

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№3(218), март 2026

РГАСНТИ 44.09.29

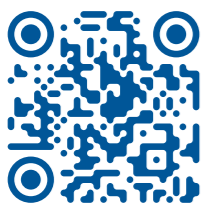


Тема номера

ТРУДНАЯ НЕФТЬ В УСЛОВИЯХ МЕНЯЮЩЕГОСЯ РЫНКА



Инфраструктурная
основа экономики
страны



ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение Telegram
или QR-код



ROSSETI.RU



«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» — государственная российская нефтегазовая компания стратегического значения с богатой историей и уникальным опытом внешнеэкономической деятельности.

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» специализируется на разработке нефтегазовых месторождений в России и за рубежом, обеспечивая эффективную и комплексную добычу углеводородных ресурсов.

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

«Зарубежнефть» успешно осваивает континентальный шельф юга Вьетнама в рамках совместного предприятия «Вьетсовпетро».

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

- разработка месторождений в Ненецком автономном округе (СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»);
- применение передовых технологий добычи высоковязких сортов нефти на Кубе;
- повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях Узбекистана;
- реализация проектов в Египте и Индонезии.

Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



НАША КОМАНДА

В компании работают более 12 000 сотрудников по всему миру. **Каждый сотрудник «Зарубежнефти» — ОСНОВА компании.**


Наш сайт



Мы в Telegram



ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ

 **Российская
Энергетическая
Неделя 2026**

 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор

 **МОСКВА, РОССИЯ**

 **14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.**



Подробнее на сайте

Реклама 



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ

РМЭЭФ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

22-24 АПРЕЛЯ 2026

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
visit@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
visit@energetika-restec.ru
+7 (812) 320 63 63, доб. 743

 **РЕСТЭК®**
выставочное объединение

18+

@ENERGYFORUMSPB
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭЭФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ!



ЦЭУ

ЦЕНТР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛУГ

более

67 000 км

совокупная длина всех
трубопроводов компании



ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» —

крупнейшая в мире
трубопроводная
компания в области
транспортировки нефти
и нефтепродуктов

123112, г. Москва,
Пресненская набережная, д. 4, стр. 2,
башня «Эволюция»
+7 (495) 950-81-78

Содержание

Слово редакторов

- 9 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Логика и логистика

Мир

- 10 **Е. Колчина.** Новые правила игры в нефтяной отрасли Венесуэлы

Нефть

- 20 **А. Догуб.** Per aspera ad astra – сквозь трудности к звездам
34 **Р. Ташбулатов, Р. Фазлетдинов, Р. Каримов, Б. Мастобаев.** Магистральные нефтепроводы – стратегический элемент энергетической безопасности России в условиях трансформации глобальных рынков

Энергопереход

- 50 **П. Акмаров, Д. Кондратьев, О. Князева.** Цифровая трансформация аграрного производства как фактор повышения энергоэффективности отрасли
60 **В. Локтионов, Р. Маслеников, Д. Волюгин.** Эффекты внедрения системы накопления электроэнергии на основе водородных топливных элементов на ТЭЦ
70 **А. Шигина, Р. Аликин, В. Лузанова, Д. Вадивасов.** Экологическое воздействие на протяжении жизненного цикла как фактор конкурентоспособности энергетических технологий

Регионы

- 84 **В. Логинов, Н. Швец, Е. Фонарева.** О роли энергетического комплекса Арктики в достижении стратегических целей развития экономики России

Электроэнергия

- 102 **Г. Томаров, В. Бутузов.** Геотермальные электростанции на Мутновском месторождении: состояние и перспективы развития



Contents

Editor's column

- 9 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** Logic and logistics

World

- 10 **E. Kolchina.** New rules of the game in Venezuela's oil industry

Oil

- 20 **A. Doguab.** Per aspera ad astra – through difficulties to the stars
34 **R. Tashbulatov, R. Fazletdinov, R. Karimov, B. Mastobaev.** Main oil-pipeline as a strategic element of Russia's energy security in the context of global markets transformation

Energy transition

- 50 **P. Akmarov, D. Kondratiev, O. Knyazeva.** Digital transformation of agricultural production as a factor in increasing the energy efficiency of the industry
60 **V. Loktionov, R. Maslennikov, D. Volynin.** Effects of implementing an electricity storage system based on hydrogen fuel cells at a CHP plant
70 **A. Shigina, R. Alikin, V. Luzanova, D. Vadivasov.** Environmental impact throughout the life cycle as a factor of energy technologies competitiveness

Regions

- 84 **V. Loginov, N. Shvets, E. Fonareva.** The Role of the Arctic Energy Complex in Achieving Russia's Strategic Economic Development Goals

Electric power

- 102 **G. Tomarov, V. Butuzov.** Geothermal power plants at the Mutnovsky field (Kamchatka): state and prospects of development

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «ГУ Институт энергетической стратегии»

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»
Л. А. Адамцевич – к. т. н., доцент, заведующий лабораторией НИУ МГСУ
В. М. Батенин – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. П. Безруких – д. т. н., проф. НИУ МЭИ
В. И. Боговявленский – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., главный директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»
А. Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН

С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ
О. Жданев – д. т. н., глава ЦКТР ТЭК при Минэнерго России
И. А. Сайпуллаев – к. э. н., декан, НИСИ (Узбекистан)
Д. Сяюй – к. т. н., ген. дир. Харбинской ассоциации НТС (Китай)
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 ИЭОП СО РАН

В. Г. Мартынов – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
А. М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН
А. С. Миллерман – д. э. н., к. т. н., вице-президент ПБ, зав. каф. «Финансы и страхование» РАНХиГС при Президенте РФ
П. П. Праджapati – д. т. н., Энергетический университет Пандита Диндайяла (Индия)
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., науч. сотр. Института океанологии РАН
В. А. Стенников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелentyева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан факультета РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
С. П. Филиппов – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Ольга Родионова

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
125009, г. Москва, ул. Тверская, д. 23, с. 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 №04-323631 от 15.07.2025

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

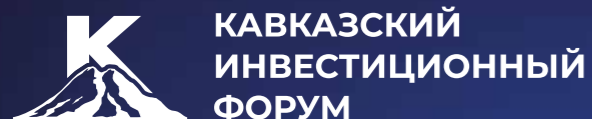
Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА», 308519, Белгородская область, Белгородский р-н, п. Северный, ул. Березовая, 1/12.
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать: 26.03.2026

16+



РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



КАВКАЗСКИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ – 2026

28-30 АПРЕЛЯ

МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ,
МВЦ «МИНВОДЫЭКСПО»



FORUMKAVKAZ.ORG



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Логика и логистика

Март принес энергетическому рынку новую войну на Ближнем Востоке, нарушившую всю логику поставок нефти и газа из Ближнего Востока. США совместно с Израилем атаковали Иран. В ответ Тегеран заблокировал Ормузский пролив и начал системно обстреливать энергетические объекты соседних стран. Цены на нефть взлетели с 70 до 105–110 долл. за барр. На рынке, обещавшем быть профицитным, начал наблюдаться дефицит нефти и топлива.

Проблема не только и не столько непосредственно в дефиците нефти, сколько в масштабных геополитических ограничениях и глобальных нарушениях торговли энергетическими ресурсами, которые не позволяют запустить механизмы компенсации поставок. Так, у ближневосточных стран нет альтернативных маршрутов поставок нефти, кроме нефтепровода Саудовской Аравии «Восток – Запад», который позволяет направлять на экспорт через порт Ямбу, минуя Ормузский пролив, по

ряду 5–7 млн б/с легкосернистой нефти. Европа не может компенсировать выбывающие объемы арабской нефти и катарского СПГ за счет российских поставок. Россия из-за украинских атак, санкций и нехватки теневого флота ограничена по возможностям экспорта энергоресурсов на азиатские рынки. Транспортные и тарифные ограничения тормозят наращивание объемов поставок канадской нефти. Даже нигерийский НПЗ «Данготе» столкнулся с проблемой закупки дешевой собственной нефти и вынужден закупать ее на мировом рынке.

Похоже, новый энергетический кризис приведет не только к развитию альтернативных источников энергии, но и поиску новых возможностей по их доставке на мировой рынок, включая массовое строительство новых нефтепроводов. Да и вопрос о соответствии антироссийских санкций собственной энергетической безопасности уже давно назрел.

Новые правила игры в нефтяной отрасли Венесуэлы

New rules of the game in Venezuela's oil industry

Елизавета КОЛЧИНА

Старший аналитик энергетического департамента
фонда «Институт энергетики и финансов» (ИЭФ)
E-mail: e_kolchina@fief.ru

Elizaveta KOLCHINA

Senior Analyst of Energy Department,
Institute for Energy and Finance (IEF)
E-mail: e_kolchina@fief.ru

Каракас, Венесуэла

Источник: avarand / depositphotos.com



//

**По оценкам ОПЕК
за январь 2026 г.,
добыча нефти в стране
составила 830 тыс. б/с,
а по данным
первичных – около
924 тыс. б/с**

Введение

В конце января 2026 г. Венесуэла коренным образом пересмотрела правила работы в нефтяной отрасли страны. 29 января Национальная ассамблея единогласно и в рекордно быстрые сроки утвердила реформу Органического закона об углеводородах – первую за поч-

Аннотация. В статье анализируются институциональные изменения в нефтяной отрасли Венесуэлы после радикальной реформы Органического закона об углеводородах, проведенной в январе 2026 г. Рассматриваются ключевые элементы новой модели регулирования нефтяного сектора страны: введение контрактов на участие в производстве нефти (СРР), изменение налогового режима, расширение прав инвесторов на коммерциализацию нефти и валютную выручку, а также роль лицензий Минфина США (OFAC) в формировании круга потенциальных участников нефтяных проектов на территории Венесуэлы. Особое внимание уделяется ограничениям санкционной архитектуры и их влиянию на перспективы роста добычи нефти, притока инвестиций и реструктуризации внешнего долга страны. *Ключевые слова:* Венесуэла, нефтяная отрасль, реформа закона об углеводородах, PDVSA, санкции США, OFAC, контракты на участие в производстве, международные нефтяные компании, добыча нефти, реструктуризация долга.

Abstract. The article analyzes the institutional changes in Venezuela's oil sector following the radical reform of the Organic Hydrocarbons Law adopted in January 2026. It examines the key elements of the new regulatory model for the national oil sector, including the introduction of production participation contracts (CPP), changes to the fiscal regime, the expansion of investors' rights to market crude oil and retain foreign-currency proceeds, as well as the role of OFAC licenses in shaping the pool of potential oil project participants in Venezuela. Special attention is paid to the constraints imposed by the sanction's architecture and their impact on the prospects for the oil production growth, investment inflows, and the restructuring of the country's external debt. *Keywords:* Venezuela, oil sector, Hydrocarbons Law reform, PDVSA, U.S. sanctions, OFAC, production participation contracts (CPP), international oil companies, oil production, debt restructuring.

