг, поиск оптимального баланса достижения всех ЦУР является ключевой мировой задачей. На фоне глобальных усилий стран по достижению ЦУР 1 (ликвидация нищеты), 2 (ликвидация голода), 7 (недорогая и чистая энергия для всех), 12 (устойчивое потребление и производство) и 13 (борьба с изменением климата), уголь остается одним из основных видов топлива в структуре производства энергии в мире, в первую очередь за счет сравнительно невысокой стоимости и относительной равномерности распределения его запасов в мире. Только за последние 20 лет добыча угля выросла на 70 %, до 8 млрд т. По информации Мирового энергетического агентства, по итогам 2021 г. на его долю в мировом энергетическом балансе приходилось 36 % производства всей тепловой и электрической энергии. Угольная промышленность России вносит значительный вклад в достижение целей устойчивого развития, а также энергобезопасности страны.

*Ключевые слова: энергопереход, цели устойчивого развития, устойчивая энергетика, климатическая политика, экологически чистая угольная генерация.*

Abstract. The Sustainable Development Goals are focused on reducing social inequality, improving the quality of life, working conditions, accessibility and environmental friendliness of energy and social services, finding the optimal balance for achieving all the SDGs is a key global challenge. Against the backdrop of global efforts by countries to achieve SDG 1 (poverty eradication), 2 (zero hunger), 7 (affordable and clean energy for all), 12 (sustainable consumption and production) and 13 (climate change), coal remains one of the main fuels in the world's energy mix, due to the relatively low cost and relative uniformity of the distribution of its reserves in the world. Over the past 20 years alone, coal production has grown by 70%, to 8 billion tons. According to the World Energy Agency, by the end of 2021, its share in the global energy balance accounted for 36% of the production of all heat and electricity. The Russian coal industry makes a significant contribution to achieving sustainable development goals, as well as the country's energy security.

*Keywords: energy transition, sustainable development goals, sustainable energy, climate policy, environmentally friendly coal generation.*

Резолюция, принятая Генеральной Ассамблеей ООН в 2015 г. «Преобразование нашего мира: повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 г.», определяет курс на обеспечение построения экономически, социально и экологически устойчивого будущего для нашей планеты, нынешнего и будущих поколений. Указанный документ провозглашает комплексный и неделимый характер всех семнадцати целей устойчивого развития, реализация которых обеспечивает сбалансированное развитие всего населения планеты. Одновременно с этим в мире наблюдается все более пристальное внимание именно экологическому, а позднее только климатическому фактору, через призму которого оценивается деятельность хозяйствующих субъектов во всех сферах деятельности, включая компании топливно-энергетического комплекса.

В этих условиях добыча, производство, транспортировка и сжигание угля, а также утилизация продуктов его сжигания уже давно находятся в поле зрения в мировой общественности как отрасли – эмитента парниковых газов, оказывающей воздействие на окружающую среду.

Вместе с тем потребление угля в мире стабильно растет. Только за последние 20 лет оно выросло вдвое, до 8 млрд т. Угольная энергетика в мире – это 36 % производства всей тепловой и электрической энергии – основного элемента переменных затрат, учитываемого при производстве абсолютно любого товара или услуги. В ряде стран, таких как Китай, генерация на основе угля достигает 60 %, в Индии – 69 %. Кстати, в России доля «угольной» генерации около 13 %, а в целом по своей структуре российская электроэнергетика является в значительной мере низкоэмиссионной. Уже



Березовский разрез

Источник: «СУЭК»

сейчас более 40 % электроэнергии в России вырабатывается источниками энергии без выброса парникового газа в атмосферу (АЭС, ГЭС, ВИЭ). Доминирующим источником энергии является газ – порядка 46 %. Стабильное потребление угля в мировой энергетике в первую очередь обусловлено экономическими факторами.

В связи с тем, что уголь является одним из самых дешевых источников энергии, он играет значительную роль как в себестоимости всех энергоёмких видов продукции, так и в обеспечении населения недорогой тепловой и электрической энергией, тем самым увеличивая покупательскую способность. А это в полной мере соответствует целям устойчивого развития 1 и 2.

Наряду с «зелёной» повесткой в России и в мире всё чаще встает вопрос о достижении баланса обеспечения энергоэкологической безопасности энергетики и доступности энергии для всех слоев населения. Стремление стран совершить так называемый «энергопереход» дает значительный импульс развитию возобновляемых источников энергии. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), установленная мощность ВИЭ в 2020 г. составляла 2,8 ТВт. Рост по отношению к 2019 г. достиг 10,2 %, а за последние

4 года среднегодовой прирост составил порядка 8,6 %. Приведенные статистические данные подтверждают успешное применение альтернативных источников в энергетике, однако отчет ООН «на пути достижения ЦУР 7 и нулевые выбросы» иллюстрирует, что на сегодняшний день порядка 800 млн человек в мире вообще не имеют доступа к электрической энергии. По разным оценкам, от 2 до 3 млрд человек испытывают нехватку в этом ресурсе. По этой причине цель устойчивого энергетического будущего стоит рассматривать во взаимосвязи реальных проблем социально-экономического развития разных стран. С учетом роста населения планеты достичь

**Потребление угля в мире стабильно растет. За последние 20 лет оно выросло вдвое, до 8 млрд т. Угольная энергетика в мире – это 36 % производства всей тепловой и электрической энергии**

**Угольная промышленность в России – это 1 % ВВП страны, 143 тыс. прямых рабочих мест и около 500 тыс. с учетом смежных отраслей, это 29 моногородов с населением более 1,5 млн человек**

ликвидации «энергетической бедности» без использования угля и углеводородов в энергетике как минимум к 2050 г. представляется невыполнимой задачей.

Угольная промышленность России как ветвь топливно-энергетического комплекса (ТЭК) строго нацелена на реализацию ключевой цели энергобезопасности – обеспечение защищенности экономики и населения страны от условий и факторов, создающих возможность нанесения ущерба энергетике, которые конкретизируются в основных документах стратегического планирования: Доктрине энергетической безопасности, Стратегии экологической

безопасности, Стратегии экономической безопасности и других отраслевых и межотраслевых документов. В совокупности эти документы формируют систему официальных взглядов в сфере обеспечения национальной безопасности страны. Под ущербом энергетической безопасности понимаются последствия, повлекшие причинение вреда жизни и здоровью граждан, рост цен (тарифов) на продукцию организаций ТЭК и услуги в сфере энергетики, а также ухудшающие финансово-экономическое состояние организаций ТЭК. Уменьшение налоговых, таможенных и иных платежей в бюджет Российской Федерации со стороны организаций ТЭК также является угрозой энергобезопасности.

Угольная промышленность в России – это 143 тыс. рабочих мест и около 500 тыс. с учетом смежных отраслей, 29 моногородов с населением более 1,5 млн человек. С точки зрения экономики страны уголь – это 1 % ВВП, 17 % экспорта угля в мире (223 млн т). Еще 10 лет назад этот показатель был на уровне 10 % от мирового экспорта. На сегодняшний день Россия замыкает тройку мировых лидеров стран экспортеров угля. Налоговые отчисления в бюджет в 2021 г. достигли 131 млрд руб. (с учетом социальных отчислений –

Бородинский разрез

Источник: «СУЭК»



**Запасы угля в РФ достигают 173 млрд т. Страна занимает 2 место в мире по этому показателю. С учетом текущего объема добычи в 440 млн т в год, этих запасов хватит на 370 лет**

175 млрд руб.) Производительность труда рабочего по добыче неуклонно растет, как и среднемесячная заработная плата (+ 16 % к прошлому году).

Наличие угля в топливно-энергетическом балансе повышает энергетическую безопасность и надежность энергоснабжения. С точки зрения энергетики в 2021 г. добыча угля в стране достигла почти 440 млн т, на экспорт было отправлено более 223 млн т. Внутреннее потребление составило почти 184 млн т из них 91,4 млн т на обеспечение электростанций, на нужды коксования – 38,3 млн т, население и коммунально-бытовые нужды – 27,7 млн т, и порядка 26 млн т приходится на прочих потребителей. Угольная генерация составляет до 13 % в энергобалансе России (более 25 млн человек получают отопление за счёт угольной генерации).

Назаровский разрез



Источник: «СУЭК»

Исходя из этого, можем ли сегодня сказать, что угольная промышленность вносит свой вклад в обеспечение экономической и энергетической безопасности? По мнению автора, статистические данные позволяют дать прямой ответ на поставленный вопрос.

Ключевая задача в угольной промышленности с точки зрения обеспечения экологической безопасности определена на федеральном уровне – распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.06.2020 г. № 1582-р (Программа развития угольной промышленности на период до 2035 г., в которой зафиксированы основные направления развития данной отрасли, а также индикаторы, характеризующие ее влияние на все компоненты окружающей среды).

Экологические проблемы от деятельности угольной промышленности связаны, в основном, с нарушением площадей земной поверхности, выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух, сбросами сточных вод на предприятиях. Программой предусмотрены целевые индикаторы, характеризующие обеспечение экологической безопасности угольной промышленности. На сегодняшний день негативное воздействие отрасли на атмосферный воздух оценивается в 8 % от годового влияния всех ветвей ТЭК, по сбросам загрязненных сточных вод в поверхностные объекты – порядка 2 %. К 2035 г. запрограммировано сократить



Березовский разрез

Источник: «СУЭК»

четверть негативного воздействия в отрасли на атмосферу и водные объекты.

Основное воздействие угольных предприятий как недропользователей проявляется в нарушении земель. Несколько лет назад уровень рекультивации земель от годового нарушения был 5 %, сегодня он уже составляет 29 %, а цель в ближайшее десятилетие – не менее 66 %. Вопросы сокращения выбросов парниковых газов также находятся в нашем поле зрения. В соответствии с Национальным докладом о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2020 гг., совокупные выбросы парниковых газов в результате операционной деятельности угольной промышленности составили 64 млн т CO<sub>2</sub>-экв, что меньше годового объема выброса в результате лесных пожаров. Для сравнения, валовых выбросов парниковых газов в стране составляет порядка 2 млрд т (без учета поглощения). При этом дальнейшее сокращение климатических выбросов в условиях ESG-повестки имеет стратегическое значение для развития отрасли. В этой связи департамент угольной промышленности Минэнерго России закладывает сокращение выбросов парниковых газов к 2050 г. на 25 % без серьезного изменения объемов добычи угля. Для достижения поставленной цели у отрасли

имеются все необходимые технологические возможности.

Общие запасы угля в России составляют 173 млрд т. Россия занимает второе место в мире по запасам угля с долей в 17 % от общемировых запасов. С учетом текущего объема добычи в размере 440 млн т в год, запасов хватит на 370 лет.

Стратегическая цель «минимум» угольной промышленности на перспективу – сохранение действующих позиций угля как внутри страны, так и на зарубежных рынках. Механизм ее достижения – это снижение негативного экологического и климатического воздействия при одновременном обеспечении потребителя качественным продуктом и минимизации роста стоимости тепловой и электрической энергии. Резюмируя, уже сейчас угольная промышленность поддерживает вектор сбалансированного «зеленого» развития России при обеспечении конкурентоспособности и устойчивого экономического роста страны в условиях глобального энергоперехода, улучшении благосостояния населения, повышении качества жизни людей.

**Статья подготовлена в качестве доклада для Первой научно-практической конференции «Территория энергетического диалога», организованной РЭА Минэнерго России и Фондом «Росконгресс» при поддержке Минэнерго России.**

# Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы

## Energy industry of the Irkutsk region: trends, challenges, and threats in the current context

Валерий СТЕННИКОВ

Директор, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, академик РАН, д. т. н.  
e-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV

Director of Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (RAS), Academician of RAS, Dr. Tech. Sci.  
e-mail: sva@isem.irk.ru

Владимир ГОЛОВЩИКОВ

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

Vladimir GOLOVSHCHIKOV

Chief specialist at Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Cand. Tech. Sci. Senior research fellow  
e-mail: vladgo@isem.irk.ru

ЛЭП, Усть-Илимск

Источник: Василий Фенюк / ilim24.ru



Аннотация. Статья рассматривает современное состояние энергетики Иркутской области, а также вызовы и угрозы её функционированию и развитию. Проведенный анализ показал, что проблемы энергетики существуют как в «большой энергетике», так и в «малой (коммунальной) энергетике», которые влияют на развитие региона. Анализируя рассматриваемые проблемы, авторы статьи предлагают некоторые пути их преодоления в рамках региональной энергетической политики. Ситуация в энергетике Иркутской области обуславливает необходимость разработки новой региональной Энергетической стратегии, основанной на системном подходе.

*Ключевые слова:* проблемы энергетики, теплоснабжение, электрические сети, газоснабжение.

Abstract. The article considers the current state of the energy industry in the Irkutsk region, and its operation and development challenges and threats. The analysis indicates that problems exist in both «large» and «small» (public utilities) energy, which affect the development of the region. Based on the analysis of the issues in question, some ways are proposed to overcome them within the framework of the regional energy policy. The situation in the energy industry in the Irkutsk region requires a new regional energy strategy based on a systems approach.

*Keywords:* energy problems, heat supply, electrical networks, gas supply.

## //

**Энергетический комплекс Иркутской области является одним из крупнейших в РФ. Он представлен объектами «большой» и «малой» энергетики**

Иркутской области существенно изменились. Эти изменения затронули и энергетику Иркутской области, поэтому необходимо проанализировать ситуацию, которая сложилась в этой отрасли в последнее время. Этот анализ, проведенный с системных позиций, позволяет определить наиболее острые риски и угрозы энергетики, которые обусловлены как общероссийскими, так и региональными факторами, обострившись прежде всего из-за санкций в отношении РФ. Многие вопросы, характерные для Иркутской области имеют прямое отношение и для других регионов России.

### Основные проблемы развития энергетики Иркутской области

Энергетический комплекс Иркутской области является одним из крупнейших в РФ. Он представлен объектами «большой энергетики», входящими в основном в структуру «ЕвроСибэнерго», а также объектами «малой энергетики», которую прежде относили к «коммунальной». В состав «малой энергетики» входят распределительные электрические и тепловые сети, муниципальные, одна ТЭЦ, котельные, дизельные электростанции (ДЭС), возобновляемые источники энергии (ВИЭ) с различной формой собственности. Кроме перечисленных объектов, к энергетическому комплексу Иркутской области, относятся

### Введение

Социально-экономическое развитие субъекта федерации и региональная энергетическая политика, проводимая в этом субъекте, тесно связаны. Начиная с начала двухтысячных годов, проводился ряд исследований, которые позволили сформировать общее представление о ситуации в энергетическом комплексе Иркутской области и прежде всего в электроэнергетике, например, в [1,2]. За последние два-три года экономическая ситуация в России и в Ир-

## «Большая энергетика» Иркутской области работает стабильно. Мощности проходят мероприятия по модернизации, направленные на повышение к. п. д., снижение удельных расходов и потерь энергии

также частные и государственные компании по добыче и переработки ископаемых энергетических ресурсов, функционирующие в различных районах области.

Рассмотрим состояние, проблемы, перспективы функционирования и развития обеих составляющих энергетического комплекса Иркутской области, относящиеся, прежде всего, к электроснабжению и теплоснабжению потребителей.

### «Большая энергетика» ИО

В настоящее время в регионе фактически исчез энергетический гигант АО «Иркутскэнерго», который ранее был классической вертикально интегрированной компанией. К настоящему времени процесс полной реорганизации компании завершен, и все объекты «большой энергетики» вошли в структуры «ЕвроСибэнерго». Специфика реформирования АО «Иркутскэнерго» заключается в том, что, если разделение компании на конкурентные и регулируемые виды бизнеса являлось требованием законодательства РФ, то отделение ГЭС от ТЭЦ и теплосетей имеет другую причину. Практически вся мощность ГЭС, (входящих в Еп+, «ЕвроСибэнерго») направлена на покрытие спроса на электроэнергию алюминиевыми заводами РУСАЛа по низким ценам. Для остальных потребителей региона дешевой «гэсовской» электроэнергии практически нет. ТЭЦ, крупные котельные и тепловые сети «Иркутскэнерго» два года назад были включены в состав созданной Байкальской энергетической компании (БЭК), как «самостоятельного» дивизиона теплового бизнеса. Пока не ясны глубинные причины данных «корпоративных процедур» и их будущих по-

следствий, но оценки показывают, что при сопоставлении показателей АО «Иркутскэнерго» и совокупности отдельных формально самостоятельных энергокомпаний, операционные издержки возросли за счет создания крупных управленческих структур в каждой компании.

В настоящее время объекты «большой энергетики» области работают в целом стабильно. Их мощности проходят определенные мероприятия по модернизации и реконструкции силового оборудования, направленные на повышение к. п. д., снижение удельных расходов энергоресурсов, на снижение потерь энергии в сетях, а также на улучшение экологической ситуации в Иркутской области<sup>1</sup>. Например, Иркутская электросетевая компания (ИЭСК, входящая в структуру «ЕвроСибэнерго») провела работы по переходу на напряжение 500 кВ ЛЭП «Усть-Илимск – Усть-Кут», что позволило снять проблему «запертой мощности» в районе Усть-Илимска, где расположены Усть-Илимские ГЭС и ТЭЦ. Кроме ИЭСК, в регионе в последнее время активизировало свою деятельность ПАО «Россети», которое приступило к сооружению третьей ЛЭП 500 кВ в этом районе, а также к строительству ЛЭП 500 кВ вдоль западного участка БАМа до п. Таксимо

<sup>1</sup> Причко О.Н. «Энергетика, Экология, Экономика». Пленарный доклад на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири», апрель 2022 г., г. Иркутск.

Подстанция 500 кВ, Усть-Кут  
Источник: *btugem.ru*



Ново-Иркутская ТЭЦ  
Источник: *babr24.com*

(республика Бурятия) согласно планам развития, так называемого «Восточного полигона».

В Иркутской энергосистеме (по информации филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ)<sup>2</sup> в феврале 2022 г. был достигнут «исторический максимум мощности» – 9111 МВт (09.01.1989–8664 МВт). Этот рост (по сравнению с 2020 г.) был обусловлен увеличением потребления по многим группам потребителей (3,3 млрд кВтч)<sup>2</sup>. Однако основной прирост был по группе «коммунальное хозяйство»: 1,3 млрд кВтч, включая массовое использование электроэнергии для «майнинга».

Вместе с тем, в «большой энергетике» существует достаточно много проблем, которые влияют на социально-экономическую сферу области.