ти 20 лет. Закон немедленно вступил в силу, тогда как заложенные в нем налоговые изменения начнут применяться только через 60 дней (с 30 марта 2026 г.).

Сразу после январской реформы нефтяного законодательства в Венесуэле администрация США в феврале выдала лицензии OFAC 46A и 50A, открывшие западным нефтегазовым «мейджорам» возможность работать в венесуэльском нефтегазовом секторе на принципиально иных условиях. А в Министерстве углеводородов Венесуэлы, равно как и в ведущей государственной нефтедобывающей компании PDVSA, произошла почти полная смена руководства: вместо военных, контролировавших отрасль с 2017 г., пришла команда технократов с опытом международного нефтегазового бизнеса и знанием западного корпоративного права.

Главный вопрос, который теперь стоит перед мировым нефтегазовым рынком: Венесуэла действительно меняет модель нефтяного сектора или лишь «переупаковывает» старую схему под новые обстоятельства?

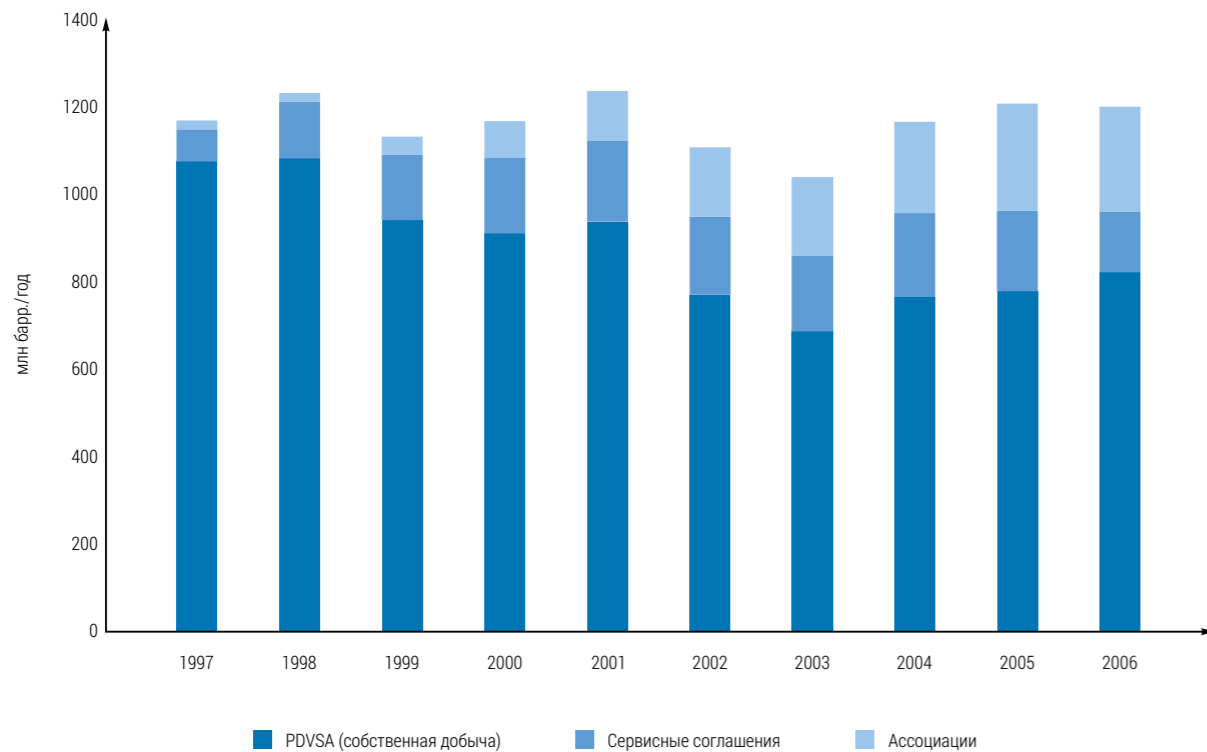


Рис. 1. Структура добычи нефти в Венесуэле по основным типам контрактов, 1997–2006 гг., млн барр./год

Источник: Институт энергетики и финансов (ИЭФ) на основе данных Главного управления по лицензионным платежам и экспортным ценам Министерства народной власти по углеводородам Венесуэлы

Как была устроена прежняя модель и почему она перестала работать?

Нынешняя реформа нефтяного законодательства Венесуэлы понятна только в контексте того, что ей предшествовало. За свою историю нефтяная отрасль Венесуэлы уже прошла два принципиально разных периода либерализации (1993–2006 гг.) и ренационализации (2006–2026 гг.).

Либерализация (1993–2006 гг.). Так, в 1993–1998 гг. страна осуществила масштабное т. н. «нефтяное открытие» (Apertura Petrolera) [1], для которого активно привлекались зарубежные инвесторы и технологические компании. Иностранцам для работы в стране были предложены три типа контрактов, каждый из которых давал им самостоятельный операционный контроль над управлением нефтяными активами: ассоциации для разработки сверхтяжелой нефти т. н. «Пояса Ориноко», сервисные соглашения для реанимации старых месторождений и соглашения о разделе рисков для геологоразведки.

В рамках ассоциаций зарубежные компании-участники проектов в Венесуэле имели право свободно экспортировать нефть, платили льготный налог на прибыль в 34% от объема выручки (за вычетом роялти и операционных расходов) и роялти¹ от 1 до 16,67%. Именно благодаря появлению таких ассоциаций в Поясе Ориноко впервые появились международные нефтегазовые «мейджоры» (Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, TotalEnergies, BP и другие).

Несмотря на то, что на пике либерализации нефтяной промышленности в 2004–2005 гг. (рис. 1) собственная добыча PDVSA обеспечивала около двух третей суммарного объема добычи нефти в стране (тогда как ассоциации давали порядка 20%, а сервисные соглашения – еще 10–15%), Каракас решил провести ренационализацию активов, хотя экономических предпосылок для этого не было, что только доказывает именно политическую мотивацию при ее проведении.

¹ Роялти – обязательный платеж недропользователя государству, рассчитываемый как процент от валовой стоимости добытых углеводородов у устья скважины и взимаемый до вычета операционных затрат и налога на прибыль.

Ренационализация (2006–2026 гг.). Ренационализация нефтяной промышленности страны, осуществленная в 2006–2007 гг. с приходом нового правительства во главе с Уго Чавесом, перевернула достаточно эффективно функционировавшую систему управления нефтяной отраслью Венесуэлы буквально с ног на голову. Так, уже в мае 2006 г. роялти подняли до 33,3%, а в августе того же года налог на прибыль увеличили до 50% [2]. Затем декрет-закон № 5.200 от 26 февраля 2007 г. установил обязательную минимальную долю PDVSA в 60% в каждом проекте и завершил переход к *empresas mixtas* (совместным предприятиям – СП) [3]. Американские компании ConocoPhillips и ExxonMobil отказались принять новые правила игры и подписывать новые соглашения о создании СП с PDVSA на явно невыгодных для себя условиях. В ответ на демарш американских компаний власти Венесуэлы национализировали их активы в стране и передали в управление PDVSA без выплаты какой-либо компенсации их прежним хозяевам. Остальные западные компании согласились на предложенные условия и стали миноритарными партнерами PDVSA с долями от 17 до 40% в СП

Добыча нефти в Венесуэле

Источник: nypost.com



Главный вопрос, стоящий перед мировым нефтегазовым рынком: Венесуэла действительно меняет модель нефтяного сектора или лишь «переупаковывает» старую схему под новые обстоятельства?

с крупнейшей государственной компанией страны. Но в последующие годы почти все они, кроме Chevron, покинули страну.

«Вторая волна» ренационализации нефтесервисного сектора в мае 2009 г. окончательно подорвала технологическое сотрудничество властей Венесуэлы с западными компаниями [4]. В результате иностранные инвесторы оказались встроены в конструкцию СП, где у них не было ни реального операционного контроля, ни возможности самостоятельно продавать нефть, ни прозрачного доступа к выручке от реализации углеводородов.

До реформы монополия на экспорт нефти принадлежала PDVSA. Теперь оператор получает право самостоятельно ее продавать с учетом обязательств по поставкам на внутренний рынок и налогов

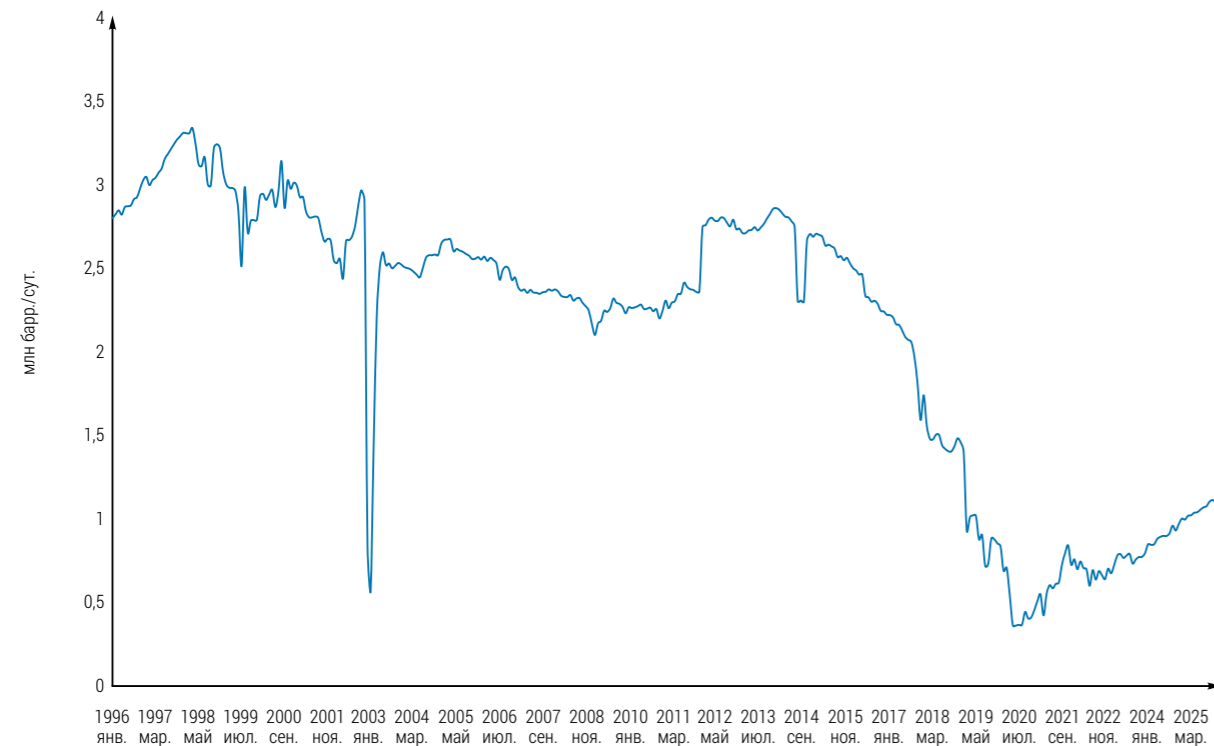
Буровые программы, операционные бюджеты, экспортные контракты – все это утверждалось PDVSA, которая при этом месяцами, а иногда и годами могла отказывать своим зарубежным партнерам в согласовании уже понесенных операционных затрат.

Следствием такой политики властей Венесуэлы в отношении зарубежных инвесторов в нефтяную отрасль страны стал не только возврат государственного контроля над нефтегазовыми ресурсами, но и четырехкратное падение добычи нефти с почти 3 млн б/с в начале 2000-х гг. до 900 тыс. б/с к началу 2026 г. [5].

По оценкам ОПЕК за январь 2026 г., добыча нефти в стране по данным вторичных источников составила 830 тыс. б/с, а по данным первичных – около 924 тыс. б/с. На этом фоне санкционное давление США, резко усилившееся с 2019 г., еще и закрыло традиционный рынок сбыта для венесуэльской нефти, каким являлись США.

Однако после событий 3–5 января 2026 г. (захват Николаса Мадуро американским спецназом и установление временного правительства во главе с Делси Родригес) стало очевидно, что Каракасу вновь жизненно необходимо сотрудничать с американским правительством и компаниями как для развития в области нефте- и газодобычи (так как основные союзники в виде Китая и России выпали из игры, поскольку тесное общение Венесуэлы с ними идет вразрез интересам США на территории Венесуэлы), так и в области выплаты долга страны (что тоже, естественно, больше в интересах США и американских компаний). Это значило, что нужно что-то менять, и выбор Венесуэлы в качестве первого шага пал на Органический закон об углеводородах, с которого и начались все основные проблемы в стране после 2006 г.

Рис. 2. Динамика добычи нефти в Венесуэле, 1996–2026 гг., млн б/с



Источник: Институт энергетики и финансов (ИЭФ) на основе данных ОПЕК

Параметр	Ассоциации 1993–2006	Смешанные предприятия 2007–2025 гг.	Контракты на участие в производстве (СРР), с 2026 г.
Кто оператор	Иностранная компания	PDVSA – единственный оператор	Иностранная компания (СРР) или делегирование от PDVSA
Доля PDVSA	30–49,9%	≥ 60% обязательно	Необязательна (СРР без СП с PDVSA)
Отказ от условий	Выход по переговорам	Принудительный захват активов без компенсации	Выход по арбитражу
Право экспорта	Прямой экспорт	Только через PDVSA	Прямой экспорт разрешен
Валютная выручка	Собственные счета, свободно	Обязательная продажа валюты Центробанку Венесуэлы	Счета в любой юрисдикции, продажа Центробанку отменена
Арбитраж	ICSID, ICC (прямо прописан)	Только суды Венесуэлы	Международный арбитраж
Роялти	1–16,67% (льготные условия для Пояса Ориноко)	30% базовая; снижение до 20% только для нерентабельных месторождений Ориноко	15–30% (скользящая шкала); снижение до 0% для стратегических проектов
Налог на добычу	Налог на извлечение – 1/3 стоимости добычи + 0,1% от стоимости экспорта (ЗОУ 2006, ст. 48)	Налог на извлечение – 33,3% + прогрессивный налог на сверхприбыль (при цене > 70 долл./барр.)	Единый налог на добычу – 15% базовая, без привязки к ценам на нефть
Срок контракта	25 лет + до 15 лет	25 лет + до 15 лет	25 лет + до 15 лет (сохранено)

Таблица 1. Сравнительная таблица контрактных моделей

Источник: Институт энергетики и финансов (ИЭФ)

Что изменил новый закон?

Проведенная в январе 2026 г. реформа Органического закона об углеводородах по существу является возвращением к логике ассоциаций 1990-х гг., но уже в иных правовых и политических условиях (таблица 1).

Контракты на участие в производстве.

Ключевая новация закона – введение контрактов на участие в производстве (Contratos de Participación Productiva – CPP). Через них частные и иностранные компании могут теперь входить в проекты как полноправные операторы, не создавая СП с PDVSA. Если раньше инвестор был обязан встраиваться в структуру, где PDVSA оставалась центром управления, то теперь сама госкомпания может быть лишь одним из партнеров – без обязательного операционного контроля над всем проектом.

Делегирование полномочий в действующих СП. Реформа распространяется и на уже существующие СП. Закон прямо допускает официальную передачу миноритарному партнеру трех ключевых функций:

- технического и операционного управления проектом;
- права прямой реализации всей или части добычи;
- полномочий по открытию и управлению валютными счетами в любой валюте и любой юрисдикции.

Прямая коммерциализация поставок нефти. До реформы монополия на экспорт нефти принадлежала PDVSA – весь денеж-

ный поток проходил через государственную компанию. Теперь оператор получает право самостоятельно продавать добытые углеводороды в обход PDVSA. Это право ограничено утвержденным планом коммерциализации, обязательствами по поставкам на внутренний рынок и налоговыми требованиями. Но отмена экспортной монополии – один из наиболее глубоких институциональных сдвигов за всю историю отрасли в Венесуэле.

Новый налоговый режим. Базовая ставка роялти сохраняется на уровне 30%, но введена скользящая шкала – для низкорентабельных проектов ставка может быть снижена до 15%. Упразднена старая конструкция из налога на добычу (3,33%), налога на сверхприбыль и так называемого «теневого налога»². Вместо нее введен единый налог на добычу (Impuesto a la Explotación) с базовой ставкой 15%, взимаемый с валовой стоимости добытого сырья у устья скважины и не привязанный к ценовой конъюнктуре [6].

Ранее при цене нефти выше 70 долл./барр. начинал действовать прогрессивный налог на сверхприбыль, который существенно увеличивал долю государства в дополнительных доходах от роста цен.

² Под «теневым налогом» в прежнем режиме понималась совокупность скрытых фискальных изъятий, возникавших из комбинации налога на сверхприбыль, административного ценообразования и иных неформализованных механизмов перераспределения выручки. В результате эффективная фискальная нагрузка существенно превышала формально установленные ставки и не поддавалась прозрачному расчету.

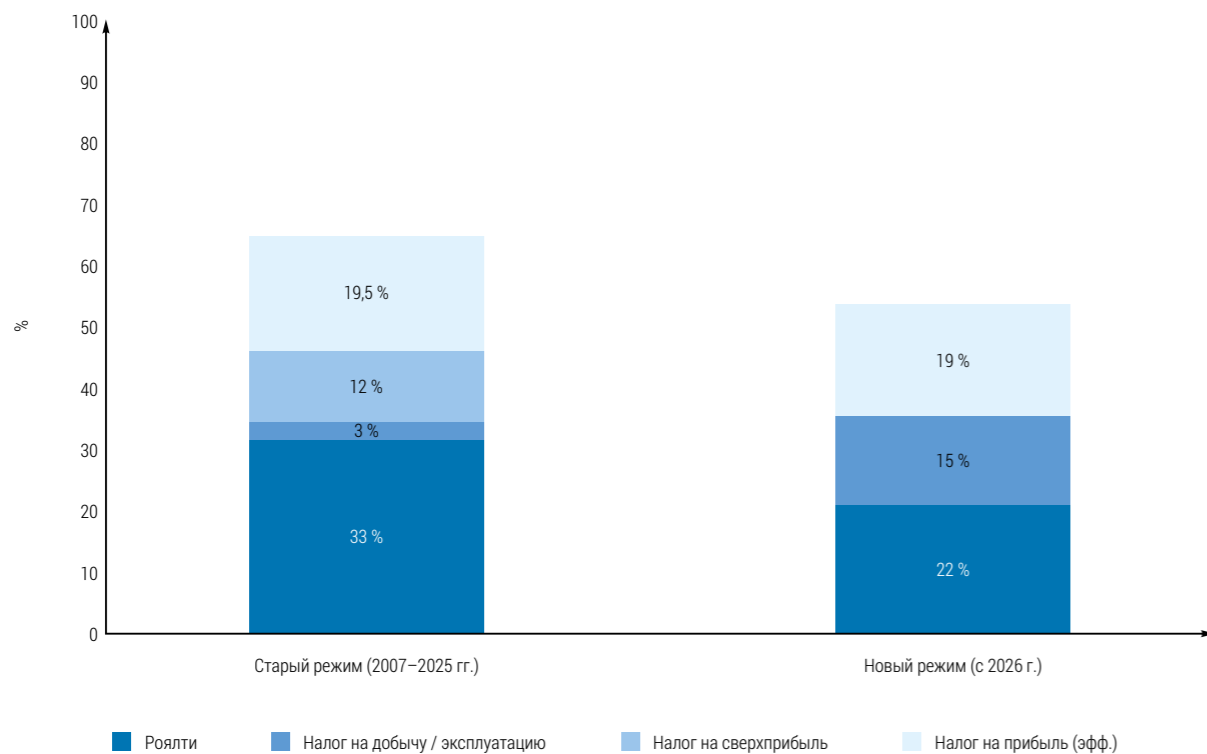


Рис. 3. Фискальная нагрузка: старый и новый режим (при стоимости нефти сорта Brent = 60 долл./барр. с учетом элементов прогрессивного налогообложения в старом режиме), %

Источник: Институт энергетики и финансов (ИЭФ)

Ставка нового налога может быть снижена вплоть до нуля для стратегически важных проектов – фактически это налоговые каникулы. При этом налог на прибыль сохранился: 50% – для нефти и 34% – для природного газа. Таким образом, эффективная доля государства в выручке теперь составляет порядка 60% (рис. 3).

Валютная выручка и международный арбитраж. Закон отменяет обязательную продажу валютной выручки Центральному банку Венесуэлы: экспортеры смогут оставлять ее на зарубежных счетах для оплаты услуг поставщиков и выплаты дивидендов. Коммерческие споры теперь можно передавать в международные арбитражные институты, а не рассматривать исключительно в венесуэльских судах – как это было до 2006–2007 гг. Для отрасли, пережившей многолетние разбирательства с ExxonMobil и ConocoPhillips, это снижает ту самую институциональную премию за риск, которая делала венесуэльские проекты «токсичными» для крупного капитала.

«Зеленый свет» частному бизнесу. Впервые закон создает условия для появления частных венесуэльских компаний в роли самостоятельных операторов. Для них

предусмотрены приоритет на тендерах по зрелым месторождениям, льготные условия аренды инфраструктуры PDVSA и централизованная процедура согласования проектов в Министерстве углеводородов. Среди первых кандидатов – группа CPVEN (крупнейший в стране частный флот буровых установок) и Suelopetrol (уже имеет опыт участия в проектах с Chevron). Интерес к финансированию частной добычи уже проявляют банки Banesco и Mercantil.