До настоящего времени нет решения по сооружению второго крупного теплоисточника на правом берегу р. Ангары в г. Иркутске, где обостряется проблема дефицита тепловой энергии. Обеспечивающие тепловой энергией г. Иркутск Ново-Иркутская ТЭЦ, крупная котельная Северного промышленного узла (КСПУ) и многочисленные мелкие котельные достигли своих предельных возможностей.

<sup>2</sup> Корнилов В.Н. «Особенности прохождения ОЗП 2021–2022 гг. в энергосистеме Иркутской области. «Ралли» электропотребления». Пленарный доклад на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири», апрель 2022 г., г. Иркутск.

Для решения острой проблемы надежного теплоснабжения г. Иркутска необходимо с системных позиций рассмотреть сложившуюся ситуацию и выбрать наиболее эффективный вариант её решения. Например, разработанный БЭК проект по сооружению теплопровода от ТЭЦ-10 до КСПУ длиной не менее 15 км, не решит проблемы с теплоснабжением г. Иркутска. Проводимая модернизация ТЭЦ-10 и сооружение теплопровода не покрывает дефицит тепловой мощности, тем более при планируемом закрытии КСПУ, которая, по мнению руководства БЭК («ЕвроСибэнерго»), является неэффективной.

При реализации этого проекта возникает серьезная угроза надежности теплоснабжения упомянутого района г. Иркутска в случае аварии на данном теплопроводе. В связи с этим, необходима консервация КСПУ, как резервного теплоисточника, но это решение отсутствует в планах БЭК. В этой ситуации необходимо выделить следующий момент. Реализация данного проекта, с большой вероятностью, направлена, прежде всего, на получение финансово-экономического эффекта для БЭК за счет гарантированной загрузки ТЭЦ, как участника оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). При закрытии КСПУ ТЭЦ-10 получает статус «энергоисточника вынужденной генерации».

Проведенный предварительный анализ, позволил рассмотреть варианты теплоснабжения г. Иркутска и оценить возможности их осуществления в среднесрочной перспективе (5–10 лет).

1. Сооружение угольной ТЭЦ или ГТУ-ТЭЦ на сжиженном привозном газе (СУГ) на правом берегу р. Ангары нецелесообразно из-за транспортных проблем и отсутствия СУГ.

## В Иркутской энергосистеме в феврале 2022 г. был достигнут «исторический максимум мощности» – 9111 МВт. Это вызвано увеличением потребления по группе «коммунальное хозяйство», включая майнинг



Байкальск

Источник: pia.eco

2. Сооружение двух-трех крупных электростанций является проблемным из-за возможного дефицита электроэнергии, а также из-за необходимости введения пониженного тарифа на покупную электроэнергию для электростанций с целью минимизации бюджетных дотаций на теплоснабжение населения.

3. Предлагаемая БЭК поставка тепловой энергии с ТЭЦ-10 на правый берег р. Ангары г. Иркутска по трубопроводу, требует сооружения отдельного подвесного вантового перехода.

4. Наиболее эффективным решением для г. Иркутска могло бы быть сооружение ГТУ-ТЭЦ или ПГУ-ТЭЦ при подаче сетевого

природного газа в город. Однако в настоящее время вопрос о полномасштабном газоснабжении области в целом и г. Иркутска в частности, остается открытым.

Другой острой проблемой по-прежнему является отсутствие окончательного решения по теплоснабжению г. Байкальска, которая многократно обсуждалась. Отсутствие решения этой проблемы приводит к многомиллионным затратам бюджетных средств на поддержку теплоснабжения этого города. Например, на 2022 г. на подготовку к отопительному сезону г. Байкальска выделяется около 100 млн рублей [3]. Разработанный более двух лет назад проект по «модернизации» ТЭЦ г. Байкальска, предполагает создание теплоисточника с комбинированным видом топлива: основное – щепа (или пеллеты) и резервное – уголь. В качестве альтернативного варианта теплоснабжения ИСЭМ СО РАН, и ряд других организаций, предлагают сооружение десяти электростанций, распределенных по городу. Вариант с электроотоплением имеет ряд значительных преимуществ: быстрая реализация проекта и решение экологических проблем озера Байкал, как объекта всемирного наследия. Такое расположение электростанций обеспечивает снижение затрат, поскольку не требуется сооружение

**До настоящего времени нет решения по сооружению второго крупного теплоисточника на правом берегу р. Ангары в г. Иркутске, где обостряется проблема дефицита тепловой энергии**

магистральных трубопроводов и мощных насосных станций, упрощается управлением режимами и т. д.

Анализ этих двух вариантов, позволяет сделать следующие выводы:

1. Вариант с «щепа (пеллеты)-угольная котельная» имеет наибольшую подготовленность, так как для него разработан проект.

2. Необходимость в больших объемах пеллет потребует создания соответствующих производств в регионах Иркутской области. При этом стоимость пеллет, с учетом логистики до г. Байкальска, становится в два-три раза дороже стоимости угольного топлива (в области стоимость угля 2–3 тыс. руб. за тонну).

3. Сооружение котельной требует полной реконструкции всей существующей системы теплопроводов города, включая магистральные трубопроводы и насосные станции.

Однако переход на электроотопление города встретил ряд возражений и пока не получил полной поддержки, так как:

1. Отсутствует готовый проект с электростанциями.

2. Новый теплоисточник должен снизить затраты бюджета области на дотации теплоснабжения г. Байкальска. Электроотопление требует (как вариант) установления пониженного тарифа на покупную электроэнергию для электростанций г. Байкальска. Федеральные органы власти отказались рассматривать установление пониженного тарифа для электростанций г. Байкальска, формально ссылаясь на то, что «установление пониженного тарифа приведет к росту перекрестного субсидирования, а это противоречит действующему законодательству».

3. Негативное отношение к электроотоплению проявляют структуры «ЕвроСибэнерго» (БЭК и ИЭСК), которые утверждают, что дешевая «гаэсовская» электроэнергия практически вся уходит на покрытие спроса алюминиевых заводов региона. Поэтому для выработки около 200 МВт мощности для г. Байкальска, необходимо увеличивать выработку электроэнергии на ТЭЦ, что приведет к ухудшению экологической обстановки в зоне о. Байкал. Кроме того, по мнению ИЭСК, существующие ЛЭП 110 и 220 кВ перегружены и не позволяют передать дополнительную мощность в г. Байкальск, а также утверждают, что структура сетей не обеспечит надежное электроснаб-

жение электростанций. Поэтому ИЭСК предлагает сооружение дополнительно двух ЛЭП-220 кВ и подстанции ПС 220 кВ в г. Байкальске с затратами около 9 млрд рублей.

Анализ данных утверждений показал, что они слабо аргументированы в части проблем с электросетями. Максимальная нагрузка существующих ЛЭП-110 и 220 кВ (Иркутск – Байкальск) происходит только в некоторые периоды. Надежность электроснабжения г. Байкальска может быть обеспечена подачей электроэнергии как со стороны Иркутской области, так и со стороны Республики Бурятия (при аварийной ситуации) по существующим

Плотина Иркутской ГЭС, Иркутск  
Источник: energosmi.ru

ЛЭП-220 кВ. Более того, в трех километрах от г. Байкальска проходит малозагруженная ЛЭП-500 кВ в сторону Гусиноозерской ГРЭС, работающая под напряжением 220 кВ. Поэтому проблему с надежным электроотоплением г. Байкальска можно решить следующим образом: ЛЭП-500 кВ переводится на проектное напряжение 500 кВ, а в районе г. Байкальска сооружается подстанция на напряжение 500/220 кВ, связав её с существующей ЛЭП-220 кВ. В этом случае отпадает необходимость строительства 2-х ЛЭП-220 кВ.

Использование электроэнергии для нужд теплоснабжения для уникальной экологической зоны о. Байкал является наиболее эффективным с позиций минимального



угольных котельных используются примитивные системы сжигания угля и водоподготовки. Процесс реконструкции котельных в Иркутской области идет крайне медленно и отстает от усиливающегося износа оборудования. Ситуация может быть исправлена только при условии изменения политики по отношению к жилищно-коммунальному хозяйству (ЖКХ), где системы теплоснабжения играют решающую роль. Руководство страны потребовало к 15.02.2023 г. разработать программу по модернизации объектов ЖКХ (в первую очередь, систем теплоснабжения) износ которых 70 % и более. Например, в рамках этого направления на полную реконструкцию системы теплоснабжения, северного города Киренска, планируется направить 1,139 млрд рублей из средств Фонда национального благосостояния РФ.

### Электроснабжение изолированных территорий Иркутской области. Применение ВИЭ

В настоящее время в области находится значительное количество территорий, не имеющих централизованного электроснабжения. По информации, приведенной в [6], в регионе эксплуатируется более сорока дизельных электростанций (ДЭС) суммарной мощностью 19,1 МВт, с ежегодными затратами бюджета около 600 млн рублей. В условиях ограниченных ресурсов необходимо с системных позиций оценить и выделить приоритетные объекты ВИЭ, которые могли бы быть гарантировано профинансированы в краткосрочной (2–4 года) перспективе. В настоящее время в области эксплуатируются несколько комбинирован-

**Использование электроэнергии для нужд теплоснабжения для уникальной экологической зоны о. Байкал является наиболее эффективным с позиций минимального негативного воздействия на этот регион**



Транссиб

Источник: commons.wikimedia.org

ных ВИЭ малой мощности. Кроме построенной в 2011–2012 гг. комбинированной дизельной ветро-солнечной электростанции (ДВСЭС) в п. Онгурен, за последние три года введены в эксплуатацию четыре солнечно-дизельные электростанции (СДЭС), суммарной мощностью около 750 кВт [6]. Реализация плана по сооружению третьей самой крупной СЭСД в п. Алыгджер (Тофалария) с суммарной мощностью 900 кВт [6], отложена на неопределенное время, из-за крупных организационных и финансовых проблем. Первоначально предполагалось, что ПАО «ФСК ЕЭС» будет сооружать ЛЭП-220 кВ от подстанции «Тулун» в Иркутской области в Республику Тыва. Общая протяженность линии 364 километров с «отпайкой» к п. Алыгджер, что создавало возможности централизованного электроснабжения данного поселка. К сожалению, на совещании в Минэнерго России 18 августа 2021 г. были одобрены предложения по другому варианту, обеспечивающему электроснабжение потребителей Республики Тыва. Эти предложения предусматривают строительство одноцепной ВЛ 220 кВ, из Хакасии в Тыву. Это решение означает отказ ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол Минэнерго РФ от 18.08.2021 № НШ-237пр) от строительства ВЛ 220 кВ от подстанции «Тулун», что делает невозможным централизованное электроснабжение п. Алыгджер. В сложившейся ситуации руководство Иркутской области вышло с предложением

к ОАО «ИЭСК» решить эту задачу, а также проблему с электроснабжением двух планируемых горнодобывающих предприятий, расположенных достаточно близко от п. Алыгджер.

ОАО «ИЭСК» предложило вариант электроснабжения данных объектов (суммарная мощность которых 39,9 МВт), предусматривающий строительство 2-х цепной ЛЭП-110 кВ от магистральных ЛЭП вдоль Транссиба до п. Алыгджер стоимостью 10,6 млрд рублей. Вопрос с финансированием этого строительства остается открытым. Изложенная выше ситуация, являющаяся ещё одним примером возникновения проблем, когда к их решению не подходят с системных позиций, которые позволяют с определенной вероятностью учитывать риски и угрозы намечаемым планам.

### Газоснабжение Иркутской области

Проблема газификации Иркутской области многократно освещалась в научнотехнической литературе, а также на многочисленных мероприятиях различного уровня. На принятие решений по реализации эффективной газовой политики в области (и в России в целом), влияют как региональные факторы, так и федеральные. Последние обусловлены ситуацией с природным газом на мировых газовых

Завод полимеров, Усть-Кут

Источник: gures.ru



### Большинство проблем в электросетевом комплексе находятся в сетях напряжением 35 кВ и ниже. В некоторых районах ситуация с надежностью и качеством электроснабжения близка к критической

рынках [7]. К сожалению, до настоящего времени не приняты окончательные решения по сплошной газификации области, хотя в 2020 г. были разработаны «Долгосрочная целевая программа газификации» и «Генеральная схема газоснабжения и газификации» Иркутской области, в том числе для обеспечения развития газодобычи и газохимии в регионе. Упомянутые документы предполагали строительство магистрального газопровода от Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ) в Южные районы области, а также локальную газификацию на базе местных месторождений. Вместе с тем, вероятность газификации территории Иркутской области мала по ряду причин: 1) газ Ковыкты ориентирован на выполнение экспортных поставок в Китай по магистральному трубопроводу «Сила Сибири»; 2) высокая стоимость реализации проекта, даже при переводе угольных ТЭЦ на газ; 3) цена природного газа будет более чем в два-три раза выше, чем стоимость местных углей, что приведет к росту тарифов на тепловую энергию при переводе ТЭЦ на газ; 4) отсутствие крупных потребителей природного газа (кроме ТЭЦ) [7].

За последние два года на федеральном уровне появились намерения направить газ из Западной Сибири на Восток РФ, вызванные сокращением экспорта газа в Европу. Эти намерения предусматривают сооружение газопровода «Сила Сибири 2» через Красноярский край в Иркутскую область и далее в южном направлении, для экспортных поставок в Монголию и, возможно, в Северо-западные районы Китая. Но и этот проект пока находится в стадии обсуждения. Следует отметить, что, на сентябрьском (2022 г.) саммите Шанхайской организации сотрудничества

(ШОС) между Россией и Монголией, были озвучены соглашения по сооружению «Сила Сибири 2».

В области процесс газификации происходит в Северо-восточном районе (г. Усть-Кут), реализуемый «Иркутской нефтяной компанией», на базе локальных газовых месторождений, включая сооружение газохимического предприятия.

24 июня 2022 г. руководство Иркутской области и руководство «Газпрома» подписали программу развития газоснабжения и газификации на период до 2025 г. Эта программа не предусматривает масштабную газификацию области, а только некоторых ее северо-восточных районов. Однако аварии на газопроводах «Северный поток 1 и 2», которые произошли в конце сентября 2022 г., привели к резкому сокращению поставок российского газа в Европу по северным маршрутам. В сложившейся ситуации «Газпром» вынужден активно искать потребителей газа на Востоке РФ, так как консервация скважин может привести к выходу их из строя. Этот фактор может активизировать процесс газификации Иркутской области и других восточных регионов РФ.

При массовой газификации области, необходимо учитывать ряд проблем: 1) при

сохранении низких тарифов на теплоснабжение населения сохранится и перекрестное субсидирование между населением и остальными юридическими лицами; 2) вероятен рост тарифов на электрическую и тепловую энергию, связанный с переводом ТЭЦ с угля на дорогой газ; 3) перевод ТЭЦ и некоторых котельных с угля на природный газ приведет к негативной ситуации в угольной отрасли и в социальной сфере, из-за закрытия угольных разрезов региона.

### Энергосбережение и энергоэффективность

Уже не раз говорилось, что большинство целей и задач ФЗ № 261 от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и энергоэффективности» не выполнены или выполнены только частично. Конечно, имеются отдельные примеры повышения энергосбережения и энергоэффективности, но в целом ситуация медленно меняется к лучшему. Негативная ситуация в этой сфере определили необходимость разработки новой Государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности до 2035».



Иркутская ГЭС

Источник: aftershock.news

Из всего комплекса проблем, представляется целесообразным рассмотреть, например, вопросы развития систем учета энергоресурсов, как основы повышения энергосбережения и энергоэффективности, так как не выполнены требования ФЗ № 261, согласно которому вся страна должна была быть охвачена приборным учетом (ПУ) электрической и тепловой энергии (и холодной воды) к середине 2012 г. Например, электросетевая компания ОГУЭП «Облкоммунэнерго» [5], по состоянию на начало 2022 г., имеет более 160 тыс. точек учета поставки электроэнергии, из которых 128 тыс. ПУ не соответствуют современным требованиям (80 %).

Для исправления ситуации с приборами учета, был принят ФЗ № 522 [8]. В РФ с организацией учета электроэнергии возникла «своеобразная» ситуация. Перед выходом ФЗ № 522 в 2018 г. была практика, что приборы учета электроэнергии у населения с дистанционной передачей показаний, должны создавать электросетевые и энергосбытовые компании (ЭСК и ЭСБК) за свой счет, без дополнительной финансовой нагрузки на население. Однако в конце 2020 г. выходит Постановление № 2339 от 29.12.2020 г., в котором затраты по организации учета электроэнергии возлагаются на потребителей электроэнергии с поэтапными платежами населением через добавки к регулируемым тарифам [9], так как у ЭСК и ЭСБК, как регулируемых организаций, отсутствуют свободные финансовые ресурсы на организацию систем учета электроэнергии.

### Риски и угрозы развития энергетики Иркутской области

Эти риски и угрозы можно условно разделить на две группы: влияющие на любой субъект РФ и «специфические» именно для Иркутской области.

В первую группу следует включить:

**Радикальной мерой улучшения ситуации в распределительном электросетевом комплексе должно стать изменение политики по отношению к ТСО. Повышение их эффективности должно стать приоритетом**

Месторождение газа ИНК, Усть-Кут

Источник: yakutsk.bezformata.com





Братская ГЭС

Источник: baik-info.ru / irkutsk.bezformata.com

1. Проект Федерального закона «О внесении изменений в ФЗ «Об электроэнергетике» по вопросам обеспечения дистанционного управления режимами работы объектов электроэнергетики и регулирования оперативно-технического управления в электроэнергетике». По мнению авторов статьи, наибольшие риски несут разделы, предполагающие создание «системообразующей территориальной сетевой организации» (СТСО). Проект закона направлен также на ликвидацию многих ТСО в субъектах РФ за счет ужесточения критериев получения статуса ТСО [10]: объем основных фондов, территория обслуживания и т. д., но не по критериям эффективности

**В области находится большое количество территорий, не имеющих централизованного электроснабжения. В регионе эксплуатируется более 40 дизельных электростанций суммарной мощностью 19,1 МВт**

работы ТСО, что было предусмотрено Распоряжением Правительства РФ № 511-р от 03.04.2013 г. Роль оставшихся ТСО не определена, так как общее управление функционированием и развитием РЭСК в регионах передается СТСО.