«Модель Chevron» становится нормой. Неформально новую конструкцию называют «моделью Chevron» – и это точное определение. В предыдущие годы Chevron де-факто работала в Венесуэле в схожем режиме в рамках Антиблокадного закона 2020 г.³ с относительной операционной сво-

³ Антиблокадный закон 08.10.2020 г. (Ley Constitucional Antibloqueo para el Desarrollo Nacional y la Garantía de los Derechos Humanos) – Конституционный антиблокадный закон о национальном развитии и гарантии прав человека. Предоставил исполнительной власти право применять специальные экономические меры в обход действующего законодательства в случаях, когда его исполнение затруднено санкционными ограничениями. В частности, допускал режим конфиденциальности решений – информация о сделках могла быть отнесена к категории ограниченного доступа. Именно на основании этого закона Chevron получила де-факто особый операционный режим в своих СП с PDVSA. Закон формально не отменен и продолжает действовать параллельно с реформой 2026 г.

бодой в своих СП и контролем над экспортом нефти в США. Власти закрывали на это глаза, поскольку Chevron играла ключевую роль в поддержании добычи нефти в стране. Но де-юре все это противоречило действующему законодательству.

Реформа 2026 г. переводит этот режим из исключения в общее правило. То, что прежде существовало как негласная привилегия одной компании, становится теперь универсальной законодательной нормой для всей отрасли.

Кто может воспользоваться реформой, а кто нет?

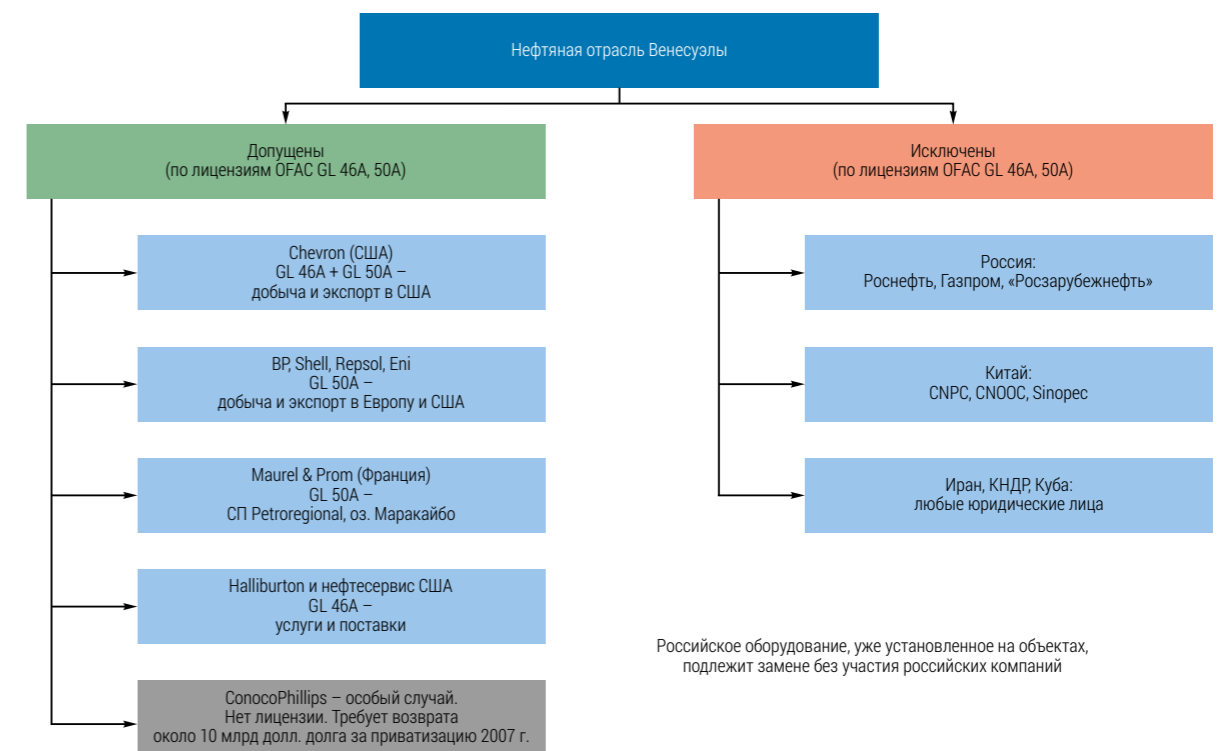
Здесь проходит принципиальная граница между тем, что закон разрешает на бумаге, и тем, кто реально может этим воспользоваться. Фактический допуск компаний, в т. ч. зарубежных, к нефтяным проектам в стране определяется сегодня не Каракасом, а Вашингтоном через систему лицензий Минфина США (OFAC). В феврале 2026 г. были выданы три ключевые лицензии. 10 февраля – GL 46A, открывшая «укоренившимся американским компаниям» (прежде всего Chevron и Halliburton) широкий спектр операций с венесуэльской

нефтью [7]. 13 февраля – GL 50, напрямую разрешившая пяти компаниям – Chevron, BP, Shell, Repsol и Eni – широкую деятельность в нефтегазовом секторе страны. 18 февраля GL 50 была заменена на GL 50A, расширившую список за счет французской Maurel & Prom, работающей в Венесуэле с 2018 г. в рамках СП Petroregional del Lago на озере Маракайбо с текущей добычей около 21 тыс. барр./сут [8]. При этом лицензии не распространяются на новые проекты на неразработанных участках – для них требуется отдельное согласование OFAC.

Также отметим, что выданные лицензии Минфина США категорически запрещают любые сделки – финансовые, технические, логистические – с участием компаний или лиц из России, Китая, Ирана, КНДР и Кубы. Если на объекте осталось российское оборудование, его замена должна происходить без участия России. Это означает практическое вытеснение игроков, заполнявших нишу в предыдущие годы: CNPC, «Росзарубежнефти» (преемницы венесуэльских активов «Роснефти») и аналогичных структур. Они работали в Венесуэле именно потому, что западные компании уходили. Теперь ситуация разворачивается, но не для них (рис. 4).

Рис. 4. Структура потенциальных инвесторов: допущенные и исключенные

Источник: Институт энергетики и финансов (ИЭФ) на основе данных OFAC GL 46A, 50A



Четыре ограничения, которые реформа не отменяет

Было бы ошибкой считать текущую реформу регулирования нефтяной отрасли Венесуэлы как ее полную либерализацию. И главный аргумент в этом – сохранение санкционной архитектуры США в отношении Венесуэлы, которая задает четыре жестких ограничения для работы нефтяной отрасли этой страны.

1. Лицензии OFAC – не право, а именно разрешение. Участие в проектах зависит не только от решений Каракаса, но и от политической конъюнктуры в Вашингтоне. Лицензия может быть выдана и отозвана, если американо-венесуэльские отношения снова ухудшатся.

2. Запрет на выкуп долей PDVSA в совместных проектах на территории Венесуэлы. Иностранцы получают операционный контроль, но не могут приобретать доли государственной компании в действующих СП. Это закрывает возможность консолидации и ограничивает гибкость в управлении портфелем активов.

3. Ограничения на распоряжение экспортной выручкой вместо свободного доступа к ней. Доходы от операций, осуществляемых в рамках

лицензии, не могут поступать на прямую Правительству Венесуэлы или PDVSA. Они должны оставаться на заблокированных счетах в финансовой системе США и могут использоваться только для покрытия операционных расходов, связанных с деятельностью совместных предприятий (включая оплату услуг, закупку оборудования и другие текущие производственные затраты) [9].

4. Главный дефект нынешней модели: механизм возврата капитала фактически не прописан. Лицензии 46А и 50А гарантируют компаниям лишь покрытие операционных расходов и погашение старых долгов PDVSA перед ними, а не возврат капитальных вложений. На практике расчет на отдачу инвестиций строится на устных обещаниях, а сами компании будут вынуждены направлять отдельные запросы в Минфин США и ждать политического решения. Для нефтяных проектов с инвестиционными циклами в десятилетия такая неопределенность существенно повышает риск.

Первые шаги в реализации реформы

Параллельно с законодательной реформой разворачиваются и конкретные операционные изменения в нефтяной отрасли страны.

Так, 12 февраля президентским указом была проведена реорганизация Министерства нефти, расширившая его полномочия и фактически превратившая его в ведомство, отвечающее за весь сектор углеводородов, куда пришли три новых заместителя министра – технократы, работавшие в зарубежных подразделениях PDVSA: Луис Прадо (считается главным архитектором налоговой реформы), Мария Элена Ортис (газовый сектор) и Карлос Э. Родригес (финансы и взаимодействие с OFAC). Впервые за последние 10 лет в совете директоров PDVSA не будет ни одного действующего генерала.

Также PDVSA признала долги перед западными сервисными компаниями – Halliburton, Schlumberger и другими – и утвердила график их погашения. Новое руководство обещает сократить сроки согласования закупок оборудования внутри компании с 6 месяцев до 15 дней.

В январе правительство с одобрения казначейства США осуществило рекордный разовый перевод валютных средств: 300 млн долл. были переведены со специального доверительного счета в Катаре напрямую на корреспондентские счета пяти крупнейших частных банков – Banesco, Mercantil, Provincial, Bancamiga и BNC. Банкам дано целевое поручение продавать валюту импортерам, прежде всего нефтесервисным компаниям и частным нефтяным предприятиям. Операция намеренно обходит Центральный банк и госбюджет. Предполагается, что такие транши станут регулярными, поддерживая остаток на валютных счетах этих банков на уровне 200–500 млн долл.

В феврале Венесуэлу посетил министр энергетики США Крис Райт – самый высокопоставленный американский чиновник, побывавший в стране с 1997 г. По итогам визита он заявил, что добыча нефти в Венесуэле может вырасти на 30% в течение следующих 18–24 месяцев. Chevron объявила о вложении более 100 млн долл. в модернизацию инфраструктуры завода-апгрейдера Petropiar в Ансоатеги – ремонт коксовых установок, замену насосного оборудования, внедрение современных систем управления процессами [10].

По оценкам нового руководства PDVSA, уровень добычи в 1,2 млн б/с – порог, после которого Каракас готов начинать выплату внешнего долга, может быть достигнут к октябрю 2026 г. при реализации планов Chevron. Пока добыча, по оценкам ОПЕК, находится в диапазоне 830–924 тыс. б/с. Для подготовки к реструктуризации государственного долга и долга PDVSA объемом около 60 млрд долл. (без учета накопленных процентов) комитет держателей облигаций готовится назначить финансовым

консультантом инвестбанк Houlihan Lokey, рассчитывая начать переговоры после получения соответствующего разрешения США [11].

Вместо заключения

Реформа 2026 г. – не полная либерализация, а попытка встроить нефтяную отрасль в новую политическую реальность, сохраняя государственную собственность на ресурсы, но передавая зарубежным инвесторам реальные инструменты управления проектами.

Закон создает институциональную рамку, достаточно серьезную, чтобы западные компании могли войти в проекты с операционным и коммерческим контролем. Налоговый режим становится более предсказуемым, и лучше учитывает индивидуальную экономику месторождений. Появляется пространство для национального частного бизнеса – сегмент, которого в венесуэльской нефтегазовой отрасли раньше просто не существовало.

Но практические пределы реформы определяются не в Каракасе. Состав инвесторов задается в Вашингтоне через лицензии OFAC. Движение финансовых потоков встроено в санкционную инфраструктуру заблокированных счетов в финансовой системе США. Механизм возврата капитала по-прежнему не прописан. И пока добыча не выйдет устойчиво за отметку 1,2 млн б/с, правительство не готово всерьез говорить ни о долговой реструктуризации, ни о системном притоке инвестиций.

Наиболее точное описание того, что складывается в венесуэльской нефтегазовой отрасли в начале 2026 г. – государственно-частная модель с внешним санкционным контролем.

Использованные источники

1. URL: https://www.researchgate.net/publication/227386441_The_Political_Economy_of_Oil_Production_in_Latin_America
2. URL: <https://www.kslaw.com/blog-posts/exxonmobil-decision-icsid-win-exxonmobil-venezuela>
3. URL: https://icsid.worldbank.org/sites/default/files/parties_publications/C8394/Claimants%27%20documents/CL%20-%20Exhibits/CL_0359.pdf?utm
4. URL: https://www.researchgate.net/publication/227386441_The_Political_Economy_of_Oil_Production_in_Latin_America
5. URL: <https://www.opec.org/assets/assetdb/momr-february-2026.pdf>
6. URL: <https://www.contexto.info/wp-content/uploads/2026/02/Ley-de-Hidrocarburos.pdf>
7. URL: <https://ofac.treasury.gov/media/935001/download?inline>
8. URL: <https://ofac.treasury.gov/media/935031/download?inline>
9. URL: <https://ofac.treasury.gov/media/935031/download?inline>
10. URL: <https://english.elpais.com/economy-and-business/2026-02-13/us-energy-secretary-announces-multimillion-dollar-investments-in-venezuelan-oil.html?utm>
11. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/key-venezuela-creditor-group-set-appoint-houlihan-adviser-sources-say-2026-02-09/>



Парламент Венесуэлы принимает закон о либерализации рынка нефти
Источник: RedRadioVE

конъюнктуры в Вашингтоне. Лицензия может быть выдана и отозвана, если американо-венесуэльские отношения снова ухудшатся.

2. Запрет на выкуп долей PDVSA в совместных проектах на территории Венесуэлы. Иностранцы получают операционный контроль, но не могут приобретать доли государственной компании в действующих СП. Это закрывает возможность консолидации и ограничивает гибкость в управлении портфелем активов.
3. Ограничения на распоряжение экспортной выручкой вместо свободного доступа к ней. Доходы от операций, осуществляемых в рамках

Per aspera ad astra – сквозь трудности к звездам

Per aspera ad astra – through difficulties to the stars

Анна ГОРШКОВА
Заместитель генерального директора ИЭС,
главный редактор журнала
«Энергетическая политика»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Anna GORSHKOVA
Deputy Director General of the Institute
of Economic Studies, Editor-in-Chief
of the Energy Policy journal
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Ямал

Источник: Vartpilot / depositphotos.com



Аннотация. Статья приводит описание существующих видов трудноизвлекаемых залежей нефти, анализирует сложности их освоения, раскрывает новые технологии добычи нефти на таких участках и исследует проблемы предоставления налоговых льгот для оптимизации их разработки.

Ключевые слова: нефть, добыча, трудноизвлекаемые запасы, технологии добычи, полигоны.

Abstract. This article describes existing types of hard-to-recover oil deposits, analyzes the challenges of their development, reveals new oil production technologies in such areas, and explores the challenges of providing tax incentives to optimize their development.
Keywords: oil, production, hard-to-recover reserves, production technologies, testing sites.

//

За последние 9 лет запасы трудноизвлекаемой нефти увеличились на 30% или на 3,8 млрд т. Их ежегодный прирост составляет 3% или 0,4 млрд т

«Легкой нефти в России не осталось» – за последние несколько лет эта фраза стала почти крылатой. Об этом говорят эксперты, экономисты, чиновники, журналисты, трейдеры и другие участники рынка, мало задумываясь над тем, что значит «легкая» или «трудная» нефть для добывающей промышленности, какую долю в общем объеме запасов занимают трудноизвлекаемые залежи и какую роль они могут сыграть в технологическом будущем российской экономики.

Трудная доля

Согласно данным Международного энергетического агентства, Россия занимает первое место в мире по запасам трудноизвлекаемой нефти с объемом в 10,3 млрд т. На втором месте находятся США с объемом в 7,9 млрд т, на третьем Китай – 4,4 млрд т.

Согласно Государственному докладу о состоянии и использовании минерально-



Нефтяник на промысле
Источник: «Газпром нефть»

сырьевых ресурсов России, опубликованному в апреле 2025 г., российские извлекаемые запасы нефти на 1 января 2024 достигают 31,3 млрд т, из них примерно 52% или 16,3 млрд т являются потенциально льготными. При этом по геологическим характеристикам к трудноизвлекаемым запасам относятся 33% или 10,4 млрд т [1].

По данным Минэнерго России, если учитывать сложно-геологические запасы, обводненные и сверхвязкие месторождения, а также участки, находящиеся в тяжелых географических и климатических условиях, то сегодня к трудноизвлекаемым относятся около 65% запасов России. При этом ТРИЗ составляют около 60% от ежегодной добычи нефти в стране.

Вице-премьер России Александр Новак в конце февраля этого года отмечал: из 511,5 млн т нефти, добытых в России в 2025 г., 294 млн т или 57% отнесены

к категории «ТРИЗ + выработанные», еще 81 млн т или 16% – «ТРИЗ в новых регионах добычи», 48 млн т или 9% – добыча газового конденсата и лишь 89 млн т или 17% добыто из традиционных запасов.

Объемы неподтвержденных бурением ресурсов «трудной» нефти еще более грандиозны. Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ) отмечает, что общие ресурсы одного из видов ТРИЗ баженновской свиты могут достигать около 10 млрд т углеводородов, а доманиковской свиты – около 20 млрд т, ресурсы хадумской свиты оцениваются примерно в 1 млрд т. Но эти неподтвержденные ре-



Добыча нефти
Источник: «Газпром нефть»

сурсы отличают «неблагоприятные для извлечения геологические условия залегания и аномальные физические свойства нефти, а их разработка существующими технологиями в условиях стандартных налоговых условий экономически неэффективна», поясняет Минприроды.

Тем не менее освоение «трудной» нефти активизируется. По данным ведомства, за последние 9 лет запасы трудноизвлекаемой нефти увеличились на 30% или на 3,8 млрд т. Их ежегодный прирост составляет в среднем 3% или 0,4 млрд т. При этом добыча нефти на таких месторождениях ежегодно растет примерно на 16% или 11 млн т, что частично компенсирует снижение добычи традиционной легкой нефти.

Цифры говорят о том, что значение «трудной» нефти для российской добывающей промышленности ежегодно возрастает. По оценкам первого заместителя министра энергетики Павла Сорокина, уже к 2050 г. доля трудноизвлекаемой нефти в общем объеме запасов может составить 80–85%. Однако бояться этого не стоит. «ТРИЗ – это не проклятье, а наше преимущество. И один из четких прогнозируемых драйверов экономики на протяжении 25–30 лет, и будет глупо этим не воспользоваться», – сказал он, выступая на Российской энергетической неделе – 2025.

Но для того, чтобы превратить трудноизвлекаемые запасы в конкурентное преимущество, необходимо заранее создать благоприятные и эффективные условия их разработки как в части налогового режима, так и в части инновационно-технологической базы. Это требует серьезного изменения подходов к налогообложению, лицензированию, технологическому освоению и к формированию цены сырья. А главное – необходимо разобраться, чем, собственно, являются трудноизвлекаемые запасы, и уже исходя из этого искать наиболее оптимальные методы стимулирования и оптимизации их разработки.

Трудности определения

«Для меня загадка, что такое ТРИЗы. Пока это, как лабубу у детей, что-то очень непонятное, но интересное», – заметил однажды заместитель министра финансов Алексей Сазанов во время очередного диспута с Минэнерго о судьбе «трудной» нефти. По его словам, добиваясь налоговых льгот, нефтяные компании и профильные ведомства начинают относить к ТРИЗ как блоки с низкопроницаемыми коллекторами и месторождения сверхвязкой нефти, так и удаленные участки, выработанные месторождения и низкодебитные скважины. Разработать единые подходы стимулирования в этом случае практически невозможно.

Действительно, четкого определения «трудной» нефти как таковой в российском нормативно-правовом словаре нет. Первые упоминания о трудноизвлекаемых запасах нефти в российском законодательстве появляются в 1995 г. в законе «О соглашениях о разделе продукции». Предполагалось, что режим СРП может быть применен для освоения месторождений,

требующих «использования специальных высокотратных технологий для добычи трудноизвлекаемых значительных по объему запасов полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях». Формально под это определение попадало Харьягинское СРП, заключенное в 1999 г. для освоения геологически сложных труднодоступных участков в Ненецком АО. Механизм СРП в России не прижился, а вместе с ним было отложено и освоение «трудных» месторождений.

Между тем, сложных залежей становилось все больше, методов их освоения не было, инвестировать в НИОКР и разработку новых технологий добычи при действующей налоговой системе было невозможно, а главное, как показала практика, трудные месторождения и залежи сильно отличались друг от друга по характеристикам, свойствам и географическим условиям.

В 1998 году Минприроды предложило считать трудноизвлекаемыми «запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно исполь-

Россия занимает первое место в мире по запасам трудноизвлекаемой нефти с объемом в 10,3 млрд т. На втором месте находятся США с объемом в 7,9 млрд т, на третьем Китай – 4,4 млрд т

зуемыми способами». Такое определение предполагает максимально широкий охват запасов, под который подпадала почти каждая вторая залежь в России.

Скоро стало понятно, что необходимо вводить точечные налоговые льготы под определенные проекты. Не концентрируясь на определении ТРИЗ как таковых, представители профильных ведомств разбили трудные месторождения по простым внешним признакам на пять основных групп:

1. Первая группа – на основании аномальных свойств нефти (вязкие, сверхвязкие, битумы и т. д.).

Центр исследований недр «Геосфера» занимается поиском методов освоения ТРИЗ

Источник: «Газпром нефть»



Только потенциал освоения ачимовской свиты «Газпром нефти» на севере ЯНАО превышает 500 млн т извлекаемых запасов нефти, что может обеспечить стабильную добычу на десятилетия вперед

- Вторая группа – на основании геологически сложных низкопроницаемых или низкопродуктивных коллекторов. Среди них были выделены четыре подгруппы:
 - тюменская свита;
 - баженовская, доманиковая, абалакская и хадумская свиты (группа БДАХ);
 - ачимовские залежи;
 - доюрские отложения.
- Третья группа – на основании географически удаленных участков, расположенных в суровых климатических условиях.