2. Принятие Федерального закона № 174 «О внесении изменений в ФЗ № 35 «Об электроэнергетике» [11], который закрепил права разработки стратегических документов, относящихся к электроэнергетике, за структурами «СО ЕЭС России». Сейчас необходим анализ последствий реализации данного ФЗ. Принятый закон превращает субъекты РФ в простых поставщиков информации на федеральный уровень. Необходимо также учитывать, что энергетика не сводится только к проблемам электроэнергетики. Она включает в себя ресурсную базу, теплоснабжение, газификацию и водоснабжение. Решение проблем этих взаимосвязанных составляющих отрасли необходимо сохранить за субъектами РФ, имеющими развитую энергетику и необходимый научно-технический потенциал, которые могут разработать качественные региональные энергетические стратегии.

3. Нет решения проблемы безопасности функционирования Братской ГЭС [12], которая обусловлена ростом железнодорожных перевозок по плотине БрГЭС. Следует

напомнить, что проект БрГЭС не предусматривал железнодорожного движения по плотине станции. Единственным решением, обеспечивающим безопасность БрГЭС, является сооружение отдельного железнодорожного перехода через р. Ангару рядом с нижними бьефом БрГЭС. Есть определенные надежды, что реализация этого решения начнет осуществляться, так как в Постановлении СФ РФ № 438 от 04.10.2022 г. было рекомендовано рассмотреть строительство такого железнодорожного и автомобильного моста в период 2023–2030 гг.

Во второй группе рисков и угроз можно выделить следующие:

1. Проблемы газификации Иркутской области.
2. Периодически появляются предложения по формированию единых тарифов («выравнивания») на электроэнергию в РФ, исходя из тезиса «о едином экономическом пространстве». Выравнивание тарифов на электроэнергию без выравнивания социально-экономического развития регионов, которое в настоящее время существенно различается, является принципиальной ошибкой. Данное «выравнивание»

Красноярская ГЭС, Енисей

Источник: osetia.rushydro.ru



**К сожалению, до настоящего времени не приняты окончательные решения по сплошной газификации области, хотя еще в 2020 г. была разработана «Долгосрочная целевая программа газификации»**

предполагает повышение тарифов на электроэнергию именно для Иркутской области.

3. Риском для области является принятие некоторых не всегда обоснованных региональных решений. Например, летом 2022 г. представителями Минлесхоза области были внесены предложения, направленные на поддержку лесной отрасли региона:
  - необходимо производить pellets для замены угля и мазута на котельных и ТЭЦ, решая проблемы лесной отрасли и улучшая экологическую обстановку;

## Эффективное решение проблем, связанных с энергетикой Иркутской области, возможно только на основе разработки новой «Энергетической стратегии области», основанной на системном подходе

- приступить к массовому производству строительных конструкций для «деревянного домостроения», которое позволит удовлетворить рост потребности в индивидуальном жилье.

Эти предложения в целом правильные, но при их обсуждении не было рассмотрено появление неизбежных рисков в сфере энергетики: 1) проблемы при переводе теплоисточников с угля на пеллеты, а также, как следствие, обострение ситуации в угольной отрасли; 2) реализация планов «деревянного домостроения» требует первоочередного развития электрических сетей в районах строительства.

Иркутск



## Заключение

1. В энергетике Иркутской области, несмотря на её устойчивое функционирование, имеются «узкие места», устранение которых является важным для региона.
2. Основные проблемы наблюдаются в «малой» энергетике, где эксплуатируются устаревшие теплоисточники, дизельные электростанции, а также в электросетях низких классов напряжения.
3. Для решения проблем «малой» энергетики, которая в настоящее время приобретает статус «распределенной», необходимо в региональной политике усилить именно это направление.
4. Возможность реализации масштабной газификации в Иркутской области с учетом всех факторов, вызывает сомнения. Газификация и развитие газохимии будет происходить в отдельных районах на базе местных месторождений газа.
5. Некоторые принимаемые решения на региональном уровне, при их реализации без системного подхода, могут привести к негативным последствиям для региона.
6. Принятые в последнее время федеральные законодательные акты,

Источник: alendelong / depositphotos.com



Богоявленский собор, Иркутск  
Источник: MaykovNikita / depositphotos.com

## Использованные источники

1. *Some energy problems of the Irkutsk region and ways of solving them. (статья конференции) Golovshchikov V. E3S Web Conferences. Vol.77. ID:03006, DOI: 10.1051/e3sconf/20-197703006*
2. Стенников В. А., Головщиков В. О. Энергоэффективность и энергосбережение – одно из ключевых направлений функционирования и развития систем энергоснабжения (на примере Иркутской области). // Энергобезопасность и энергосбережение. 2018. № 2. С. 40–45.
3. Постановление Правительства Иркутской области № 611-пп, 04.08.2022 г. Электронный ресурс: <https://www.ogirk.ru/wp-content/uploads/2022/08/611-pp> (обращение: 17.08.2022 г.).
4. Борисов Г. Фактор надежности «Что позволило Иркутской электросетевой компании успешно справиться с вызовами минувшего года». Восточно-Сибирская правда, ВСП 02.02.2021 г. Электронный ресурс: <https://www.vsp.ru/2021/02/02/factor-nadyozhnosti> (обращение: 23.06.2022 г.).
5. Официальный сайт ОГУЭП «Облкоммунэнерго» Иркутской области. Электронный ресурс: <https://oblkommunenergo38.rf/about/statistics/technicalstate> (обращение: 29.07.2022 г.).
6. Указ Губернатора Иркутской области «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022–2026 годы». № 128-уг, 29.04.2021 г. Электронный ресурс: [https://irkobl.ru/sites/gkh/departament/tek/otdel\\_energo/Указ128-уг](https://irkobl.ru/sites/gkh/departament/tek/otdel_energo/Указ128-уг) (обращение: 26.05.2022 г.).
7. Стенников В. А., Головщиков В. О., Романович Е. А. Нефтегазовая политика России в современных условиях и ее особенности в Российско-Китайском сотрудничестве в газовой сфере. Вестник ИРНИТУ, 2021 г., Том 25. № 1. С. 122–137.
8. Федеральный закон № 522 от 27.12.2018 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». Электронный ресурс: <https://www.consultant.ru/cons/cgi?req=doc&base> (обращение: 12.07.2022 г.).
9. Постановление Правительства Российской Федерации № 2339 от 29.12.2020 г. «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ и об определении и о применении предельных объемов финансирования потребностей на реализацию мероприятий по организации коммерческого учета электроэнергии (мощности) на розничных рынках электроэнергии». Электронный ресурс: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View> (обращение: 28.07.2022 г.).
10. Постановление Правительства Российской Федерации № 807 от 30.04.2022 г. «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Электронный ресурс: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View> (обращение: 01.08.2022 г.).
11. Федеральный закон от 11.06.2022 г. № 174 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». Электронный ресурс: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View> (обращение: 29.07.2022 г.).
12. Головщиков В. О., Огнев Д. В., Петрякова Е. А. Перспективы БАМа и Транссиба с учетом состояния регионов и развития угольной отрасли // Энергетическая политика. 2021. № 2 (156). С. 30–42.

а также некоторые проекты таких актов, могут оказать негативное воздействие на функционирование и развитие энергетики области.

7. По-прежнему существует угроза для области по повышению цен (тарифов) на электроэнергию, которое обосновывается на федеральном уровне «единым экономическим пространством в России».
8. Эффективное решение проблем, связанных с энергетикой Иркутской области, возможно только на основе разработки новой Энергетической стратегии области, основанной на системном подходе.

Работа выполняется в рамках Государственного задания (№ FWEU-2021-0001) Программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 гг. и при поддержке российского фонда фундаментальных исследований, грант №019-018-00183.

# Несколько стратегических аспектов развития энергетических систем

## Several strategic aspects of energy system development

Евгений ГАШО

Профессор НИУ МЭИ, д. т. н.  
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Evgeniy GASHO

Professor at NRU MPEI, D. of Tech. Sc.  
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Сергей БЕЛОБОРОДОВ

НП «Энергоэффективный город», к. т. н.  
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Sergey BELOBORODOV

NP «Energy Efficient City», Ph.D.  
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

ЛЭП в Братеево, Москва

Источник: ЭП



Аннотация. В статье рассмотрены некоторые вопросы и проблемы сбалансированного развития энергетических систем и комплексов РФ в современных условиях. Отмечена роль балансов электрической и тепловой мощности при анализе вариантов развития энергетических систем городов и регионов с учетом растущих мощностей возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. Обосновывается переход к ценообразованию на основе парадигмы обеспечения конкурентоспособности отечественной промышленности на внешних и внутреннем рынках и платежеспособного спроса населения.

*Ключевые слова:* надежность энергоснабжения, энергетическая эффективность, ЕЭС России, СИПР ЕЭС России, перекрестное субсидирование, низкоуглеродное развитие, «зелёный» водород, парниковые газы.

Abstract. The article deals with some issues and problems of the balanced development of energy systems and complexes of the Russian Federation in modern conditions. The role of balances of electric and thermal power in the analysis of options for the development of energy systems of cities and regions, taking into account the growing capacities of renewable and non-traditional energy sources, is noted. The transition to pricing is substantiated on the basis of the paradigm of ensuring the competitiveness of the domestic industry in foreign and domestic markets and the solvent demand of the population.

*Keywords:* reliability of energy supply, energy efficiency, UES of Russia, C&D of UES of Russia, cross-subsidization, low-carbon development, green hydrogen, greenhouse gases.



### Учёт категории надёжности электроснабжения потребителей полностью меняет уже сложившиеся представления о перекрёстном субсидировании

Научный подход к проектированию развития энергетических систем предполагает проведение необходимых системных исследований с учётом технологических, экологических, экономических, социальных факторов [1–7]. Структура генерирующих мощностей в энергосистеме, их размещение на территории Российской Федерации должны обеспечивать эффективность и на-

дёжность электроснабжения потребителей по приемлемым ценам и соответствовать экологическим требованиям.

Проектирование сложных территориально распределённых электроэнергетических систем предполагало сопоставление живучести различных вариантов территориального размещения объектов электроэнергетики и было обязательным при проектировании развития энергосистемы СССР [8–11].

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [12] от 30 июня 2003 г. были последним нормативными документами, предусматривающими сравнение вариантов развития энергосистем на основе сопоставления технических, экономических, экологических и социальных показателей. К сожалению, после запуска рынка электрической энергии в 2003 г., при проектировании развития электроэнергетической системы РФ отечественный опыт практически не использовался.

В настоящее время при проектировании развития энергосистемы применяются принципы, которые могут быть неприемлемы для Российской Федерации из-за географических и климатических особенностей. Анализ принципов проектирования развития энергетики РФ является актуальной научной задачей.



СЭС «Медведица». Волгоградская область, Россия

Источник: sdelanounas.ru

### Горизонт прогнозирования документов стратегического планирования развития энергетики

К стратегическим документам, определяющим развитие электроэнергетической и теплоэнергетической систем, относятся: Территориальная схема размещения электростанций на территории РФ; Энергетическая стратегия РФ; Схема и программа развития ЕЭС России; Схемы и программы развития электроэнергетики отдельных регионов, Схемы теплоснабжения городов и муниципальных образований. Комбини-

рованная выработка ТЭЦ является связующим звеном между электроэнергетической и теплоэнергетической системами.

Горизонт прогнозирования в рамках разработки схем теплоснабжения городов и муниципальных образований составляет 15 лет. Приоритет имеет комбинированная выработка электрической энергии и тепла. С целью повышения доли комбинированной выработки в Схемах теплоснабжения рассматриваются мероприятия по выводу в резерв или из эксплуатации источников отдельного производства тепловой энергии, расположенных в зоне эффективного теплоснабжения ТЭЦ [13].

Горизонт прогнозирования Схемы и программы развития ЕЭС России составляет 7 лет, а Схем и программ развития электроэнергетики регионов – 5 лет. Различие горизонтов прогнозирования, а также требований при разработке программ развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем могут приводить к несоответствию структуры генерирующего оборудования электрическим и тепловым режимам, что оказывает влияние на снижение надёжности и эффективности электро- и теплоснабжения потребителей [6,14,15]. В Схеме теплоснабжения работа ТЭЦ планируется по тепловому графику, а в СиПР электроэнергетики регионов по электрическому графику [16].

### Различие горизонтов прогнозирования и требований при разработке программ развития могут приводить к несоответствию структуры генерирующего оборудования электрическим и тепловым режимам

№	Параметр	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1.	Установленная мощность							
1.1.	ТЭС	МВт	744	744	744	744	744	744
1.2.	СЭС	МВт	285	345	345	345	345	345
1.3.	ВЭС	МВт	340,2	340,2	340,2	340,2	560,7	664,2
2.	Располагаемая мощность							
2.1.	ТЭС	МВт	732	732	732	732	732	732
2.2.	СЭС	МВт	0	0	0	0	0	0
2.3.	ВЭС	МВт	0	0	0	0	0	0
3.	Максимум потребления	МВт	743	760	762	790	792	794

Таблица 1. Установленная и располагаемая мощность ВИЭ в энергосистеме Астраханской области [24]

В ряде случаев в схемах не учитываются фактические тепловые режимы и электрические графики нагрузок потребителей, прерывистые режимы генерации нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Ошибки проектирования развития энергосистемы компенсируются в том числе неэффективной загрузкой теплофикационного оборудования ТЭЦ, что поднимает вопросы о конкурентоспособности источников комбинированной выработки по сравнению с современными источниками отдельного производства электрической энергии и тепла [13,17,18]. Возникает потребность в повышении требований к характеристикам маневренности генерирующего оборудования, предназначенного для работы в базовой и полупиковых частях суточного графика электрических нагрузок [19–21].

### Балансовый метод проектирования развития ЕЭС России

Проектирование развития электроэнергетической системы в настоящее время основывается на балансовом методе. При выполнении расчёта показателей балансовой надёжности не учитываются ограничения по составу генерирующего оборудования электростанций внутри суток, допустимые минимальные нагрузки и скорости изменения нагрузки электростанций, а нагрузка и располагаемая мощность ВЭС и СЭС принимается равной нулю [22,23]. В таблицах 1 и 2 представлена информация об установленной и располагаемой мощности ВИЭ, принимаемой при расчётах установившихся электрических режимов, СиПР электроэнергетики Астраханской и Волгоградской областей.

Самарская СЭС. Астраханская область, Россия

Источник: neftianka.ru



№	Параметр	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1.	Установленная мощность							
1.1.	ГЭС	МВт	2693	2693	2693	2693	2693	2693
1.2.	ТЭС	МВт	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8
1.3.	ВЭС, СЭС	МВт	225	532,8	532,8	996,3	1239,3	1599,3
2.	Располагаемая мощность							
2.1.	ГЭС	МВт	2693	2693	2693	2693	2693	2693
2.2.	ТЭС	МВт	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8	1356,8
2.3.	ВЭС, СЭС	МВт	0	0	0	0	0	0
3.	Максимум потребления							
		МВт	2640	2667	2708	2736	2746	2756

Таблица 2. Установленная и располагаемая мощность ВИЭ в энергосистеме Волгоградской области [25]

Установленная мощность СЭС и ВЭС в 2026 г. будет превышать годовой максимум потребления электрической мощности в энергосистеме Астраханской области.

Ожидается, что установленная мощность СЭС и ВЭС в 2026 г. будет составлять 58 % годового максимума потребления электрической мощности в энергосистеме Волгоградской области.

При прохождении периода весеннего паводка все ГЭС, расположенные на Волге и её притоках работают в базовом режиме [6]. Источниками регулировочного диапазона в данный период являются тепловые электростанции.

Отказ от рассмотрения допустимых минимальных нагрузок и скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций, влияния ВЭС и СЭС на электрические режимы ТЭС повышает риски возникновения ненормативных ситу-

аций в энергосистеме, в том числе каскадных аварий.

### Перекрёстное субсидирование

В настоящее время при расчёте объёмов перекрёстного субсидирования в ЕЭС России учитывается всего лишь один из множества видов перекрёстного субсидирования – дифференциация стоимости электрической энергии по уровням напряжения. На этом основании формируется миф о субсидировании стоимости электрической энергии для населения промышленностью. Другие виды перекрёстного субсидирования не рассматриваются.

Объём перекрёстного субсидирования в Российской Федерации в 2019 г. в тарифах на передачу электрической энергии для прочих потребителей, рассчитанный региональными органами государственной

ЛЭП

Источник: mahout / Depositphotos.com

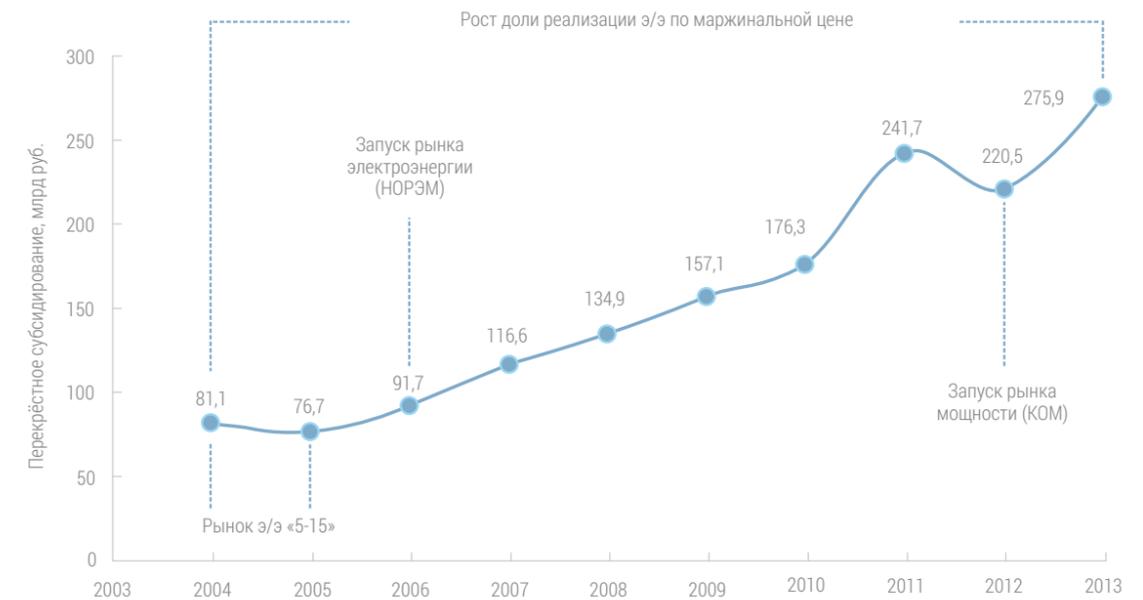


Рис. 1. Динамика объёма перекрёстного субсидирования (с учётом НДС)

Источник: на основе данных [30]

власти в соответствии с действующим законодательством [26], превысил 276 млрд рублей (с учётом НДС).