- Четвертая группа – это арктические и глубоководные шельфовые участки.
- Пятая группа – на основании уровня выработанности запасов. В эту группу было предложено относить отдельные месторождения с выработанностью свыше 80%.

В категории аномально сложной нефти по физико-химическим и геологическим свойствам попало около 9,4 млрд т запасов, в группы, выделенные по географическим и климатическим рискам, – порядка 6,9 млрд т.

Такое разделение не отражало сложной природы ТРИЗ, но позволяло разработать специальные точечные меры государственной поддержки и налоговых льгот в виде дифференцированных ставок НДС и каникул в зависимости от показателя проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения, размера нефтенасыщенного пласта и т. д.

В частности, был установлен нулевой коэффициент при добыче нефти баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит в течение 180 налоговых периодов с начала их освоения. Одновременно были введены пониженные ставки НДС для удаленных месторождений, в том

Уренгойское месторождение

Источник: «Газпром нефть»



Ямал

Источник: Grigoriy Pisotckii / depositphotos.com

числе за Полярным кругом, и создана отдельная налоговая система для освоения шельфа.

Налоговые льготы принесли определенный результат. Они позволили активизировать добычу нефти на удаленных труднодоступных месторождениях Гыдана и Ямала, запустить в промышленную разработку запасы тюменской свиты Уватского нефтегазоносного бассейна с применением технологий горизонтального бурения с многостадийным гидроразрывом пласта. Благодаря налоговым стимулам и развитию технологий многостадийного ГРП часть месторождений Тюменской свиты была переведена в категорию активной промышленной добычи.

В конце 2019 г. в закон «О недрах» были включены положения о технологических полигонах как отдельного вида недропользования. Главная задача полигона – отработать различные технологические решения освоения участков с «трудной» нефтью от геологоразведки до эксплуатации и отобрать наиболее оптимальные методы. Под полигоны могут быть выделены участки, содержащие запасы баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых свит и др., а также нефти вязкостью более 10 000 мПа·с. На полигонах компании

смогут сосредоточиться на развитии технологий, а не на обязательствах по бурению или работе с запасами, характерных для стандартных лицензионных участков. Под них могут быть выделены как новые участки нераспределенного фонда недр, так и отдельные залежи на уже имеющихся у компаний лицензионных участках. Срок действия лицензий на работы по новым участкам достигает 15 лет с возможностью неоднократного продления, а на действующих – 7 лет с возможностью продления еще на три года.

Одновременно правительство утвердило Правила разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в которых прописывала обязательные требования к разработке ТРИЗ. Это стало главной нормативной базой для поиска новых методов освоения трудной нефти. Как сообщил глава Минприроды Александр Козлов в интервью «Интерфаксу», по данным на конец 2025 г. в России действовало 18 технологических полигонов по изучению трудноизвлекаемой нефти, причем в фокусе компаний были как месторождения с истощенными, обводненными запасами или залежи сверхвязкой нефти, так и самые сложные ТРИЗы нефте-



Лабораторные исследования ТРИЗ

Источник: «Газпром нефть»

материнских пород. Первый технологический полигон в России был создан в 2021 г. на месторождении «Газпром нефти» в ХМА-О-Югре. Сегодня свои площадки для тестирования технологий имеют «Роснефть», «Татнефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и другие компании.

Свитовая палитра

Впрочем, ТРИЗы ТРИЗам – рознь. Большинство лицензий на изучение и освоение трудных участков выдается на более «традиционные» залежи тюменской свиты. По данным начальника отдела оперативного изменения состояния запасов ГКЗ Светланы Образцовой, из 315 заявок, поданных на экспертизу в 2024 г., 123 приходится на тюменскую свиту и только 14 – на нефтематеринские породы (8 заявок – на бажен, 5 – на доманик, 1 – на абалакскую свиту).

Неравномерный интерес компаний к разным категориям «трудных» запасов связан с геологическими особенностями этих месторождений. Запасы нефти тюменской свиты относятся к трудноизвлекаемым из-за низкопроницаемых песчаных разрозненных коллекторов, однако в целом они классифицируются как клас-

сические или традиционные «трудные» месторождения, с которыми компании научились работать.

Более сложная нефть ачимовских залежей пока не вовлечена в широкую промышленную разработку из-за крайне сложной геологии. При этом такие ресурсы представляют огромный интерес для нефтегазовой отрасли, поскольку могут превышать все существующие запасы вместе взятые.

Ачимовские нефтенасыщенные породы были открыты несколько десятков лет назад, но объем выработки этих запасов не достигает даже 10%. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высоким коэффициентом водонасыщенности пород.

Как отмечают специалисты «Газпром нефти», ачимовские отложения распространены в Западной Сибири и залегают на глубинах 2–4 км над баженовской свитой. С одной стороны, ачимовская толща широко распространена и имеет обширную площадь. Она содержит большое количество рыхлых мелкообломочных осадочных пород, которые могут служить вместилищем углеводородов, глинистых покровов

над ними, а также региональную подстилающую нефтематеринскую толщу – баженовскую свиту.

Другими словами, у ачимовской свиты есть все предпосылки для массового скопления нефти. С другой стороны, ачимовские отложения – это настоящий вызов для геологов. Они характеризуются огромным разнообразием строения резервуаров, им свойственно тонкослоистое, линзовидное строение и многофазное состояние залежей. Пластовое давление в этих породах, как правило, крайне высокое, но при этом имеет большой диапазон изменения. Кроме того, такие пласты обладают высокой начальной водонасыщенностью, что при низком уровне нефтенасыщенности может приводить к отсутствию притоков углеводородов.

Осваивать такие месторождения можно с помощью технологии бурения с длиной горизонтального ствола более 1800 м. Еще более сложными по геологическому строению являются залежи БДАХ (баженовская, доманиковская, абалакская и хадумская свиты). Эти породы относятся к нефтематеринским. Они не содержат готовую нефть, а сами способны ее генерировать при определенных условиях. В основном это субаквальные или быв-

шие подводные породы, преимущественно глинистого, кремнисто-глинистого или карбонатно-глинистого состава, обогащенные захороненным органическим веществом без доступа кислорода. К таким породам относятся в первую очередь сапропелиты или «гнилой ил». Если эти породы оказываются на глубине 2–3 км в относительном покое, при сохранении на очень длительное время аномально большого давления и температуры от 50 до 160–170 °С, они начинают выделять углеводородные флюиды, способные накапливаться в ловушках и глиняных покровках. Это порождает высокую изменчивость насыщенных углеводородами толщин, которую крайне трудно прогнозировать традиционными геофизическими методами. Породы к тому же отличаются очень низкой проницаемостью. Если еще 10–15 лет шло изучение трудных залежей с проницаемостями от 1 до 2 мД, то сейчас идет исследование запасов с проницаемостями намного ниже 1 мД.

Еще одна сложность заключается в том, что нефтематеринские породы – это не одна цельная свита сравнительно однородных, глинистых или карбонатных отложений, а целый комплекс из литологически и геологически разных блоков.

Анализ кернa месторождений ТРИЗ

Источник: «Газпром нефть»



Осваивать такие породы крайне сложно. Все эти факторы формируют принципиально новый тип запасов, для успешного промышленного освоения которых только предстоит создать целый комплекс технологий и методов поиска, оценки, бурения и извлечения нефти.

Они требуют не только налоговых льгот, но и разработки специальных мер государственной поддержки и льготных условий, для поиска принципиально новых технологических решений, способных обеспечить эффективную разработку ТРИЗ.

С другой стороны, нефтематеринские породы распространены в наиболее развитых нефтяных регионах России, в ХМАО



Лабораторные исследования
Источник: «Газпром нефть»

и ЯНАО. Так что в случае появления эффективных методов работы с такими запасами часть затрат будет компенсирована за счет уже созданной трубопроводной, транспортной и электросетевой инфраструктуры.

Революция на полигоне

Одним из лидеров «трудной» гонки в России является «Газпром нефть», поскольку вопрос разработки ТРИЗ стал для нее принципиальным. В балансовом портфеле компании извлекаемый потенциал запасов «трудной» нефти превышает 3 млрд т.

Как сообщил директор по геолого-разведке «Газпром нефти» Юрий Масалкин, постепенно ТРИЗ становятся одним из ключевых источников ресурсной базы компании. «Это, как правило, низкопроницаемые коллектора с большой глубиной залегания, для рентабельной разработки которых нужны технологические ключи. Только в Западной Сибири потенциал геологических ресурсов ТРИЗ достигает 15 млрд т. Это ачимовская и тюменская свиты. Вовлечение в разработку этих запасов – наше ближайшее будущее и основной фокус отрасли направлен именно на них», – отметил он.

Только потенциал освоения ачимовской свиты активов «Газпром нефти» на севере ЯНАО превышает 500 млн т извлекаемых запасов нефти, что может обеспечить стабильную добычу на десятилетия вперед.

Поиск и вовлечение в рентабельную разработку ачимовских отложений на севере ЯНАО является одним из ключевых проектов компании. Уже на текущем этапе опытно-промышленных исследований была подтверждена коммерческая привлекательность данных запасов, однако геологическая уникальность ачимовских залежей стала настоящим технологическим вызовом для «Газпром нефти».

«На севере ЯНАО ачимовские пласты отличает низкая проницаемость, аномально высокое пластовое давление и глубина залегания. Это требует передовых решений и дополнительных инвестиций. Стоимость скважин для разработки ачимовских залежей в ЯНАО может в 10 раз превосходить затраты на бурение в ХМАО. И наша задача – развитие технологий и подходов для удешевления добычи в самых сложных условиях», – отметил Ю. Масалкин.

Благодаря технологическим полигонам реализуется масштабный технологический эксперимент на нефтяной ачимовке Ямбургского месторождения, который при успешном завершении позволит подобрать оптимальные технологические решения для освоения сверхсложных запасов ачимовской толщи Севера ЯНАО.

На пути к «трудным» запасам

Ключевой технологией для разработки ТРИЗ становится горизонтальное бурение с отходом от вертикали более 1800 м. Большой положительный эффект обеспе-

чивают технологии ГРП, повышающие проводимость трещины и охват пласта.

Главной сложностью этой технологии остается стоимость бурения скважины из-за значительных глубин и аномально высокого давления. Но в случае успешного подбора и апробации перспективных технологических решений промышленная разработка значительной доли ачимовских запасов возможна уже в среднесрочной перспективе.

Изучение нефтематеринских пород и создание собственных технологий для их разработки «Газпром нефть» начала еще в 2014 г. на фоне санкций, которые резко ограничили поставки в Россию зарубежного оборудования и технологий для добычи ТРИЗ.

Но фантастический, на первый взгляд, проект уже через 11 лет дал успешный практический результат. Компания создала технологический полигон для поиска технологий разработки ТРИЗ – он появился на базе северо-восточной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения. С 2014 г. на этом технологическом полигоне были пробурены горизонтальные скважины различных конструкций с длиной горизонтально участка от 500 до 1500 м, а в 2022 г. здесь впервые были построены 3 горизонтальные сква-

Массовое внедрение решений для ТРИЗ требует продолжения налогового и нефискального стимулирования не только недропользователей, но и производителей высокотехнологичного оборудования

жины по технологии «монобор» (колонна одного диаметра от устья до забоя диаметром 140 мм). Также была разработана отечественная подвеска хвостовика, использованы эластичные цементы, буровой раствор на углеводородной основе с плоским реологическим профилем и цементаж с вращением.

Именно на этом полигоне «Газпром нефть» стала отрабатывать технологии кластерного высокоскоростного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах с цементируемым хвостовиком для разработки нефтематеринских пород баженовской свиты, которые и принесли

Южно-Приобское месторождение в ХМАО

Источник: «Газпром нефть»



успех проекту. Скоростные или высокорасходные операции по ГРП получили активное развитие в США в рамках проектов освоения сланцевой нефти. В России первые работы с расходом 8 м³/мин стали выполняться только в 2016 г. на Пальяновской площади. К 2024 г. эта технология была серьезно адаптирована под геологические условия месторождений ХМАО и ЯНАО, были испытаны новые альтернативные жидкости, в том числе полностью отечественного производства, а расход закачиваемой смеси увеличен до 18 м³/мин. На сегодняшний день на технологическом полигоне реализованы в горизонтальных скважинах от 6 до 30 стадий высокорасходных операций ГРП в общем объеме более 1000 стадий ГРП. В 2022 г. реализована технология повторного ГРП на двух горизонтальных скважинах. На текущий момент оцениваются дальнейшие подходы по развитию технологии повторного ГРП на скважинах.

Кроме того, на этом полигоне была внедрена технология PDP – разделение стадий ГРП с помощью отсекающих пакер-пробок, доставляемых на геофизическом кабеле совместно с перфораторами для последующего вскрытия выбранных интервалов при выполнении многостадийных операций по гидроразрыву пласта. При этом уда-

лось полностью отказаться от западного оборудования и перейти на отечественные комплектующие, в том числе посадочные камеры, перфорационные системы, пробки различной конфигурации, включая растворимый материал с регулированием времени растворения.

В 2023 г. на восточной части Пальяновской площади успешно реализован пилотный проект по применению отечественных пакер-пробок увеличенного проходного диаметра для разделения интервалов перфорации при выполнении многостадийных операций по гидроразрыву пласта, что позволило сократить количество внутрискважинных работ и ускорить ввод скважины в эксплуатацию. Важнейшая роль при работе с фондом скважин нетрадиционных запасов отведена процессу глушения. Щадящее глушение с минимальным воздействием на продуктивные интервалы позволяет сохранить проводимость искусственных трещин, тем самым исключается потеря продуктивности.

В результате этих сложных работ на северо-восточной части Пальяновской площади было создано комплексное решение для рентабельной разработки «трудных» запасов, готовое к тиражированию на активах не только «Газпром нефти», но и других недропользователей в ХМАО.

Пальяновская площадь Красноленинского месторождения ХМАО

Источник: «Газпром нефть»



Специалисты цифрового центра управления строительством скважин

Источник: «Газпром нефть»

Борьба за большой ТРИЗ

В 2021 г. развитие новых решений для добычи ТРИЗ было выведено на новый уровень – в России запустили федеральный проект «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов». Он стартовал по инициативе Министерства энергетики России, «Газпром нефти» и администрации Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

В 2024 г. проект был успешно завершён. Одним из главных итогов стал настоящий прорыв на Пальяновском технологическом полигоне: была построена и запущена в эксплуатацию горизонтальная скважина целевой оптимизированной технологии (высокорасходный ГРП на 20 стадий) с рекордным объёмом закачки расклинивающего агента в 250 т на стадию, что позволило достигнуть целевого значения по показателю удельной эффективности скважины 8,5 тыс. руб./т по сравнению с 30 тыс. руб./т в 2017 г. При этом эффективность добычи ТРИЗ выросла в 3 раза.

Всего в рамках федерального проекта было разработано и испытано более десятка решений в области высокоскоростного многостадийного ГРП, реагенты и цифровые инструменты для сопровождения ГРП и бурения горизонтальных скважин. Новые технологии созданы на российской

базе и готовы к тиражированию на месторождениях Западной Сибири для разработки ачимовской, тюменской свит и других видов ТРИЗ. По оценкам экспертов, полномасштабное внедрение этих решений поможет вовлечь в разработку до 9 млрд т «трудной» нефти в России.

Немаловажный итог – в стране была сформирована экосистема из десятков организаций, обеспечивающих цепочку создания материалов и оборудования, их применение и прочие продукты и услуги, необходимые для разработки ТРИЗ под ключ.

«Это дает возможность говорить о том, что промышленная технология освоения нетрадиционных запасов найдена и может быть тиражирована на другие перспективные лицензионные участки с учетом специфики их геологического строения», – отмечается в материалах компании. Уже в этом году «Газпром нефть» планирует приступить к применению созданных решений для разработки других «трудных» залежей.

«Благодаря проведенным на полигоне работам был импортозамещен целый ряд технологий, многие из которых имеют широкий потенциал адаптации и применения и для других ТРИЗ, включая ачимовские и тюменские отложения», – оценил проект вице-премьер РФ Александр Новак в своей колонке для журнала «Энергетическая политика» [3].

Все для победы

Впрочем, тиражирование данной технологии пока сдерживается большой налоговой составляющей и завышенной кредитной ставкой. Минэнерго уже не первый год пытается убедить Минфин в необходимости продолжать работу над введением налоговых стимулов для освоения «трудной» нефти, поскольку имеющихся механизмов в виде льготного НДС и НДС явно не хватает.

фискального стимулирования не только недропользователей, но и производителей высокотехнологичного оборудования и сервисных компаний. Это необходимо для того, чтобы созданная технология стала доступна для участников рынка нефтесервисных услуг и производителей технологического оборудования и начала тиражироваться.

По оценке Минэнерго, затраты на бурение скважин после начала масштабного освоения ТРИЗ могут вырасти в 2–2,5



Инфраструктура добычи на участке ЗА ачимовских залежей Уренгойского месторождения *Источник: «Газпром нефть»*

«Возможно, понадобится сделать сверхпреференциальный налоговый режим, в рамках которого компании смогли бы совершить рывок. Да, возникает вопрос совместного признания технологий, вопросы интеллектуальной собственности и т. д. Одно дело на «пилотах» найти технологию, другое дело – масштабировать ее силами нескольких нефтяных компаний», – говорил на совещании по освоению ТРИЗ директор департамента нефтегазового комплекса Минэнерго Антон Рубцов. Эксперты отмечают, что одной технологии недостаточно. Массовое внедрение решений для ТРИЗ требует продолжения налогового и не-

раза, с 1,5–2 трлн руб. в год до 4–5 трлн руб. Эти средства перераспределяются между компаниями, которые эффективно смогут их разрабатывать.

По оценке заместителя председателя правления – директора по геологии «НОВАТЭКа» Владимира Кудрина, «наиболее эффективной представляется модель стимулирования освоения ТРИЗ, в которой: 70% – налоговые льготы, 20% – субсидирование разработки и внедрения технологий, включая софинансирование НИОКР, пилотных проектов и создания испытательных полигонов, 10% – инфраструктурная поддержка (строительство дорог, энергетических объектов)».

При этом критически важным является именно долгосрочный характер мер поддержки в связи с длительным инвестиционным циклом «трудных» проектов.

В качестве альтернативы налоговым льготам может выступить разработка определенных финансово-экономических моделей освоения ТРИЗ, предложенная Минэнерго, Минприроды и госкомиссией по запасам. Суть этой инициативы состоит в том, чтобы каждый проект включал в себя целую палитру технологических и финансово-экономических вариантов, из которых можно было бы выбрать наиболее оптимальный сценарий с точки зрения улучшения освоения проекта, выгод компаний и государства. «В принципе, сейчас так и делается – по каждому проекту рассматривается несколько вариантов освоения. Другое дело, что сейчас не рассматриваются варианты вне действующей системы налогообложения. Предложения Минэнерго и Роснедр учитывают, что будет единая матрица принятия решений, которая допускает возможность и необходимость налогового стимулирования для каждого проекта», – пояснил глава ГКЗ Игорь Шпуров.

Впрочем, такой подход опирается в решение достаточно тяжелой задачи – как подвести ТРИЗ к единому знаменателю. С 2022 г. ГКЗ, Роснедра, Минприроды, Минфин и Минэнерго пытаются разработать некий классификатор ТРИЗ, способный дать четкое определение каждой группе залежей. Он должен учитывать не только качество, состояние запасов и показатели профиля добычи, но и необходимые технологии и оборудование.

По словам первого заместителя министра энергетики Павла Сорокина, такая классификация может быть разработана уже в этом году. Причем она будет носить динамический характер. «Мы рассчитываем, что сможем сделать под этот эксперимент динамическую классификацию ТРИЗ: то, что сегодня не ТРИЗ, завтра может стать ТРИЗом

и наоборот», – говорил он на Российской энергетической неделе.

«Рента от освоения нефтегазовых проектов для государства в перспективе будет снижаться, потому что разрабатывать ТРИЗы дороже, чем традиционные запасы. Но если мы разработали технологии для их освоения, то деньги остаются в нашей стране», – подчеркнул первый замминистра энергетики.

Таким образом, необходимость дальнейшего освоения трудноизвлекаемой нефти очевидна всем. Работа «Газпром нефти» на технологических полигонах доказала возможность эффективной и рентабельной разработки самых сложных зале-



Добыча нефти *Источник: «Газпром нефть»*

жей. А значит, сейчас как никогда отрасль нуждается в донстройке государственной системы управления и стимулирования ТРИЗ для тиражирования уникальных отечественных технологий, позволяющих произвести настоящую промышленную революцию в мировой нефтегазовой промышленности.

Использованные источники

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации [Электронный ресурс]: государственный доклад. – 2025. – URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii_gosudarstvenny_doklad_o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/ (дата обращения: 27.02.2026).
2. Букатов М., Пескова Д. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОнефть. Научно-технический журнал «Газпром нефти». – 2018. – № 2(8). – С. 16–21.
3. Новак А. ТЭК России – 2050: надёжность, технологичность, лидерство // Энергетическая политика. – 2025. – № 4(207). – С. 8–18.