Термин перекрёстного субсидирования впервые был использован в официальных документах в 1996 г. Дифференциация цены электрической энергии по уровню напряжения впервые появилась с 1 июля 1996 г. во «Временных методических указаниях о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке». Необходимо отметить, что в СССР с 1967 г. по 1991 г. в соответствии с преискурантом 09–01 дифференциация цены электрической энергии по уровню напряжения отсутствовала, термин «перекрёстное субсидирование» не использовался.

В результате рыночных преобразований в электроэнергетике объём перекрёстного субсидирования, связанный с дифференциацией стоимости электрической энергии по уровням напряжения, вырос в 3,4 раза с 81 млрд руб. в 2004 г. до 276 млрд руб. в 2013 г. [30] (рис. 1).

Рост объёма перекрёстного субсидирования наблюдается в результате запуска модели рынка электрической энергии «НОРЭМ» в 2006 г., роста доли свободных (маржинальных) цен при расчётах на оптовом рынке электрической энергии с 5 до 100 % с 2006 г. по 2011 г., и запуском рынка электрической мощности в 2011 г.

При анализе полученных результатов необходимо учитывать, что строительство новой генерации по программам ДПМ, ДПМ ГЭС/АЭС, ДПМ ВИЭ оплачивается не только потребителями, но и субсидируется за счёт сдерживания тарифов «старой» тепловой генерации, включая ТЭЦ.

### Надёжность электроснабжения потребителей

Отказ от рассмотрения других видов перекрёстного субсидирования искажает реальное состояние дел в энергосистеме, даёт ложные сигналы при принятии стратегических решений по вопросам проектирования развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем, формирования рынков электрической энергии и мощности.

Учёт категории надёжности электроснабжения потребителей полностью меняет сложившиеся представления о перекрёстном субсидировании. При учёте категории надёжности электроснабжения наблюдается обратная ситуация – население субсидирует стоимость электроэнергии для промышленных потребителей [27].

Надёжность электроснабжения разных категорий потребителей отличается как

количественными, так и качественными показателями [28]. К количественным показателям относится количество независимых взаимно резервирующих источников, а качественным – время восстановления электроснабжения.

Более высокая категория надёжности электроснабжения характеризуется лучшими количественными и качественными показателями, следовательно, должна иметь более высокую стоимость. Однако, в настоящее время в Российской Федерации отсутствует дифференциация стоимости электроснабжения потребителей в зависимости от категории надёжности. Таким образом, потребители с более низкой категорией электроснабжения субсидируют потребителей с более высокой категорией.

Расчёты объёма перекрёстного субсидирования, выполненные с учётом двух факторов: дифференциации по уровню напряжения и надёжности электроснабжения потребителей, показали кратное снижение экономически обоснованного тарифа на передачу электрической энергии (мощности) для населения.

Для проведения расчётов стоимости передачи электрической энергии, дифференцированной в соответствии с категорией надёжности электроснабжения потребителей, была доработана методика расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям [29].

Расчёт экономически обоснованных тарифов (ставок) за услуги по передаче электрической энергии, дифференцированных по уровню напряжения с учётом категории надёжности потребителей, позволяет:

- ликвидировать перекрёстное субсидирование, связанное с обеспечением надёжности электроснабжения потребителей;

**Горизонт прогнозирования при разработке схем теплоснабжения городов и муниципальных образований составляет 15 лет. Приоритет имеет комбинированная выработка электроэнергии и тепла**



Леса – крупнейший естественный поглотитель CO<sub>2</sub>  
Источник: galdzer / depositphotos.com

- определить соответствие величины пропускной способности электрических сетей, необходимой для обеспечения согласованного уровня надёжности электроснабжения существующих потребителей, с фактическими значениями;
- создать экономические стимулы для оптимизации резерва пропускной способности электрических сетей в результате ответственного отношения потребителей к выбору категории надёжности электроснабжения;
- высвободить мощности сетевой инфраструктуры для подключения новых потребителей в результате отказа части потребителей от избыточной надёжности электроснабжения;
- решить вопросы формирования платы за резервирование мощности электрических сетей для потребителей, электроснабжение которых частично или полностью осуществляется от собственной генерации;
- снизить социальную напряжённость в обществе в результате прекращения обсуждения необходимости поднятия тарифов на электрическую энергию для населения.

Минимальные дополнения к существующей методике расчета тарифа на услу-

ги по передаче электрической энергии по региональным электрическим сетям, наличие квалифицированных специалистов, имеющих многолетний опыт расчёта дифференцированных тарифов на услуги по передаче, наличие отлаженной системы сбора и обработки исходных данных позволяет осуществить учёт надёжности электроснабжения потребителей при расчёте тарифов на передачу в кратчайшие сроки.

### Отказ от парадигмы борьбы с перекрёстным субсидированием

Расчёт экономически обоснованного тарифа (ставки) является сложной, трудоёмкой и чрезвычайно ответственной задачей, требующей учёта огромного количества факторов. Изменение количества и/или набора учитываемых факторов может приводить к диаметрально противоположным результатам. Например, рассмотрение фактора дифференциации тарифов по уровню напряжения создаёт впечатление о субсидировании промышленными потребителями населения, при этом учёт только фактора надёжности электроснабжения приводит к обратному результату – население субсидирует промышленных потребителей. Рассмотрение обоих факторов одновременно

Земли с/х значения – как поглотители CO<sub>2</sub>  
и источник биотоплива  
Источник: Scharfsinn / depositphotos.com



### Проектирование энергосистем основывается на балансовом методе и не учитывает ограничения по составу генерирующего оборудования внутри суток, минимальные нагрузки и скорости их изменения

существенно снижает объём перекрёстного субсидирования. Таким образом, без изменения фактической схемы подключения потребителей к системе внешнего электроснабжения рассмотрение различного набора факторов приводит к абсолютно разным результатам. Учёт дополнительных факторов, в том числе: влияние технологических процессов потребителей на качество электрической энергии, может привести к дальнейшему изменению результатов расчётов. Важно отметить, что на основании некорректных результатов могут приниматься ошибочные стратегические решения по проектированию развития электроэнергетической системы РФ.

Целесообразным в вопросах ценообразования на электрическую энергию является отказ от парадигмы борьбы с перекрёстным субсидированием и переход к парадигме обеспечения конкурентоспособности отечественной промышленности на внешних и внутреннем рынках и платежеспособного спроса населения.

### Экологическая повестка

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. В соответствии с Конвенцией каждая страна “проводит национальную политику” с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу.

Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Парижском соглашении, регулирующем меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 г. Российская Федерация присоединилась к Парижско-



Установка по производству водорода

Источник: «Газпром»

му соглашению 23 сентября 2019 г.. Необходимо отметить, что в настоящее время значительная доля ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малая доля угольной генерации в энергобалансе позволяют электроэнергетике Российской Федерации быть одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO<sub>2</sub>. Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку электрической энергии (гCO<sub>2</sub>/кВт·ч) в целом по энергосистеме РФ на 26 % ниже, чем в США, на 30 % ниже, чем Германии, в два раза ниже, чем в Китае, на 41 % ниже среднемировых значений, ниже, чем в Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, чуть лучше, чем в Дании и чуть хуже, чем в Италии [31,32].

За период с 1990 г. по 2020 г. совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации с учётом сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) снизился на 52 %, а без учёта ЗИЗЛХ – на 35,1 % [33]. По сравнению с 2017 г. совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации с учётом сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) снизился на 2,7 %, а без учёта ЗИЗЛХ – на 1,7 % [34].

### «Зелёный» водород

В настоящее время в России активно обсуждается необходимость следовать в новом зарубежном тренде водородной экономики. К сожалению, имеют место исключительно декларативные заявления без анализа последствий и влияния этого на конкурентоспособность отечественных товаров и услуг, как на внешних, так и внутреннем рынках. При этом игнорируется не только оптимальная структура топливно-энергетического баланса страны, но и простые физические ограничения массового товарного производства различных видов «экологически безопасного» водорода.

**Более высокая категория надёжности электроснабжения характеризуется лучшими количественными и качественными показателями, следовательно, должна иметь более высокую стоимость**

### Стоимость «зелёного» водорода в России будет одной из самых высоких в мире. Его производство путем электролиза с использованием ВЭС и СЭС делает экономику РФ неконкурентоспособной

де. Как и в случае с Европейским союзом, Российская Федерация имеет право рассчитывать, что при реализации программы водородной энергетики будет обеспечена конкурентоспособность российской экономики, будут создаваться новые рабочие места.

На рис. 2 представлен прогноз международного энергетического агентства (IEA) стоимости производства «зелёного» водорода для энергетических систем, состоящих из материковых ветровых и солнечных электростанций с учётом географических особенностей разных стран [35].

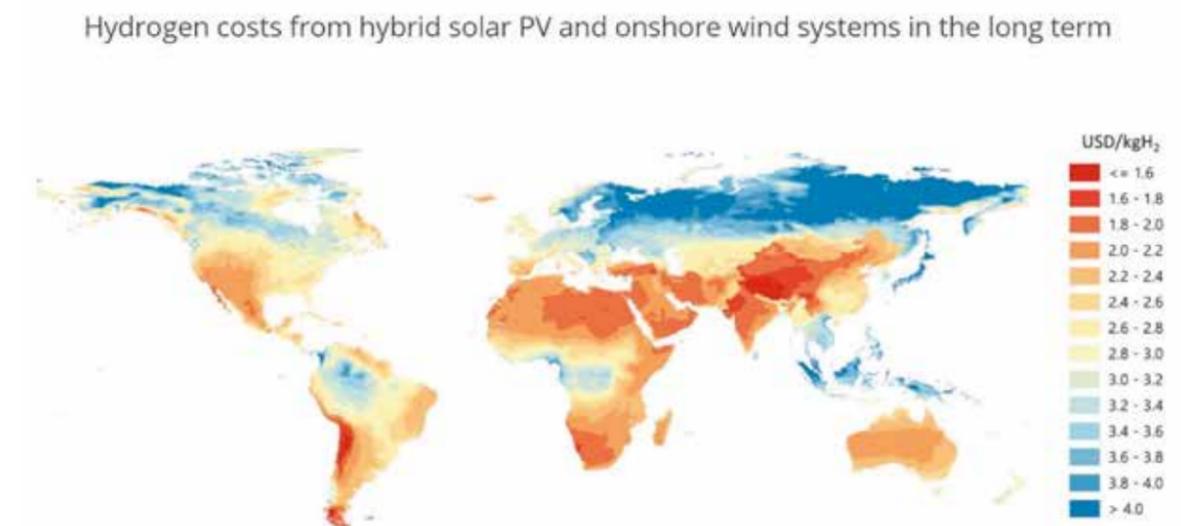
В соответствии с данным прогнозом стоимость «зелёного» водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире. Таким образом, произ-

водство «зелёного» водорода в процессе электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой ветровыми и солнечными электростанциями, делает экономику РФ неконкурентоспособной.

Необходимо отметить, что при работе с водородом требуется обеспечить высокий уровень безопасности. Взрывоопасная концентрация водорода с воздухом по объёму составляет от 5 до 75 %, чтократно превышает аналогичный диапазон для природного газа.

При переходе энергосистемы на «зелёный» водород происходит значительный рост ее материалоемкости в результате снижения КИУМ ее элементов и роста удельных показателей материалоемкости основного оборудования. При условии вывода из эксплуатации атомных электростанций (АЭС), такой рост материалоемкости оценивается в 18,6 раза [34]. Это сопровождается значительным изменением структуры потребляемых ресурсов. Если в материалах ТЭС и АЭС доля бетона составляет до 80 %, то в «водородных энергосистемах» растет доля углепластика, редких и редкоземельных материалов, платины, титана, лития, кадмия и др. Естественно, это приведет к необходимости кратного роста добычи, переработки и транспортировки этих материалов, что негативно скажется на экологической ситуации.

Рис. 2. Прогноз стоимости водорода для энергетических систем на базе материковых ВЭС и СЭС



Наименование показателя	Факт – 2019 г.	План – 2030 г.	План – 2050 г.
<b>Инерционный сценарий</b>			
Выбросы парниковых газов	2119	2253	2521
Поглощения	-535	-535	-535
Нетто-выбросы	1584	1718	1986
<b>Целевой (интенсивный) сценарий</b>			
Выбросы парниковых газов	2119	2212	1830
Поглощения	-535	-539	-1200
Нетто-выбросы	1584	1673	630

Таблица 3. Показатели массы выбросов и поглощений парниковых газов (млн т эквивалента углекислого газа) [39]

### Выполнение Указа Президента РФ по снижению выбросов парниковых газов

Указом Президента Российской Федерации поставлена задача обеспечить к 2030 г. сокращения выбросов парниковых газов до 70 % относительно уровня 1990 г. с учётом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации [38].

Реализация целевого (интенсивного) сценария Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [39] позволит стране достичь баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением не позднее 2060 г. В рамках целевого (интенсивного) сценария к 2050 г. предполагается рост по-

глощающей способности управляемых экосистем с текущих 535 млн тонн эквивалента углекислого газа до 1200 млн т эквивалента углекислого газа в лесном хозяйстве (таблица 3).

Значительный рост вклада поглощающей способности управляемых экосистем в соответствии со Стратегией ожидается только к 2050 г., показатели 2019 и 2030 гг. практически равны.

Изменение объёма выбросов парниковых газов рассчитывается относительно показателей 1990 г., принятых в качестве базовых значений. Выбросы рассчитываются для [37]:

- энергетического сектора, включающего сжигание всех видов ископаемого топлива, утечки и технологические выбросы продуктов в атмосферу;
- промышленных процессов и использования продукции;
- сельского хозяйства;

Омский НПЗ, установка по производству водорода

Источник: «Газпром»



- сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства;
- отходов.

В рамках инерционного сценария Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [40] для снижения выбросов парниковых газов на 70 % относительно 1990 г. требуется дополнительное поглощение лесов в 2030 г. – 784 млн т CO<sub>2</sub> в год. Рост поглощения парниковых газов в размере 650 млн т CO<sub>2</sub> в год обеспечит снижение выбросов на 70 % в 2019 г.

Площадь сельскохозяйственных земель в Российской Федерации сократилась с 638 млн га в 1990 г. до 382 млн га к 2020 г.

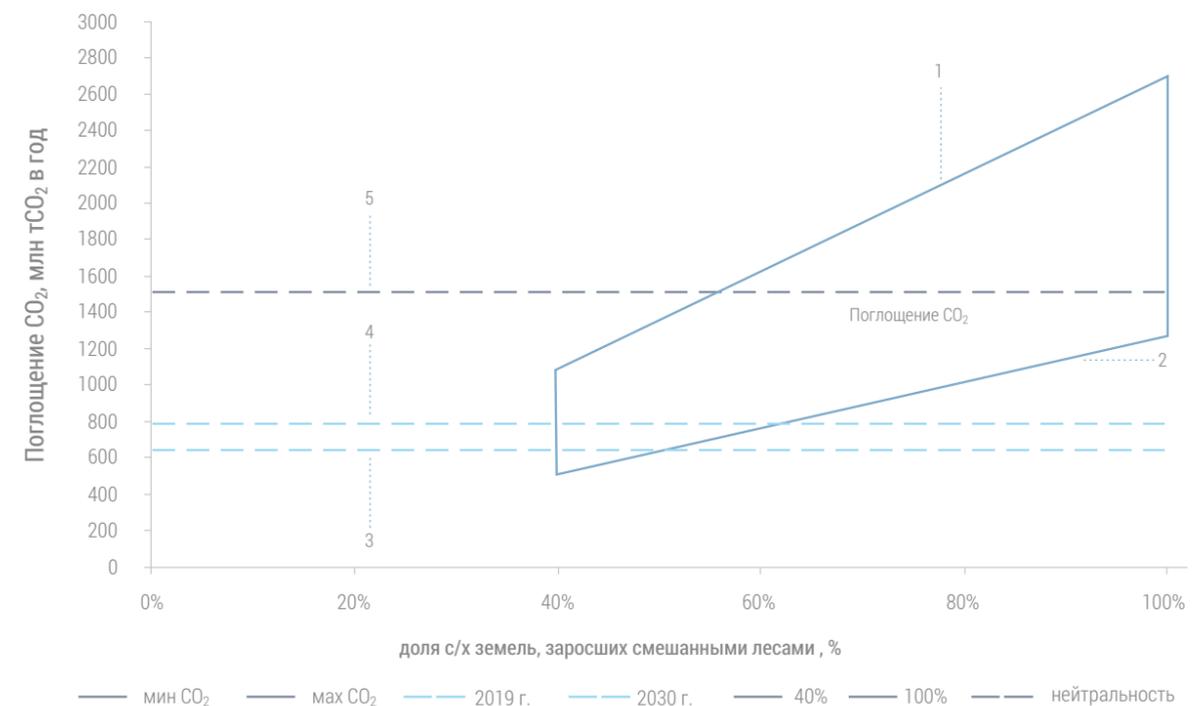
Общая площадь неиспользуемых сельскохозяйственных земель в России в 2015 г. составляла 97,2 млн га или 44 % всех сельскохозяйственных угодий страны [38]. Рост площади лесов в результате снижения активности в аграрном секторе с 1991 г. является объективным результатом деятельности

Российской Федерации в секторе ЗИЗЛХ за рассматриваемый период. Возраст лесов, выросших на неиспользуемых землях сельскохозяйственного назначения, не превышает 30 лет.

Для выполнения оценки принято, что на заброшенных землях сельскохозяйственного назначения формируются смешанные леса, состоящие в равной пропорции из берёзовых, осиновых, сосновых и еловых насаждений. На рис. 3 представлена площадь, соответствующая объёму поглощения углекислого газа в зависимости от бонитета и полноты лесов, а также процента общей площади неиспользуемых земель сельскохозяйственного назначения, покрытых лесами.

При условии, что смешанный лес будет сформирован на 40 % общей площади неиспользуемых земель сельскохозяйственного назначения (97,2 млн га), поглощение углекислого газа лесами в зависимости от бонитета и полноты может составить от 507 до 1081 млн т CO<sub>2</sub> в год, а для 100 % общей площади от 1267 до 2702 млн т CO<sub>2</sub> в год.

Рис. 3. Поглощение углекислого газа смешанными лесами на заброшенных землях сельскохозяйственного назначения



1. – поглощение CO<sub>2</sub> для бонитета Iб и полноты 1,0; 2. – поглощение CO<sub>2</sub> для бонитета II и полноты 0,4; 3. – требуемый дополнительный объём поглощения CO<sub>2</sub> в 2019 г.; 4. – требуемый дополнительный объём поглощения CO<sub>2</sub> в 2030 г.; 5. – требуемый дополнительный объём поглощения CO<sub>2</sub> для достижения РФ нейтральности к CO<sub>2</sub> в 2019 г.

Важно отметить, что расчёты поглощения углекислого газа заросших лесом и кустарниками сельхозугодий можно выполнить до 2030 г., что позволит увеличить поглощение парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ, обеспечить выполнение целевых показателей, поставленных в Указе Президента РФ.

Учёт поглощения углекислого газа заросших лесом и кустарниками сельхозугодий позволит увеличить поглощение парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ, что в зависимости от продуктивности и полноты лесов может обеспечить не только достижение целевых показателей, поставленных в Указе Президента РФ, но и нейтральности экономики РФ к выбросам парниковых газов.

### Использованные источники

1. Мелентьев Л. А. «Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития» / – 2-изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1983. – 455 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
3. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А. А. Макарова и Н. И. Воропая. – М.: ИНЭИ РАН, 2018. – 309 с.
4. «Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий»: научное издание / Л. А. Мелентьев; Сост. Л. С. Хрилев, И. А. Смирнов, К. С. Светлов; Редкол.: А. А. Макаров [и др.]. – М.: Наука, 1993. – 364 с.
5. Руденко Ю. Н. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетике // Известия Академии Наук СССР. Энергетика и транспорт. № 1, 1976. С. 7–17.
6. Белобородов С. С. О необходимости применения системного подхода при проектировании развития ЕЭС России // Электрические станции. № 9, 2021. С. 2–9.
7. Energy in a finite world. Paths to sustainable future // report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, – Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts – 1981. – 225 p.
8. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. К вопросу оценки живучести сложных систем энергетике // Известия Академии Наук СССР. Энергетика и транспорт. № 1, 1979. С. 14–20.
9. Антонов Г. Н., Черкесов Г. Н., Криворуцкий Л. Д. и др. «Методы и модели исследования живучести систем энергетике» / – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1990. – 285 с.
10. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике / Воропай Н. И., Ковалев Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 212 с.
11. Руденко Ю. Н., Синьчугов Ф. И., Смирнов Э. П. Основные понятия, определяющие свойство «надёжность» систем

### Выводы

1. При составлении документов энергетического планирования имеет место различие горизонтов прогнозирования, а также требований при разработке документов стратегического планирования развития энергетики, а также их увязки между собой.

2. Несмотря на значительную долю ВЭС и СЭС в региональных энергосистемах при выполнении расчёта показателей балансовой надёжности не учитываются ограничения по составу генерирующего оборудования электростанций внутри суток, допустимые минимальные нагрузки и скорости изменения нагрузки электростанций, а нагрузка и распо-

энергетики // Известия Академии Наук СССР. Энергетика и транспорт. № 2, 1981. С. 3–17.

12. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем/ СО 153–34.20.118–2003. Утверждены Приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.03.
13. Белобородов С. С., Дудолин А. А. Перспективы комбинированного производства тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентрали в современной энергосистеме // Вестник МЭИ. № 5, 2020. С. 54–66.
14. Белобородов С. С., Дудолин А. А. Влияние развития ВИЭ на сбалансированность производства и потребления электроэнергии в ЕЭС России // НРЭ. № 5, 2020. С. 6–17.
15. Кутовой Г. П. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ // Энергосовет. № 1 (51), 2018. С. 26–30.
16. Белобородов С. С. Оптимизация производства электрической энергии и тепла в ЕЭС России // Электрические станции. № 4, 2022. С. 2–8.
17. Филиппов С. П., Дильман М. Д. ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления // Теплоэнергетика. № 11, 2018. С. 5–22.
18. Белобородов С. С., Дудолин А. А. Конкурентоспособность существующих теплоэлектроцентралей по сравнению с современными источниками раздельного производства электрической энергии и тепла // Вестник МЭИ. № 4, 2021. С. 11–21.
19. Радин Ю. А., Ленев С. Н., Ханеев К. В., Мельников Д. А., Смышляев В. Б. Особенности глубоких разгрузок энергетических барабанных котлов на давление свежего пара 130 кгс/см<sup>2</sup> ТЭЦ филиалов ПАО «Мосэнерго» // Электрические станции. № 9, 2021. С. 17–22.
20. Радин Ю. А., Гомболевский В. И., Смышляев В. Б., Руденко Д. В. Эффективность глубоких разгрузок парогазовых полиблоков с «горячим» резервированием части оставленного оборудования // Электрические станции. № 11, 2017. С. 17–22.
21. Теплов Б. Д., Радин Ю. А. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях

лагаемая мощность ВЭС и СЭС принимается равной нулю.

3. В настоящее время при расчёте объёмов перекрёстного субсидирования в ЕЭС России учитывается всего лишь один из множества видов перекрёстного субсидирования – дифференциация стоимости электрической энергии по уровням напряжения. При учёте категории надёжности электроснабжения наблюдается обратная ситуация – население субсидирует стоимость электроэнергии для промышленных потребителей.

4. Становится все более актуальным отказ от парадигмы борьбы с перекрёстным субсидированием и переход к задачам обеспечения конкурентоспособности отечественной промышленности на внешних

- оптового рынка электроэнергии и мощности // Теплоэнергетика. № 5, 2019. С. 39–47.
22. СТО 59012820.27.010.005–2018 «Стандарт. Методические указания по проведению расчётов балансовой надёжности.» // АО «СО ЕЭС России». – Москва, 2018.
23. ГОСТР 58730–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчёты балансовой надёжности. Нормы и требования» // Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии Национальный стандарт Российской Федерации. – Москва, Стандартинформ, 2020.
24. Распоряжение Губернатора Астраханской области от 28 апреля 2022 года № 225-р «О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на 2023–2027 гг».
25. Постановление Губернатора Волгоградской области от 28 апреля 2022 года № 252 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Волгоградской области на 2022–2026 гг».
26. Постановление Правительства Российской Федерации № 750 от 31.07.2014 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам снижения величины перекрёстного субсидирования в электросетевом комплексе».
27. Белобородов С. С. Перекрёстное субсидирование: дифференциация стоимости электроэнергии в зависимости от категории надёжности электроснабжения потребителей. // Энергетик. № 8, 2020. С. 3–9.
28. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 № 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок».
29. Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 года № 20-э/2 «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».
30. Трачук А. В., Линдер Н. В., Зубакин В. А., Золотова И. Ю., Володин Ю. В. Перекрёстное субсидирование в электро-

и внутреннем рынках и платежеспособного спроса населения

5. Производство «зелёного» водорода в процессе электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой ветровыми и солнечными электростанциями, делает экономику РФ неконкурентоспособной.

6. Учёт поглощения углекислого газа заросших лесом и кустарниками сельхозугодий позволит обеспечить выполнение целевых показателей, поставленных в Указе Президента РФ, по снижению выбросов парниковых газов на 70 % относительно показателей 1990 г. Необходимо обеспечить долгосрочное финансирование работ российских институтов и лабораторий по учёту объёмов поглощения парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ.

энергетике: проблемы и пути решения. – СПб.: Реальная экономика, 2017. – 121 с.

31. Белобородов С. С. Снижение эмиссии CO<sub>2</sub>: развитие когенерации или строительство ВИЭ? // Энергосовет. № 1 (51), 2018. С. 16–25.
32. I. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis (2018). Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby. URL: <https://www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf>
33. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2020 гг. Часть 1 // Романовская А. А., Нахутин А. И., Гинзбург В. А. и др. – Москва, 2022.
34. Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В. О сбалансированности страновых показателей эмиссии и поглощения парниковых газов // Промышленная энергетика. № 8, 2021. С. 37–47.
35. The Future of Hydrogen // Technology report, IEA, – June 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#>
36. Доклад о состоянии и использовании земель сельскохозяйственного назначения Российской Федерации в 2016 году. – М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2018. – 240 с.
37. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2019 гг. // Романовская А. А., Нахутин А. И., Гинзбург В. А. и др. – Москва, 2021.
38. Указ Президента Российской Федерации от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
39. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года // Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р.

# Особенности подключения к энергосетям в удаленных и изолированных территориях

## Features of connecting to power grids in remote and isolated areas

Илья ДОЛМАТОВ

Директор Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ, к. э. н.  
e-mail: idolmatov@hse.ru

Ilya DOLMATOV

Director of the Institute for Economics and Regulation of Infrastructure Industries, National Research University Higher School of Economics, Ph.D.  
e-mail: idolmatov@hse.ru

Артем КОВАЛЬ

Директор центра Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ  
e-mail: akoval@hse.ru

Artem KOVAL

Director of the Center of the Institute for Economics and Regulation of Infrastructural Industries, National Research University Higher School of Economics  
e-mail: akoval@hse.ru

Ирина СУХОЛИТКО

Эксперт Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ  
e-mail: isukholitko@hse.ru

Irina SUKHOLITKO

Expert of the Institute for Economics and Regulation of Infrastructure Industries, National Research University Higher School of Economics  
e-mail: isukholitko@hse.ru

Джунаид ПАК

Аналитик Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ  
e-mail: d.pak@hse.ru

Junaid PAK

Analyst at the Institute for Economics and Regulation of Infrastructure Industries, National Research University Higher School of Economics  
e-mail: d.pak@hse.ru

Константин СУСЛОВ

Заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет, доцент, д. т. н.  
e-mail: dr.souslov@yandex.ru

Konstantin SUSLOV

Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of the Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University  
e-mail: dr.souslov@yandex.ru

Аннотация. В современных условиях системы инженерно-технического обеспечения являются наиболее значимой и необходимой частью жизнедеятельности, функционирования экономики и инвестиционной привлекательности страны в целом и ее отдельных регионов. Системы инженерно-технического обеспечения включают в себя большое количество сооружений и комплекса оборудования, с помощью которых осуществляется электро-снабжение, газоснабжение, теплоснабжение и водоснабжение потребителей. Перспективы социально-экономического развития удаленных и труднодоступных территорий тесным образом связаны с доступностью подключения (технологического присоединения) к различным видам ресурсов. Для потребителей вопросы открытости и возможности присоединения к системам инженерно-технического обеспечения являются очень актуальными, так как положительно влияют на свободу предпринимательства, занятость населения и, в конечном итоге, на качество жизни.

*Ключевые слова:* технологическое присоединение, системы инженерно-технического обеспечения, электроснабжение, газоснабжение, теплоснабжение, водоснабжение, удаленные и труднодоступные территории.

Abstract. In modern conditions, engineering and technical support systems are the most significant and necessary part of life, the functioning of the economy and the investment attractiveness of the country as a whole and its individual regions. Engineering and technical support systems include a large number of facilities and a set of equipment that provide electricity, gas, heat and water supply to consumers. The prospects for the socio-economic development of remote and hard-to-reach territories are closely related to the availability of connection (technological connection) to various types of resources. For consumers, the issues of openness and the possibility of joining the engineering and technical support systems are very relevant, as they positively affect the freedom of enterprise, employment of the population and, ultimately, the quality of life.

*Keywords:* technological connection, engineering and technical support systems, power supply, gas supply, heat supply, water supply, remote and hard-to-reach areas.



### Проблема обеспечения инженерно-техническими коммуникациями на сегодня остается острой в социальном, техническом и экономическом аспекте

#### Введение

Системы инженерно-технического обеспечения являются важным звеном успешного функционирования любого го-

рода, удовлетворяя потребности не только населения, но и других потребителей. Обеспечение электроэнергией, холодной и горячей водой, а также газом в необходимом количестве и в любое время происходит при помощи комплекса взаимосвязанных между собой сооружений и устройств, специально предназначенных для этого.

Существующая проблема обеспечения инженерно-техническими коммуникациями на сегодняшний день остается острой в социальном, техническом и экономическом аспекте.

В России достаточно много технологически изолированных и труднодоступных территорий для снабжения ресурсами (электрической энергией, газом, водой и теплом), большая их часть расположена в зоне Крайнего Севера и приравненных к нему территориях: отдельные районы Республик Саха (Якутия) и Карелия, Ханты-Мансийского АО – Югры и Ямало-Ненецкого АО, Мурманской, Архангельской,

Магаданской, Амурской и Сахалинской областей, Камчатского края, Чукотского АО.

В этих местах располагается небольшая численность населения: на северные территории приходится около 20 % площади и не более 2 % населения России [1]. Для этих удаленных и труднодоступных территорий характерны неблагоприятные климатические условия, низкий уровень развития инфраструктуры, недостаточная обеспеченность местными видами топлива.

По степени централизации электроснабжения на территории России выделяется три зоны [2]. Первая зона включает экономически более развитые районы, входящие в сферу действия объединенных энергосистем. Вторая зона охватывает районы, находящиеся на более низких стадиях формирования систем централизованного электроснабжения, где функционируют изолированные районные энергосистемы и энергоузлы. Третья зона включает небольшие изолированные энергоузлы, главным образом сельские населенные пункты, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз, имеющие сложную и затратную схему доставки топлива. В основном такие потребители сосредоточены практически по всем районам Севера, Сибири и Дальнего Востока.

Изолированные системы энергоснабжения 3-й зоны в основном используют дизельные электрические станции (ДЭС) в качестве генераторов электроэнергии. Только на территории Республики Саха (Якутия) работает 145 ДЭС. Для этих систем характерны: доминирование ДЭС в выработке электроэнергии, высокие удельные расходы топлива, низкие коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ), высокий износ оборудования, высокий уровень потерь в местных

**Наименее газифицированы Сибирский и Дальневосточный ФО – менее 30%. Здесь используется больше сжиженного газа, чем сетевого, поскольку на данной территории мало магистральных газопроводов**



ЛЭП за Полярным кругом, Чукотский АО  
Источник: kopachinsky / Depositphotos.com

электрических сетях и, как результат, очень высокая стоимость электроэнергии [2].

В работе Гайворонской М. С. оценивалась потребность в газификации по федеральным округам. На основе площади жилищ оценивается число жителей и домохозяйств, которые можно было бы газифицировать, на уровне федеральных округов и регионов. Среди всех федеральных округов наиболее газифицированы Северо-Кавказский, Южный и Приволжский. Их газификация на уровне 84–91 %, однако доля площади, требующая газификации с учетом наличия нецентрализованного теплоснабжения, составляет в Северо-Кавказском округе – 4,4 %, Южном – 4,9 % и Приволжском 5,1 % соответственно.

Наименее газифицированы Сибирский и Дальневосточный федеральные округа – менее 30 %, причем здесь используется больше сжиженного газа, чем сетевого, поскольку на данной территории очень мало магистральных газопроводов. Учитывая то, что почти половина домохозяйств имеют централизованное теплоснабжение, доля площади, требующей газификации, составляет для Дальневосточного ФО порядка 12 %, а для Сибирского ФО около 20 % [3].

В работе Центра по эффективному использованию энергии приведены отдельные характеристики систем теплоснабжения для ряда субъектов РФ. Доля изолированных систем теплоснабжения в них варьируется значительно, и для таких систем

параметры эффективности, как правило, существенно ниже, чем в среднем по соответствующему субъекту РФ.

В 6 регионах – Томская область, Республика Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Магаданская область и Сахалинская область – даже средний по субъекту РФ уровень потерь тепловой энергии в сетях превышает 20 %. При этом нормативные потери в тепловых сетях небольших систем теплоснабжения могут достигать и превышать 20 %, тогда как реальные – 50–80 % [4].

Наряду с высоким уровнем износа объектов, обеспечивающих ресурсоснабжение на удаленных и изолированных территориях, одной из главных проблем для потребителей коммунальных услуг является их труднодоступность и недостаточная надежность [5].

Тем не менее на удаленных и изолированных территориях в существующих инженерных сетях имеются свободные мощности, которыми потребители могут воспользоваться для подключения. В связи с этим было принято решение, рассмотреть вопросы, касающиеся технологического присоединения с точки зрения потребителей, подключающихся к системам инженерно-технического обеспечения. Кроме этого, в статье рассмотрены существующие особенности подключения на удаленных и изолированных территориях.

ЛЭП в Якутии  
Источник: rushydro.ru



**В Томской и Магаданской областях, в Якутии и на Сахалине, а также в Приморском и Хабаровском краях даже средний по субъекту РФ уровень потерь тепловой энергии в сетях превышает 20%**

### Основные положения

Подключение (технологическое присоединение) – это услуга по подключению вновь построенных объектов капитального строительства или действующих объектов, для которых требуется изменение параметров подключения, к электрическим сетям, к централизованным системам водоснабжения и водоотведения, к системе теплоснабжения и сетям газораспределения, оказываемая соответствующими ресурсоснабжающими организациями. Стоимость подключения (технологического присоединения) устанавливается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

В целом по всем видам ресурсов долгое время существовала проблематика взаимоотношений застройщиков (как физические лица, так и юридические лица) и ресурсоснабжающих организаций, которые долгое время оставались без законодательного регулирования.

Попытка систематизации подхода к регулированию взаимоотношений застройщиков и ресурсоснабжающих компаний была предпринята в федеральном законе «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», принятом в 2004 г. Закон впервые определил правовые подходы к формированию платы за подключение к инженерным системам теплоснабжения, электроснабжения, водоснабжения и водоотведения. Газовый сектор не попал под действие данного закона, и процедуры подключения в газоснабжении оставались наименее прозрачными.

В дальнейшем с развитием отраслевого законодательства, в частности, федеральных законов «О теплоснабжении» и «О водо-

снабжении и водоотведении», проблематика взаимоотношений застройщиков и ресурсоснабжающих организаций в части подключения к инженерной инфраструктуре стала регулироваться не общим законодательным актом, а отраслевым законодательством.

### Электрические сети

Технологическое присоединение (ТП) к электрическим сетям регулируется законодательством Российской Федерации в области электроэнергетики, в том числе:

- Федеральный закон РФ от 26.03.2003 № 35 «Об электроэнергетике»;

ческой энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»;

- постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- приказ ФАС России от 30.06.2022 N 490/22 «Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»;
- приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям».

Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства определяется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, в том числе посредством применения стандартизованных тарифных ставок. Размер платы за технологическое присоединение и (или) размер стандартизованных тарифных ставок определяются исходя из расходов на выполнение работ сетевой организацией в ходе технологического присоединения, включая строительство, реконструкцию объектов электросетевого хозяйства.

Стандартные ставки устанавливаются регулирующим органом едиными для всех территориальных сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации.

Указанные тарифные ставки дифференцируются исходя из состава мероприятий по технологическому присоединению. Дифференциация подразделяется на ставку  $C_1$  это организационно-технические мероприятия (оформление технических условий, оформление договоров и т. д.), ставки  $C_{2-8}$  – это строительство воздушных, кабельных линий (дифференцируются по виду материала, сечению) трансформаторных подстанций, распределительных трансформаторных подстанций (дифференцируются по уровню напряжения и по мощности трансформаторов).

### В соответствии с законодательством устанавливаются единые стандартные ставки на подключение к электрическим сетям, но возможна дифференциация по территориям и самый яркий пример – Якутия

Отдельно ставки могут устанавливаться для городской и сельской местности, также они могут дифференцироваться по энергосистемам, которые в свою очередь делятся на:

- подключённые к единой энергосистеме;
- находящиеся на изолированных территориях.

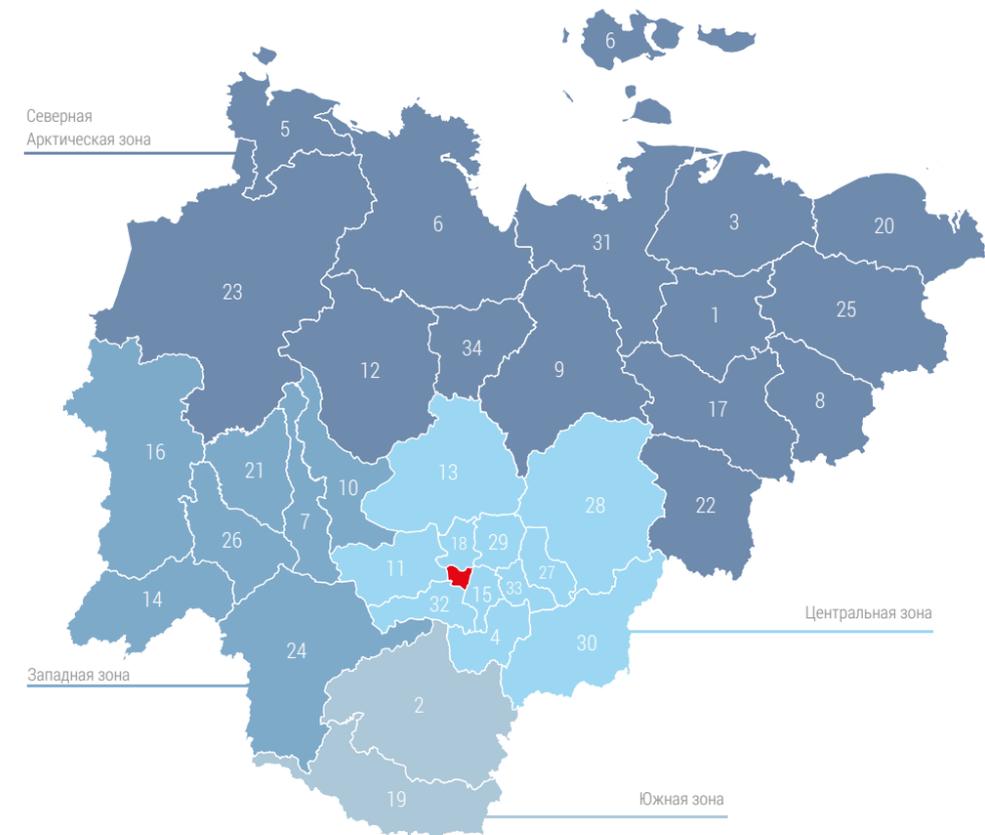
По всей России существует несколько таких регионов, где действительно став-

ки устанавливаются дифференцировано по территориям в субъекте. В соответствии с действующим законодательством устанавливаются единые стандартизированные ставки на подключение к электрическим сетям, но возможна дифференциация по территориям и самый яркий пример – это Якутия. Здесь ставки установлены дифференцировано по четырем зонам деятельности (рис. 1).

Ставки за технологическое присоединение к электрическим сетям рассчитаны с учетом территориальных особенностей Республики Саха (Якутия) с дифференциацией по следующим зонам: первая зона – Центральная зона, где находится Якутск (в центре), вторая Южная зона, третья – Западная и четвертая – Северная Арктическая.

Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на организационные мероприятия по всем четырем зонам деятельности установлены единые (рис. 2), а ставки на строительство воздушных, кабельных линий, трансформаторных и распределительных устройств устанавливаются дифференцировано по территориям в субъекте.

Рис. 1. Стандартизированные ставки на территории Республики Саха (Якутия) по зонам деятельности [6]



Якутск

Источник: tagasiapril / depositphotos.com

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электри-

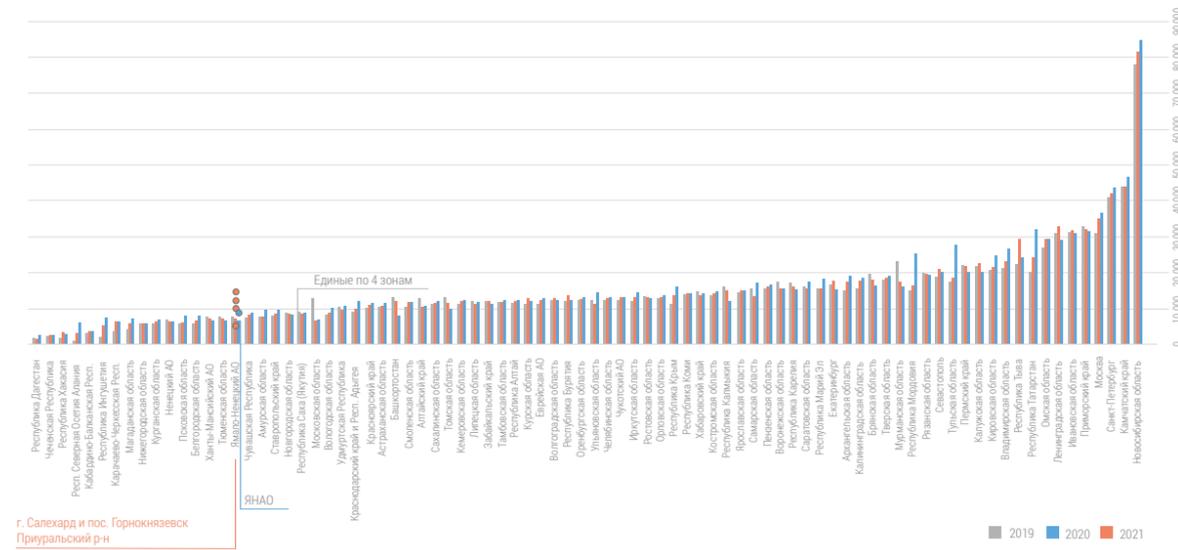
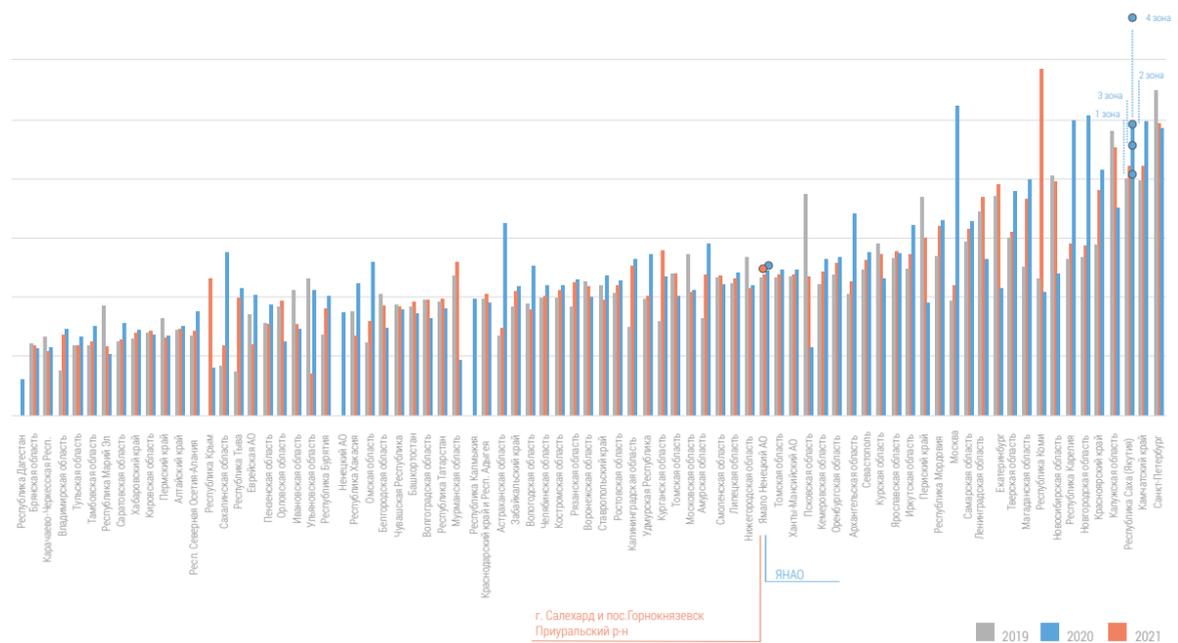


Рис. 2. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на организационные мероприятия, руб./одно присоединение [7]

тельных подстанций мероприятий уже разделяются по зонам деятельности (рис. 3). При этом стоит отметить самые низкие стандартизированные ставки установленные в Южной зоне. Если принять их уровень за базовый, то в Центральной зоне ставки выше базовых – на 2,1 %, в Западной зоне на – 13,6 %, а в Северной и Арктической – на 67,7 %.

Важно отметить, что изолированные территории, как правило, не подключены к единой энергосистеме из-за климатических или территориальных особенностей. Одним из таких примеров изолированных территорий, на котором отдельно установлены стандартные ставки является город Салехард и поселок Горноknязевск в Ямало-Ненецком автономном округе.

Рис. 3. Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство КЛ 0,4 кВ сечением 4x185 мм<sup>2</sup>, 1 кабель в траншее, руб./км [4]



Петропавловск-Камчатский

Источник: amoklv / depositphotos.com

## Газораспределение

Технологическое присоединение к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации регулируется законодательством в области газоснабжения, в том числе:

- Федеральный закон РФ от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в РФ»;
- постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации»;

- приказ ФАС России от 16.08.2018 № 1151/18 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям и (или) размеров стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину».

Нормативные документы по газу концептуально направлены на комплексную застройку, а с недавних пор и на полную газификацию России. По газу устанавливается два вида льгот это:

- до 15 м<sup>3</sup>/час для целей предпринимательской деятельности;
- до 5 м<sup>3</sup>/час для бытового потребления.

Обязательное условие льготной платы для технологического присоединения яв-

В другом случае стандартные ставки устанавливаются для нескольких территорий. Например, в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Ямало-Ненецком автономном округе установлены единые стандартизированные ставки, которые утверждаются единым органом тарифного регулирования.

- постановление Правительства РФ от 13.09.2021 № 1547 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) газоиспользующего оборудования и объектов капитального строительства к сетям газораспределения и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;



Магаданская ТЭЦ

Источник: ПАО «Магаданэнерго»

ляется если газопровод проходит в границах муниципального образования. Кроме этого, ежегодно на период регулирования утверждается также:

- стандартизированные тарифные ставки, используемые для определения платы за технологическое присоединение (при наличии технической возможности) и установления размера платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту;
- размер экономически обоснованных расходов на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) газоисполь-

зующего оборудования физических лиц без взимания платы (без учета работ на участке заявителя).

Отдельно по обращению газораспределительной организации утверждается плата за присоединение по индивидуальному проекту.

Дифференцированных ставок для изолированных территорий не существует, так как в малонаселенных территориях попросту может не быть технической возможности для подключения.

### Теплоснабжение

Подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии к системам теплоснабжения осуществляется в соответствии с:

- Федеральным законом от 27 июля 2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановлением Правительства РФ от 5 июля 2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

**Ставки за присоединение установлены с учетом географических особенностей Якутии с разбивкой по зонам:**  
**I зона – Центральная, где находится Якутск, II – Южная, III – Западная и IV – Северная**

### Изолированные территории не подключены к единой энергосистеме из-за территориально-климатических особенностей. В Салехарде или п. Горнокнязевск стандартные ставки установлены отдельно

заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенными в схеме теплоснабжения поселения, городского округа.

Техническая возможность подключения существует при одновременном наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя и резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

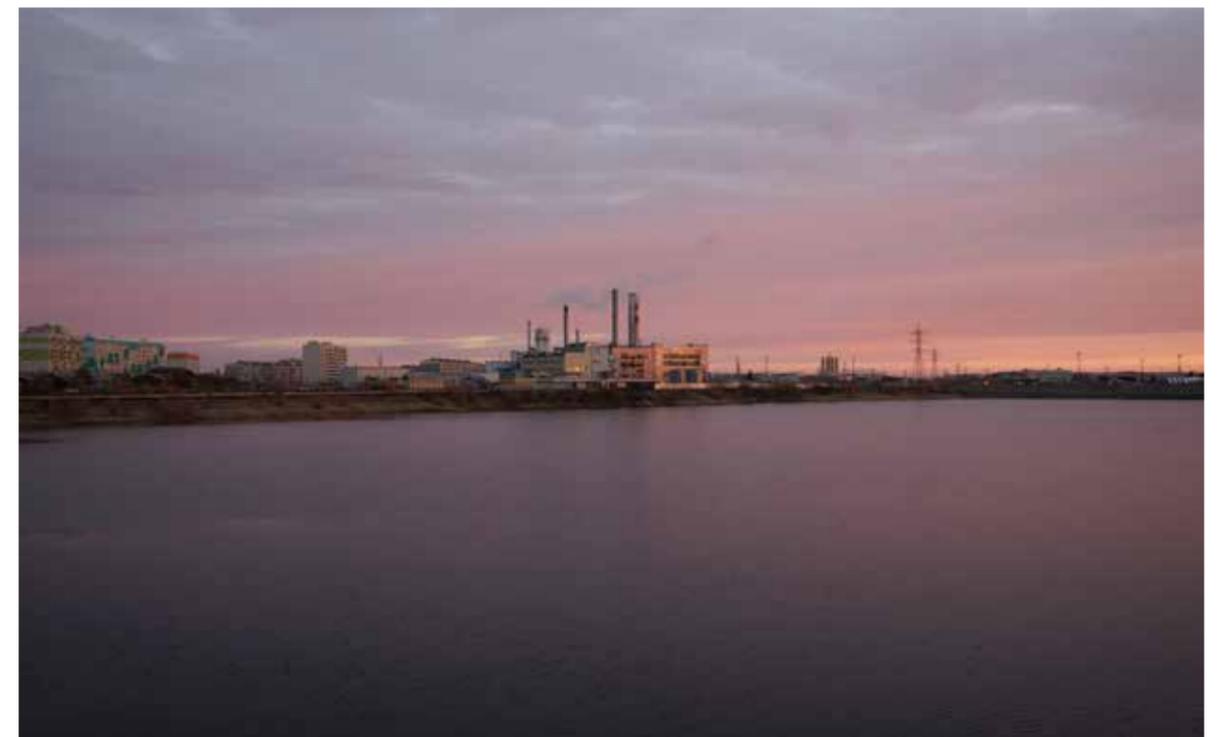
Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается органом регули-

- постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 № 2115 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя, ...» (вступило в силу с 01.03.2022);
- постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

Согласно Правилам подключения к системам теплоснабжения лицами, подлежащими обязательному обслуживанию теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, относятся любые лица, обратившиеся в эти организации с целью заключения договора о подключении. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, в которую следует обращаться

Якутская ТЭЦ

Источник: «Русгидро»



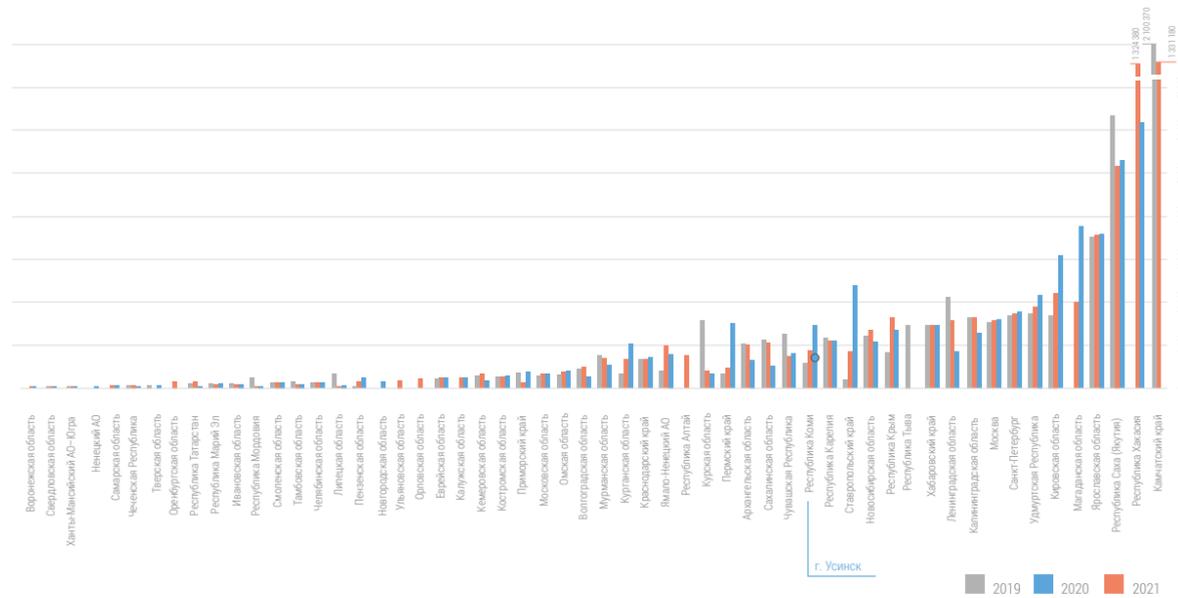


Рис. 4. Сравнение установленной платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки в 2019–2021 гг. [4]

рования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения, определенных «Основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075, в соответствии с пунктами 8–11 указанных Основ ценообразования.

Ставки дифференцируются и определяются в зависимости от размера подключаемой тепловой нагрузки объекта капитального строительства:

- до 0,1 Гкал/ч;
- от 0,1 Гкал/ч до 1.5 Гкал/ч;
- свыше 1.5 Гкал/ч.

Плата за подключение к системам теплоснабжения устанавливается ежегодно органом регулирования отдельно для каждой теплоснабжающей организации в расчете на единицу мощности

Усть-Среднеканская ГЭС

Источник: m.cstroy.ru



подключаемой тепловой нагрузки в случае наличия технической возможности исходя из необходимости компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя.

В этой связи ставки на подключение к системам теплоснабжения устанавливаются разные, как по регионам, изолированным территориям, так и в одном субъекте по разным теплоснабжающим организациям в целом.

Льготная плата за подключение к централизованным системам теплоснабжения осуществляется:

- для заявителей с подключаемой тепловой нагрузкой, не превышающей 0,1 Гкал/ч (550 руб.) (с НДС) (выпадающие доходы компенсируются в тарифах на тепловую энергию);
- плата за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки в случае наличия технической возможности подключения.

Плата за подключение в индивидуальном порядке в случае отсутствия технической возможности:

- подключиться за индивидуальную плату;
- ожидать внесения необходимых изменений в инвестиционную программу исполнителя и в соответствующую схему теплоснабжения, независимо от срока их выполнения.

Также подключение возможно при отказе существующих потребителей от тепловой мощности (соглашение об уступке права на использование мощности).

## Водоснабжение

Правовые основы, условия и порядок подключения (технологического присоединения) к сетям водоснабжения и водоотведения установлены:

- Федеральным законом от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (до 01.03.2022);

- постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» (далее – ПП № 406, Основы ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения);
- постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 № 2130 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к централизованным системам горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, ...» (вступили в силу с 01.03.2022);



Партизанская ГРЭС, Приморский край

Источник: energotechno.ru

- постановлением Правительства РФ от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения»;
- приказом ФСТ России от 27 декабря 2013 г. № 1746-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения».

Федеральный закон, как и иные отраслевые федеральные законы в коммунальной сфере, определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления в сфере водоснабжения и водоотведения.

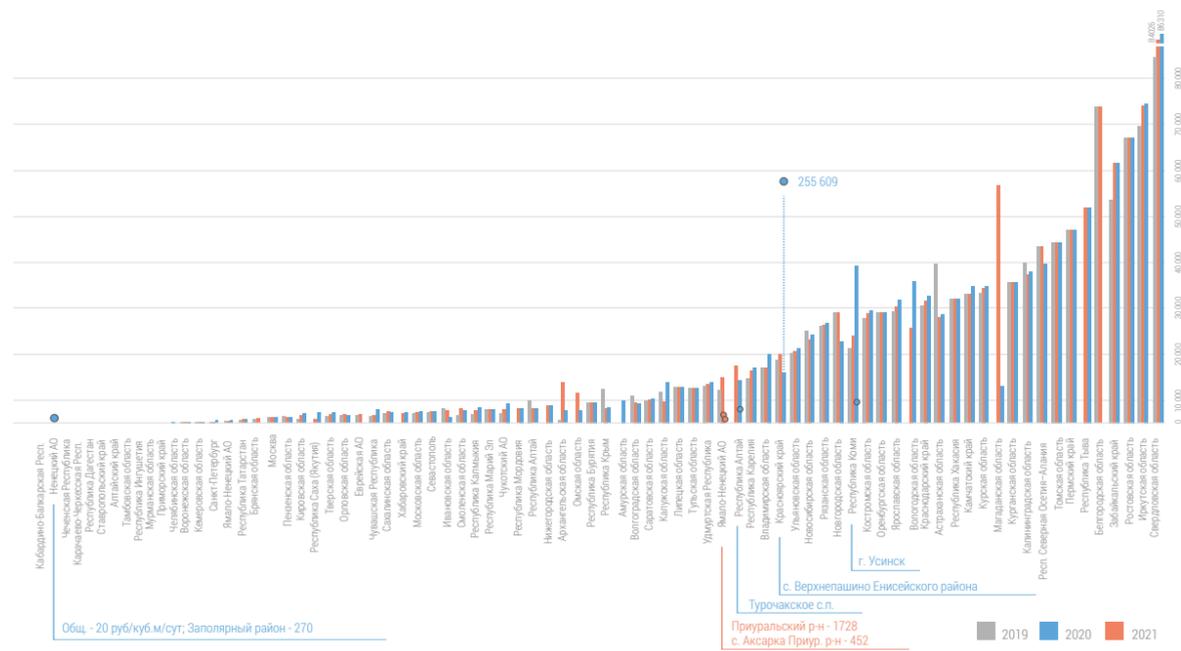


Рис. 5. Ставка тарифа за подключаемую нагрузку водопроводной сети, руб. за 1 м³/сут. [4]

Технологическое присоединение для заявителей, с величиной подключаемой нагрузки до 250 м³ в сутки и (или) подключаемых с использованием создаваемых сетей водоснабжения (водоотведения) с диаметром, не превышающим 250 мм (предельный уровень нагрузки) устанавливается плата в виде двух ставок:

- ставка за подключаемую нагрузку (не включает расходы на прокладку сетей и объектов на них);
- ставка тарифа за протяженность сети (дифференцированная по типу прокладки, диаметру трубопровода, и учитывающая расходы на создание сетей до заявителя от суще-

ствующих централизованных сетей и объектов на них и расходы по налогу на прибыль).

Для заявителей, с величиной подключаемой нагрузки более 250 куб.м в сутки и (или) подключаемых с использованием создаваемых сетей водоснабжения (водоотведения) с диаметром, превышающим 250 мм (предельный уровень нагрузки) устанавливается плата с учетом расходов на увеличение мощности (пропускной способности) централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения, в том числе расходов на реконструкцию и (или) модернизацию.

В отношении заявителей, размер платы за подключение устанавливается органом регулирования тарифов индивидуально для каждой водоснабжающей организации с учетом расходов на увеличение мощности (пропускной способности) централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения, в том числе расходов на реконструкцию и (или) модернизацию существующих объектов централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения, а также расходов по уплате налога на прибыль.

В соответствии с Основами ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения субъект РФ может установить иной

**Дифференцированных ставок для изолированных, удаленных территорий не существует, так как в малонаселенных районах попросту может не быть технической возможности для подключения**

критерий по уровню нагрузки или диаметру трубопровода, при котором плата за подключение устанавливается индивидуально для каждой водоснабжающей организации. Региональное сравнение установленных ставок за подключаемую нагрузку водопроводной сети на рис. 5.

Более подробно со ставками на технологическое присоединение и их дифференциацией по субъектам можно ознакомиться в информационно-аналитическом сборнике, подготовленном в 2022 г. Институтом экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ [7].

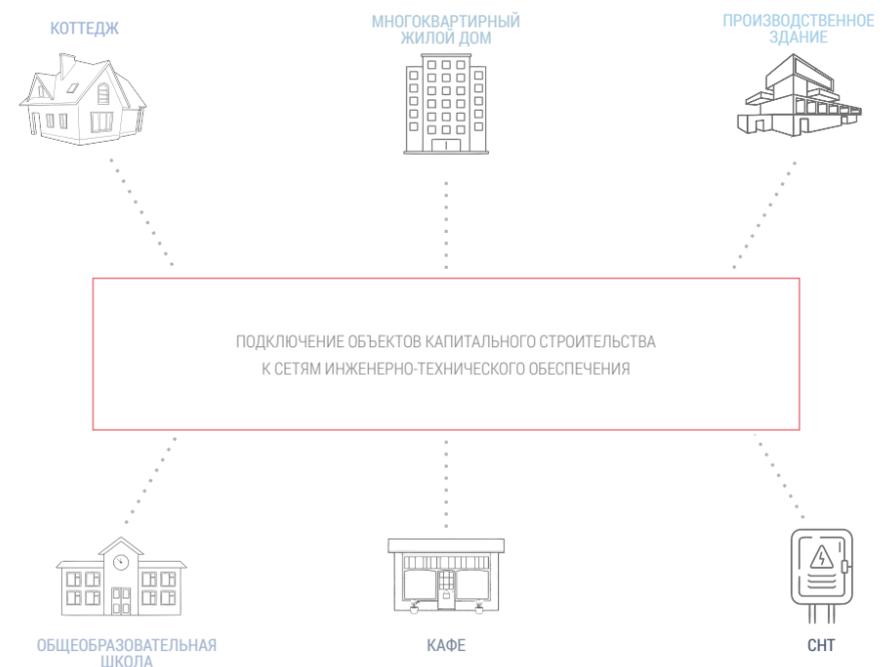
В информационно-аналитическом сборнике проводится сравнительный анализ ставок платы за подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, необходимых для расчета стоимости подключения к электрическим, газораспределительным сетям, системам теплоснабжения, централизованным системам водоснабжения и водоотведения, установленных в субъектах Российской Федерации за период 2019–2021 гг., а также анализ стоимости подключения на примере различных объектов капитального строительства (рис. 6).

В качестве примеров для расчета стоимости подключения (технологического присоединения) приняты следующие объекты капитального строительства: многоквартирный жилой дом, общеобразовательная школа, производственное здание и кафе, для сетей электроснабжения и газоснабжения дополнительно: домовладение (коттедж) и садоводческое некоммерческое товарищество в городском населенном пункте.

Представленные в сборнике графические данные позволяют оценить величину и динамику утвержденных ставок платы за подключение к отдельным видам ресурсов по каждому из регионов за три года, а также показывают относительное положение регионов по величине ставок платы и по стоимости подключения в целом.

Проведенный анализ стоимости подключения может рассматриваться как один из факторов инвестиционной привлекательности субъектов Российской Федерации, а именно показателя инфраструктурной обеспеченности регионов, которая в том числе определяется доступностью подключения к сетям инженерно-технического обеспечения.

Рис. 6. Подключение объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения



Приведенные в информационно-аналитическом сборнике материалы могут быть использованы для аналитических целей, оптимизации подходов к регулированию платы за подключение, а также для совершенствования методик расчета показателей инвестиционной привлекательности регионов.

## Заключение

Как уже отмечалось ранее технологическое присоединение к системам инженерно-технического обеспечения подразделяются по видам ресурсов. Размер платы и стандартизированные тарифные ставки устанавливаются как отдельно для регионов, так и для изолированных и труднодоступных территорий Российской Федерации.

На сегодняшний день в законодательстве имеется системный подход к регулированию подключения (технологического присоединения) к электрическим сетям, к централизованным системам водоснабжения и водоотведения, к системе теплоснабжения и сетям газораспределения.

Основными особенностями технологического присоединения к системам инженерно-технического обеспечения

в целом, так и в изолированных и труднодоступных территориях, являются:

- а) ставки на подключение к электрическим сетям устанавливаются едиными по субъекту РФ и могут дифференцироваться по энергосистемам, которые в свою очередь делятся на:
  - подключённые к единой энергосистеме;
  - находящиеся на изолированных территориях;
- б) ставки на подключение к системам теплоснабжения устанавливаются ежегодно органом регулирования отдельно для каждой теплоснабжающей организации в случае наличия технической возможности исходя из необходимости компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства;
- в) в отношении водоснабжения и водоотведения, размер платы за подключение устанавливается органом регулирования тарифов индивидуально для каждой водоснабжающей организации;
- д) стандартизированные тарифные ставки, используемые для опреде-



Петропавловск-Камчатский

Источник: amoklv / depositphotos.com

ления платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям устанавливаются ежегодно регулирующим органом на очередной календарный год для каждой газораспределительной организации.

При утверждении ставок платы за подключение к централизованным системам инженерно-технического обеспечения отдельно для каждой ресурсоснабжающей организации региональный

орган тарифного регулирования учитывает условия хозяйствования каждой организации на территории ее деятельности, то есть стоимость фактически выполненных ранее работ, а также стоимость и объемы работ на очередной период. Это позволяет учесть в утверждаемых ставках платы дополнительные расходы на подключение для организаций, оказывающих услуги по подключению (технологическому присоединению) в целом и на удаленных и изолированных территориях.

## Использованные источники

1. Бердин В.Х., Кокорин А.О., Юлкин Г.М., Юлкин М.А. ВИЭ в изолированных населенных пунктах российской Арктики, WWF, 2017г.
2. Суржикова О.А., Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России. Вестник науки Сибири. 2012. № 3 (4). С. 103-108.
3. Гайворонская М.С. Оценка потребности в газификации домохозяйств России и возможности для ее ускорения, Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2020. № 18. С. 274-295.
4. Отчет ЦЭНЭФ. Анализ нынешнего положения. Интернет ресурс (дата обращения 27.10.2022): [https://docviewer.yandex.ru/?tm=1666855407&tld=ru&lang=ru&name=Discussion\\_paper1.pdf&text=cenef.ru/file/Discussion\\_paper1.pdf&url=http%3A//www.cenef.ru/file/Discussion\\_paper1.pdf&lr=213&mime=pdf&l10n=ru&sign=749b3a302b1667367efa1a39f8ea994e&keyno=0](https://docviewer.yandex.ru/?tm=1666855407&tld=ru&lang=ru&name=Discussion_paper1.pdf&text=cenef.ru/file/Discussion_paper1.pdf&url=http%3A//www.cenef.ru/file/Discussion_paper1.pdf&lr=213&mime=pdf&l10n=ru&sign=749b3a302b1667367efa1a39f8ea994e&keyno=0)
5. Доклад ЦЭНЭФ-XXI «Анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию», 2016; WWF, 2017г.
6. Карта административного деления Республики Саха (Якутия). Интернет источник (дата обращения 27.10.2022): [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Sakha\\_Republic\\_Municipal\\_Divisions.PNG?uselang=ru](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Sakha_Republic_Municipal_Divisions.PNG?uselang=ru)
7. Информационно-аналитический сборник. Подключение (технологическое присоединение) к сетям инженерно-технического обеспечения в регулируемых инфраструктурных отраслях: электроснабжение, теплоснабжение, газоснабжение, водоснабжение и водоотведение Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей. Издательский дом ВШЭ, Москва, 2022г.

Побережье Чукотского моря, остров Айон, Россия

Источник: danemo / Depositphotos.com



# Новые технологии энергоутилизации биомассы как драйверы локальной энергетики

## New technologies for energy utilization of biomass as local energy drivers

Виктор ЗАЙЧЕНКО

Заведующий лабораторией, д. т. н., профессор,  
Объединенный институт высоких температур  
Российской академии наук (ОИВТ РАН)  
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Victor ZAICHENKO

JIHT RAS, Moscow, Russia,  
Doctor of Technical Sciences,  
Head of the Laboratory  
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Виталий БУШУЕВ

Профессор, д. т. н., генеральный директор ГУ  
«Институт энергетической стратегии», главный  
научный сотрудник ОИВТ РАН, научный редактор  
журнала «Энергетическая политика»  
e-mail: vital@guies.ru

Vitalii BUSHYEV

Doctor of Technical Sciences,  
Professor, General Director of the State Institution  
«Institute of Energy Strategy», Chief Researcher of the  
JIHT RAS, Scientific Editor of the journal «Energy Policy»  
e-mail: vital@guies.ru

Николай НОВИКОВ

Ведущий научный сотрудник, д. т. н., профессор,  
Объединенный институт высоких температур  
Российской академии наук (ОИВТ РАН)  
e-mail: novikov\_nl@ntc-power.ru

Nikolai NOVIKOV

JIHT RAS, Moscow, Russia,  
Doctor of Technical Sciences  
e-mail: novikov\_nl@ntc-power.ru

Дмитрий СОЛОВЬЕВ

Старший научный сотрудник, к. ф.-м. н.,  
Объединенный институт высоких температур  
Российской академии наук (ОИВТ РАН)  
e-mail: solovev@guies.ru

Dmitry SOLOVYEV

Joint Institute for High Temperatures of the Russian  
Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, Russia,  
Candidate of Physical and Mathematical Sciences  
e-mail: solovev@guies.ru

Аннотация. Авторы рассматривают в статье новые подходы к организации энергетического жизнеобеспечения с использованием местных энергоресурсов на основе применения новых технологий использования биомассы, накопления энергии и водорода.

*Ключевые слова:* энергетические ресурсы, биомасса, водород, моторное топливо, накопители энергии.

Abstract. The authors consider new approaches to the organization of energy life support using local energy resources based on new technologies for the use of biomass, energy and hydrogen storage.

*Keywords:* energy resources, biomass, hydrogen, motor fuel, energy storage.



### Использование газа с низкой теплотворной способностью в энергетических агрегатах, рассчитанных на высокие тепловые нагрузки, неэффективно

#### Введение

В последнее время происходит сокращение темпов роста вводимых электростанций большой и сверхбольшой мощности, работающих в региональных системах централизованного энергоснабжения [1]. В то же время развивается локальная энергетика, увеличивается количество генерирующих объектов малой и средней мощности, приближенных к потребителям, с минимальными системами передачи и распределения электрической и тепловой энергии. Многие регионы, такие как Арктика, Крым, Камчатка, Таймыр и др. вообще немыслимы без локальной энергетики. При этом создание автономных электростанций непосредственно для энергоснабжения отдельных потребителей с экономической точки зрения также оказывается более выгодным.



Хранение водорода

Источник: aa-w / depositphotos.com

#### Энергетическая утилизация биомассы

К биомассе относятся торф, древесные и сельскохозяйственные отходы, а также отходы жизнедеятельности различных видов. Энергетическая утилизация последних, в силу значительного урона, который наносят окружающей среде многочисленными хранилищами данного вида отходов, рассматривается к настоящему времени в качестве одного из приоритетных направлений использования для энергетических целей различных видов биомассы. Промышленные технологии, которые бы позволяли производить эффективную энергетическую утилизацию



Рис. 1. Установка ОИВТ РАН по отработке режимных параметров технологии конверсии местных топливно-энергетических ресурсов в газовое топливо. Мощность – 50 кВт эл.

иловых осадков сточных вод (то, что в быту называется канализационными стоками) и ППМ – (пометно-подстилочной массы), отходов крупного рогатого скота в мире нет. А, как известно, ресурсы данного вида сырья в стране значительны. Именно поэтому энергетическая утилизация является приоритетным направлением снижения нагрузки на природное равновесие от отходов жизнедеятельности.

Однако, эффективных технологий получения электрической энергии из биомассы (в том числе из отходов жизнедеятельно-

сти) в установках сравнительно небольшой мощности для нужд распределенной энергетики не существует ни у нас в стране, ни за рубежом [2]. Одним из решений проблемы является получение из биомассы энергетического газа с высокими теплотехническими характеристиками с последующим использованием в газопоршневых или газотурбинных установках для выработки электрической энергии [3].

К настоящему времени известны две технологии получения энергетического газа при термической переработке биомассы: газификация и пиролиз. При пиролизе (нагреве перерабатываемого материала без доступа окислителя) возможно получение энергетического газа с теплотворной способностью до 5000 ккал/м<sup>3</sup>, побочными продуктами пиролиза является твердая и жидкая фаза. Теплота сгорания получаемой газообразной фазы не превышает 25 % от энергии, аккумулированной в перерабатываемой биомассе. Оставшаяся энергия распределяется между жидкой и твердой фазами. С экологической точки зрения жидкая фаза пиролиза небезопасна, ее переработка, либо утилизация связана со значительным усложнением технологии

**Эффективных технологий получения электроэнергии из биомассы в установках сравнительно небольшой мощности для нужд распределенной энергетики не существует ни у нас в стране, ни за рубежом**

и дополнительными затратами. Необходимо разработка технологий получения сухого энергетического газа при термической конверсии биомассы. Недостатком всех автотермических технологий газификации являются низкие потребительские свойства получаемого газа: теплотворная способность не выше 1300 ккал/м<sup>3</sup>, а адиабатная температура горения – 1400 °С. Получаемый при газификации газ примерно на 50–60 % состоит из водорода и окиси углерода, остальное – азот. При парокислородном дутье показатели улучшаются, но значительно возрастают капитальные вложения и эксплуатационные расходы. Использование газа с низкой теплотворной способностью в современных энергетических агрегатах, рассчитанных на высокие тепловые нагрузки, неэффективно. Для энергетического использования продуктов переработки биомассы необходимо осуществление процесса получения энергетического газа экологически безопасными методами, при этом получаемый газ не должен содержать жидкой фазы и иметь достаточный уровень теплотехнических параметров, обеспечивающий возможность его использования в современном высокоинтенсивном энергетическом оборудовании.

**Недостатком автотермических технологий газификации является низкое качество получаемого газа: теплотворная способность не выше 1300 ккал/м<sup>3</sup>, а адиабатная температура горения – 1400 °С**

Подобным требованиям соответствуют разработки ОИВТ РАН по новому процессу конверсии биомассы с получением энергетического газа с калорийностью на уровне 2500...3000 ккал/м<sup>3</sup> и адиабатной температурой горения 1900...2000 °С [4].

**Производство газа и жидких моторных топлив из биомассы**

В ОИВТ РАН разработан процесс термической конверсии биомассы [2], [4], [5]. На рис. 1. показана фотография стендовой

Система производства водорода

Источник: greenbiz.com





Ветро дизельный комплекс «Тикси»

Источник: rushydro.ru

установки ОИВТ РАН по отработке режимных параметров технологии конверсии местных топливно-энергетических ресурсов в газовое топливо мощностью 50 кВт эл. В таблице 1 приведены данные, полученные при переработке торфяных пеллет и различных сельскохозяйственных отходов [4].

В принципе, газ, получаемый при этом, имеет аналогичный состав и на 90 % состоит из смеси водорода и окиси углерода, приблизительно, в равных долях. Получаемый по разрабатываемой технологии газ является идеальной смесью для синтеза искусственных жидких топлив из биомассы.

Интерес к этой проблеме в мире значительный. Как известно, в ЕС готовится ре-

шение о частичном использовании к 2035 г. биоавиакеросина в виде авиационного топлива. Технологии получения моторных топлив из биомассы развиваются быстрыми темпами в настоящее время. Сегодня речь идет не только о научных исследованиях, а о практическом использовании жидких моторных топлив из биомассы в различных типах двигателей. Сегодня уже объявлено, что все желающие могут в Осло заправиться биокеросином. У нас был уже пример, когда мы не среагировали на принятие определенных мер, направленных на изменение условий эксплуатации самолетного парка. Имеется в виду ограничения по сокращению шума от самолетных двигателей. Нас прекратили пускать в Европу,

Таблица 1. Применение синтез-газа для производства компонентов жидких моторных топлив, [4]

Сырье для производства синтез-газа	Свойства синтез-газа	
	H <sub>2</sub> +CO,%	H <sub>2</sub> /CO*
Древесные пеллеты	92	1
Торфяные пеллеты	90	1,2
Соломенные пеллеты	78	1
Пеллеты из лузги подсолнечника	80	1,2
Помётно-подстилочная масса	83	1,2
Осадки сточных вод	95	1,8
Опил (отходы целлюлозно-бумажного производства)	96	1
Кора древесная	92	1,6

\*примечание: оптимальным является соотношение H<sub>2</sub>/CO = 1,5~2

## В отличие от западных микрогридов, система распределенной генерации в РФ не может резервироваться удаленной сетью. У нас другие расстояния, а многие регионы являются энергодефицитными

и мы были вынуждены поменять свой парк самолётов на импортные самолеты. Теперь готовится принятие решения об обязательном использовании биоавиакеросина. Это также может быть связано с достаточно неприятными для нас последствиями. Биоавиакеросин также должен выпускаться в нашей стране. Для этого, на первом этапе необходимо проведение исследований, результаты которых в дальнейшем смогут быть использованы для создания промышленного производства данного вида топлива в нашей стране.

Эти и многие другие примеры показывают, что эффективное использование

местных ресурсов, в том числе и биоотходов, имеет важное значение не только для автономного энергоснабжения территорий, но и как промышленное производство новых видов продукции.

## Накопители как средство интеграции производителя и потребителя

Развитие технологий и средств распределенной энергетики, в том числе возобновляемой (ВИЭ), используемых для построения энергетики геотории, должно проходить по пути создания гибридных энергокомплексов, в состав которых входят энергопроизводящие установки различных типов и устройства аккумулирования энергии. Гибридные энергокомплексы (ветро-дизельные, волно-механические, солнечно-тепловые) позволяют эффективно использовать различные местные энергоресурсы, такие как малые месторождения угля и газа, водные ресурсы и ВИЭ [6]. Они могут дополняться и вторичными ресурсами – отходами промышленной деятельности, а также традиционными установками малой энергетики – дизельными, газо-

Газовый двигатель ЯМЗ-530 CNG

Источник: kolesa.ru



поршневыми, гидравлическими. При этом для комплексного использования различного вида ресурсов, преобразуемых затем в электричество и тепло, целесообразно применять накопители, которые позволяют значительно повысить эффективность и надежность энергообеспечения.

Задачи, которые ставятся перед разработкой систем аккумулирования энергии применительно к условиям нашей страны, отличаются от условий в Европейских странах [7]. В отличие от западных аналогов микрогрида система распределенной генерации в нашей стране не может резервироваться удаленной сетью. У нас другие расстояния, при этом значительное число регионов страны являются энергодефицитными.

В этих условиях особая роль в энергетической инфраструктуре, как системной, так и местной, отводится различного рода накопителям энергии, как природным ГАЭС, так и промышленным аккумуляторам (газохранилищам, механическим, электромагнитным, водородным и прочим накопителям). Их роль в новой энергетике сводится не только к резервированию накопленной энергии при переменных графиках работы энергоустановок и потребителей, но и к возможностям регулирования режимов местных энергокомплексов (совместно с потребителями) для обеспечения их надежности и живучести. Системные накопители позволяют по-новому решать задачи межрегиональной и межгосударственной энергетической интеграции с использованием не только высоковольтных ЛЭП, но и газопроводов, транспорта энергии с помощью СПГ, жидкого водорода, угольных брикетов, а в будущем и путем перевозки аккумуляторов большой мощности.

### Ориентация на перспективную инфраструктуру с накопителями позволяет использовать различные виды распределенной генерации с помощью новых видов энергии и типов энергетических установок



Международный автосалон Toyota в Бангкоке  
Источник: amzza12 / Depositphotos.com

Ориентация на перспективную инфраструктуру энергетики с накопителями позволяет использовать различные виды распределенной генерации с помощью новых видов энергии и типов энергетических установок.

Такие накопители, по сути, устраняют одну из главных особенностей электроэнергетики – непрерывность единого процесса выработки и потребления электрической энергии, превращая ее в обычный товар, который можно при необходимости складировать и поставлять потребителю по мере необходимости. Электрическая энергия перестанет быть обособленным товаром на общем энергетическом рынке, а станет внутренним процессом в общей схеме энергетической (энергоинформационной) жизнедеятельности дома, производства и геотории.

Применение накопителей позволяет существенно диверсифицировать не только вид используемой энергии, но и методы ее генерации и использования.

Существует три принципиально различные формы соединения производителей и потребителей электрической энергии:

- розеточное подключение потребителей;
- использование аккумуляторных батарей, встраиваемых в бытовые электрические приборы и промышленные установки;
- развитие активных потребителей – поставщиков избыточной энергии.

Возможно, и даже вероятно, что в будущем все энергоснабжение потребителей определенной территории будет осуществляться либо через встроенные в единый технологический процесс накопители подобно сегодняшним бытовым аккумуляторам, либо через централизованные в масштабах городских и местных агломераций общие накопители энергии, позволяющие при этом использовать на стороне генерации различные энергоустановки [1]. Такие схемы использования накопителей от различных энергоисточников для комплексного энергоснабжения городов начинают достаточно широко применяться в Японии [8]. Со стороны потребителей наиболее универсальным, удобным и управляемым оказывается использование электрической энергии, которая сможет заменить у потребителя и газ, и тепло, и холод, обеспечивая комфорт в жилищах, экологически чистый транспорт и высокую производительность труда на производстве. В частности, активное внедрение электромобилей в городах и компактных геоториях позволяет полнее реализовать эффект не только заряда автомобильных аккумуляторов, но выдачу свободной энергии в сеть на зарядных станциях. Электрическая энергия будет объединяться с информационными потоками, а цифровизация позволит интегрировать энергоснабжение и энергопотребление в единый энерготехнологический и энергоинформационный комплекс на уровне локальных территорий (геоторий) [1]. Толь-

Водородная заправка

Источник: MonaMakela / Depositphotos.com



### Использование в электрогенерирующих установках малой энергетики тормозится отсутствием надежного оборудования для получения электроэнергии при использовании водорода в качестве топлива

ко в такой интеграции и можно говорить об «умном доме», «умном городе», «умной геотории».

К настоящему времени в мире существует значительное число разработок по созданию различных видов накопителей энергии. [9]. В первую очередь для этих целей рассматривается использование электрохимических аккумуляторов различных типов. Второе направление – топливные элементы, исследованием и разработкой которых занимаются многие научные центры, в т. ч. в России. Несмотря на достигнутые результаты в обоих направлениях исследований и разработок, широкому их внедрению препятствует ряд проблем, связанных со сложностью систем управления и согласования и, пока еще, со значительной стоимостью установок. Более простым и дешевым способом аккумулирования энергии представляются технологии водородного аккумулирования [10].

### Водород как промежуточный энергоноситель

Одним из качественно новых видов промежуточного энергоносителя, используемого в различных технологических схемах промышленности и в энергетическом секторе, является водород. Он становится перспективным видом энергии не только в системах тепловой энергетики, а также в накопителях и топливных элементах.

Особых проблем получения водорода за счет излишков производимой электроэнергии или в различных термохимических процессах, в т. ч. в процессах конверсии биомассы, и последующего хранения нет. Однако его дальнейшее использование в электрогенерирующих установках ма-

лой энергетики тормозится отсутствием надежного оборудования для получения электроэнергии при использовании водорода в качестве топлива. Это могут быть парогенератор, работающий на водороде, либо водородный двигатель, используемый в качестве привода генераторных установок [4]. В ряде организаций нашей страны ведутся исследования по созданию энергоаккумулирующих систем на водороде.

В настоящее время основным методом промышленного производства водорода является паровой реформинг природного газа с получением синтез-газа (смеси оксида углерода и водорода) и последующим удалением оксида углерода из синтез-газа путем его конверсии в диоксид углерода, который отделяется от получаемого водорода методом жидкофазной абсорбции. Этот метод хорошо отработан и находит широкое применение в химической промышленности. Однако реализация данного метода в энергетике требует достаточно больших затрат. При этом происходит образование больших количеств диоксида углерода.

Большое внимание уделяется разработке новых методов получения водорода с одновременным производством ценных химических соединений, рыночная стоимость которых компенсирует затраты на производство водорода. Одним из таких методов, реализация которого может иметь большое значение для нашей страны, является переработка попутного нефтяного газа конверсией легких парафиновых углеводородов (газообразных  $C_2-C_4$  или жидких  $C_5-C_{10}$ ), содержащихся в природном газе, в ароматические продукты на цеолитных катализаторах. Производимые таким образом ароматические углеводороды (бензол, толуол и ксилолы или БТК) находят широкое применение в нефтехимической промышленности.

Другим методом производства водорода одновременно с материалами, имеющими большой спрос на рынках, в том числе международном, является совместная переработка различных видов биомассы с углеводородными газами (природным и попутными) с получением водорода и композита, состоящего из углерода биомассы и углерода перерабатываемых газов.

Процесс совместной переработки биомассы (древесины) и углеводородных газов с целью получения чистых углеродных материалов и водорода осуществляется в две

стадии. На первой проводится термическая деструкция биомассы с получением пористой структуры органического угля, на второй происходит заполнение пористой углеродной матрицы углеродом природного газа с получением монолита с высоким содержанием углерода.

Использование данной технологии является перспективным при организации транспортировки попутного нефтяного и природного газов. Достаточно часто в мировой практике данная задача реализуется при использовании технологии GTL (Gas to Liquid). Во многих случаях получение из природного газа жидкостей в непосредственной близости от мест добычи и дальнейшая его транспортировка в виде жидкого топлива, либо в сжиженном виде является более выгодным, чем перевозка непосредственно природного газа. По аналогии с существующей терминологией для процесса, разрабатываемого в ОИВТ РАН, может быть использовано выражение «природный газ – твердое тело» (Gas to Solid). Т.е. транспортировка природного газа в виде чистых углеродных материалов, получаемых в непосредственной близости от мест добычи с использованием отходов растительного происхождения, которые являются пористой углеродной матрицей для размещения углерода природного газа.

Данный процесс является комплексной технологией переработки природного газа с получением чистых углеродных материалов и водорода и может использоваться для целей водородной энергетики.

В данной технологии водород является сопутствующим продуктом при производстве углеродных материалов высокой чистоты. В отличие от известных технологий затраты на получение водорода в разрабатываемой технологии окупаются за счет одновременного получения углеродных материалов высокой чистоты. По существующим оценкам невостребованный спрос на данные углеродные материалы в металлургической промышленности Западной Европы составляет примерно 8–9 млн т в год.

Новые композитные материалы, получаемые в данном процессе, обладают рядом свойств, которые позволяют их считать перспективными для использования в различных промышленных технологиях. В энергетике – это высококалорийное, экологически чистое топливо. В металлургии новый углеродный продукт позиционирует-



Машина на водороде  
Источник: Hydrogen\_Council / flickr.com

ся как заменитель углеродных материалов, используемых в сталеплавильном, доменном производствах и в процессах прямого восстановления железа.

Приведенные примеры новых технологий позволяют рассматривать водород не только как энергетический продукт, но одновременно и как многокомпонентный товар, который может стать продуктом дополнительной переработки углеводородных ресурсов в замкнутом цикле – от запасов недр к производству высокотехнологичных продуктов. А вывоз этих продуктов с высокой добавленной стоимостью намного эффективен, чем вывоз сырья.

## Заключение

Не умоляя ни в коей мере имеющийся в нашей стране опыт в сооружении централизованных систем энергоснабжения, следует признать, что к настоящему времени, в существующих экономических условиях во многих случаях системы распределенной энергетики обладают лучшими технико-экономическими параметрами по отношению к централизованным системам энергообеспечения.

Очень важно понять, что распределенная энергетика не единственный вариант развития будущего. В энергетике нет альтернатив: или – или. Просто надо представить, что мы переживаем новый энергетический переход – от исключительно централизованной топливной энергетики, которая составляла суть отраслевого экономического развития страны, к новой социально-производственной инфраструктуре развития России. При этом формируется новая сетевая структура с энергопромышленными территориальными центрами – оазисами, в которых на базе местных ресурсов развивается энергетика, являющаяся не просто обеспечивающей отраслью, а составной частью жизнедеятельности замкнутых (локальных) региональных территорий. А соответственно, и выбор конкретных видов и схем энергетики должен определяться их будущим.

**Работа выполнена при поддержке Министрства науки и высшего образования Российской Федерации (госзадание № 075–01056–22–00)**

## Использованные источники

1. Бушуев В.В., Зайченко В.М. Энергетика геотермии // Региональная энергетика и энергосбережение. 2021. № 3. С. 50–53.
2. Зайченко В.М., Соловьев Д.А., Чернявский А.А. Проблемы и перспективы развития российской биоэнергетики (часть 2) // Окружающая среда и энергетика. 2022. № 1(13). С. 32–47. DOI:10.24412/2658-6703-2022-1-32-47.
3. Зайченко В.М., Цыплако А.И. Перспективы создания отечественного водородного газопоршневого двигателя // Энергетическая политика. 2022. № 10(176). С. 22–33. DOI:10.46920/2409-5516\_2022\_10176\_22.
4. Борзенко В.И., Дуников Д.О. Водородные технологии аккумулирования энергии // Международный Конгресс «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность» 27–28 октября 2015. 2015.
5. Соловьев Д.А., Зайченко В.М., Чернявский А.А. Проблемы и перспективы развития российской биоэнергетики. Часть 1 // Окружающая среда и энергетика. 2021. № 4(12). С. 35–55. DOI:10.24412/2658-6703-2021-4-3-35-55.
6. Дегтярев К.С., Соловьев Д.А. Проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики России в новых условиях // Энергетическая политика. 2022. № 6(172). С. 56–69. DOI:10.46920/2409-5516\_2022\_6172\_56.
7. Кучеров Ю.Н., Новиков Н.Л. Системные накопители энергии // Инновационная электроэнергетика – 21. Москва: Энергия, 2016.
8. Батенин В.М., Бушуев В.В., Воропай Н.И. Инновационная электроэнергетика – 21. Москва: ИЦ «Энергия», 2017.
9. Бушуев В.В., Новиков Н.Л. Инфраструктурные накопители в энергетике // Энергетическая политика. 2020. № 10(152). С. 74–89. DOI:10.46920/2409-5516\_2020\_10152\_74.
10. Жук А.З., Новиков А.Н., Новиков Н.Л., Фролов В.Д. Водородные и алюмоводородные накопители в электроэнергетике // Энергетическая политика. 2021. № 5. С. 64–79. DOI:10.46920/2409-5516\_2021\_5159\_64.



## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2023 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 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

[energypolicy.ru](http://energypolicy.ru)

## НАШИ ПАРТНЕРЫ





ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:  
wlad74 / depositphotos.com