Магистральные нефтепроводы – стратегический элемент энергетической безопасности России в условиях трансформации глобальных рынков

Main oil-pipeline as a strategic element of Russia's energy security in the context of global markets transformation

Радмир ТАШБУЛАТОВ
Заведующий кафедрой гидрогазодинамики
трубопроводных систем и гидромашин,
к. т. н., доцент, УГНТУ
E-mail: tashbulatovradmir@gmail.com

Radmir TASHBULATOV
Head of the Department of Hydrogas Dynamics
of Pipeline Systems and Hydraulic Machinery,
Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof., USPTU
E-mail: tashbulatovradmir@gmail.com

Рустем ФАЗЛЕТДИНОВ
Доцент кафедры транспорта и хранения
нефти и газа, к. т. н., УГНТУ
E-mail: fazletdinow_ra@inbox.ru

Rustem FAZLETDINOV
Department of Transport and Storage of Oil
and Gas, Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof., USPTU
E-mail: fazletdinow_ra@inbox.ru

Ринат КАРИМОВ
Доцент кафедры транспорта и хранения
нефти и газа, к. т. н., УГНТУ
E-mail: karimov_rinat@mail.ru

Rinat KARIMOV
Department of Transport and Storage of Oil and Gas,
Cand. Sci. (Tech.), Assoc. Prof., USPTU
E-mail: karimov_rinat@mail.ru

Борис МАСТОБАЕВ
Заведующий кафедрой транспорта и хранения
нефти и газа, д. т. н., профессор, УГНТУ
E-mail: mastoba@mail.ru

Boris MASTOBAEV
Head of the Department of Transport and Storage
of Oil and Gas, Dr. Sci. (Tech.), Prof., USPTU
E-mail: mastoba@mail.ru

Аннотация. В условиях глубокой трансформации глобальных энергетических рынков магистральные трубопроводные транспорт (МТТ) приобретает критическое значение как стратегический элемент энергетической безопасности Российской Федерации. В статье проведен системный анализ уникальной структуры товарно-транспортного обеспечения МТТ и предлагается ее дальнейшее совершенствование за счет взаимодействия нескольких ключевых механизмов: технологических и мобильных остатков нефти и нефтепродуктов как инструмента оперативного реагирования, схемы нормальных грузопотоков как фундамента управления потоками разнородных нефтей с надстройкой в виде компенсации их качества, обмена правами на получение нефти и нефтепродуктов в узловых точках трубопроводной системы и использования распределенных реестров для повышения прозрачности операций и оптимизации тарифной политики. Показано, что синергия этих механизмов обеспечивает устойчивость системы при внешних ограничениях и способствует снижению логистических издержек при сохранении рентабельности перевозок в соответствии с положениями Энергетической стратегии РФ до 2050 г. *Ключевые слова:* магистральные трубопроводные транспорт, энергетическая безопасность, технологические запасы, схема нормальных грузопотоков, качество нефти, цифровая трансформация, распределенные реестры, тарифная политика.

Abstract. In the context of the profound transformation of global energy markets, mainline pipeline transport (MPT) acquires critical importance as a strategic element of the energy security of the Russian Federation. The article presents a systemic analysis of the unique structure of commodity and logistics support within the MPT system and proposes its further improvement through the interaction of several key mechanisms: technological and mobile inventories of oil and petroleum products as a tool for operational response; a scheme of standard freight flows as a foundation for managing multi-grade oil flows, augmented by quality compensation; the exchange of rights to receive oil and petroleum products at nodal points of the pipeline system; and the use of distributed ledgers to enhance operational transparency and optimize tariff policy. It is demonstrated that the synergy of these mechanisms ensures system resilience under external constraints and contributes to reducing logistics costs while maintaining transportation profitability in accordance with the provisions of the Energy Strategy of the Russian Federation until 2050. *Keywords:* main pipeline transport, energy security, technological balances, normal cargo flow scheme, oil quality, digital transformation, distributed ledgers, tariff policy.

Введение

Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации определяет необходимость снижения уязвимости, обеспечение управляемости и живучести инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса, включая резервирование их мощностей и создание запасов топлива, в том числе для обеспечения его поставок в периоды пикового потребления, в условиях чрезвычайных ситуаций, в период мобилизации и в военное время [1]. Ключевым элементом обеспечения этой безопасности является сформированная инфраструктура магистрального трубопроводного транспорта (МТТ) нефти и нефтепродуктов, представ-

ленная в России естественной монополией ПАО «Транснефть». Система охватывает 64 региона России и транспортирует свыше 84% добываемой в стране нефти и 28% нефтепродуктов. На балансе группы предприятий «Транснефть» находятся свыше 67 тыс. км магистральных трубопроводов, более 24 млн м³ резервуарных емкостей, около 500 перекачивающих станций [2]. Принципы функционирования системы МТТ определяют устойчивость топливно-энергетического комплекса, особенно в современных условиях геополитических ограничений и переориентации экспортных потоков нефти и нефтепродуктов.

В качестве первоочередных мер энергетическая стратегия Российской Федерации определяет необходимость совер-



Нефтепровод «Дружба»

Источник: Janos Kummer Getty Images

шенствования тарифной политики в части транспортировки нефти и нефтепродуктов трубопроводным транспортом в целях обеспечения конкурентоспособности российской продукции на мировом рынке за счет снижения логистических издержек при условии сохранения рентабельности перевозок [3].

Центральная проблема исследования заключается в том, что энергетическая безопасность МТТ обеспечивается не только физической инфраструктурой, но и уникальной системой товарно-транспортного обеспечения, где технологические, правовые, экономические и цифровые элементы

взаимно усиливают друг друга. Основной целью статьи является раскрытие синергетического эффекта взаимодействия предлагаемых решений и их роли в повышении эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Историческое развитие и стратегические преимущества магистрального трубопроводного транспорта

Формирование единой системы МТТ в СССР началось в 1950-х гг. и достигло пика в 1970–1980-е гг., когда была создана интегрированная сеть нефтепроводов «Дружба» для поставок на экспорт и внутренние маршруты, связывающие месторождения Западной Сибири с нефтеперерабатывающими заводами европейской части страны. Этот этап определил стратегическую роль МТТ как инструмента обеспечения энергетической независимости и экспортного потенциала СССР.

В 1990-е гг. в условиях распада СССР и потери контроля над частью инфраструктуры возникла необходимость создания вертикально интегрированной структуры

Несмотря на конкурентоспособность морского транспорта по тарифу, географическая специфика России (континентальное расположение месторождений и НПЗ) делает МТТ основой внутренней логистики

Вид транспорта	Цена за транспортировку*, руб./100 т·км	Норма потерь, % от массы на 100 км	Удельные выбросы CO ₂ , кг/т·100 км
Трубопроводный	от 65 [4]	≈0,007 [9]	0,03 [11]
Железнодорожный	от 300 [5]	до 0,033 [10]	0,8–1,8 [12]
Автомобильный	от 550 [6, 7]	до 0,007 [10]	8,8–12,1 [12]
Морской	от 30 [8]	до 0,09 [7]	0,7–1,2 [12]

* Примечание: цены рассчитаны авторами на основе минимальных тарифов с приведением к единой размерности; в стоимость не включены операции налива/слива

Таблица 1. Сравнительная характеристика тарифов, норм потерь и удельных выбросов CO₂ при транспортировке нефти различными видами транспорта

управления. В 1993 г. было учреждено ОАО «АК «Транснефть», а в 2000-е гг. завершено формирование ПАО «Транснефть» как субъекта естественной монополии, получившего контроль над всей системой МТТ нефти на территории РФ.

2010–2020-е гг. ознаменовались диверсификацией экспортных маршрутов: ввод в эксплуатацию нефтепровода ВСТО («Восточная Сибирь – Тихий океан») и его расширение позволили снизить зависимость от транзита через третьи страны. С 2022 г. в условиях санкционного давления и переориентации экспортных потоков роль МТТ как инструмента обеспечения внутреннего баланса топлива резко возросла – система продемонстрировала способность оперативно перераспределять объемы поставок

между регионами без привлечения альтернативных видов транспорта.

Сравнительный анализ видов транспорта нефти демонстрирует неоспоримое преимущество МТТ по ключевым параметрам (таблица 1).

Несмотря на конкурентоспособность морского транспорта по тарифу, географическая специфика России (континентальное расположение месторождений и НПЗ) делает МТТ основой внутренней логистики (рис. 1). А совместное использование трубопроводного и морского транспорта составляет основу единой комплексной инфраструктуры для эффективного экспорта российских энергоресурсов.

Следует отметить также важное преимущество трубопроводного транспорта

Рис. 1. Укрупненная схема нефтяной промышленности и системы магистральных трубопроводов [13]



в низком углеродном следе [11]. В силу высокой доли электрификации производственной деятельности прямые выбросы парниковых газов практически не зависят от объемов транспортировки. Углеродный след трубопроводного транспорта в основном приходится на котельное оборудование для выработки тепловой энергии на собственные нужды. В контексте присоединения Российской Федерации к Парижскому соглашению по климату в 2019 г. это преимущество также приобретает важное значение.



Нефтебаза «Транснефть»
Источник: oilexp.ru

Наличие технологических и мобильных остатков как инструмент оперативного товарно-транспортного обеспечения для снижения логистических издержек

Ключевую роль в реализации товарно-транспортного обеспечения перекачки нефти и нефтепродуктов играет наличие так называемых технологических остатков – объемов нефти и нефтепродуктов, постоянно находящихся в трубопроводах и резервуарных парках для поддержания рабочего давления и обеспечения непрерывности перекачки [14]. Данные объемы,

являющиеся собственностью трубопроводной компании и регламентируемые проектной документацией, формируют основу для уникального механизма управления потоками углеводородов.

Фундаментальным следствием наличия этих стабильных объемов является механизм «немедленной сдачи». Его суть заключается в том, что с момента приемки продукта от грузоотправителя и оформления товарно-транспортных документов грузополучатель приобретает права на его эквивалентный объем в пункте назначения. Физическая транспортировка на расстояние в тысячи километров может занимать недели, тогда как юридический и коммерческий оборот может завершиться за считанные часы. Это кардинально повышает ликвидность товара, ускоряет расчеты и снижает финансовые риски.

Правовые и страховые аспекты также упрощаются, поскольку ответственность за сохранность продукта на линейной части трубопровода несет трубопроводная компания, компенсируя возможные потери из своего баланса.

Помимо технологических остатков, принадлежащих трубопроводной компании, формируется также стратегический запас нефти или нефтепродукта из баланса грузоотправителей. С технологической точки зрения система МТТ сегментирована на независимые технологические участки, разделенные резервуарными парками. Наличие в этих парках мобильных остатков – буферных объемов, сданных в трубопроводную систему грузоотправителем в текущем периоде, но не планируемых в рассматриваемом периоде к сдаче конечному получателю, – обеспечивает устойчивую и независимую работу указанных технологических участков. Данный остаток, предусмотренный требованиями договоров транспортировки, позволяет оперативно перераспределять потоки между технологическими участками, нивелируя дисбалансы, а также обеспечивая стабильность качества перекачиваемого продукта.

Наличие регламентированных технологических и мобильных остатков трансформирует трубопроводный транспорт из пассивной «трубы» в активный инструмент управления логистической оптимизацией, что служит важным конкурентным преимуществом национальной транспортной инфраструктуры.

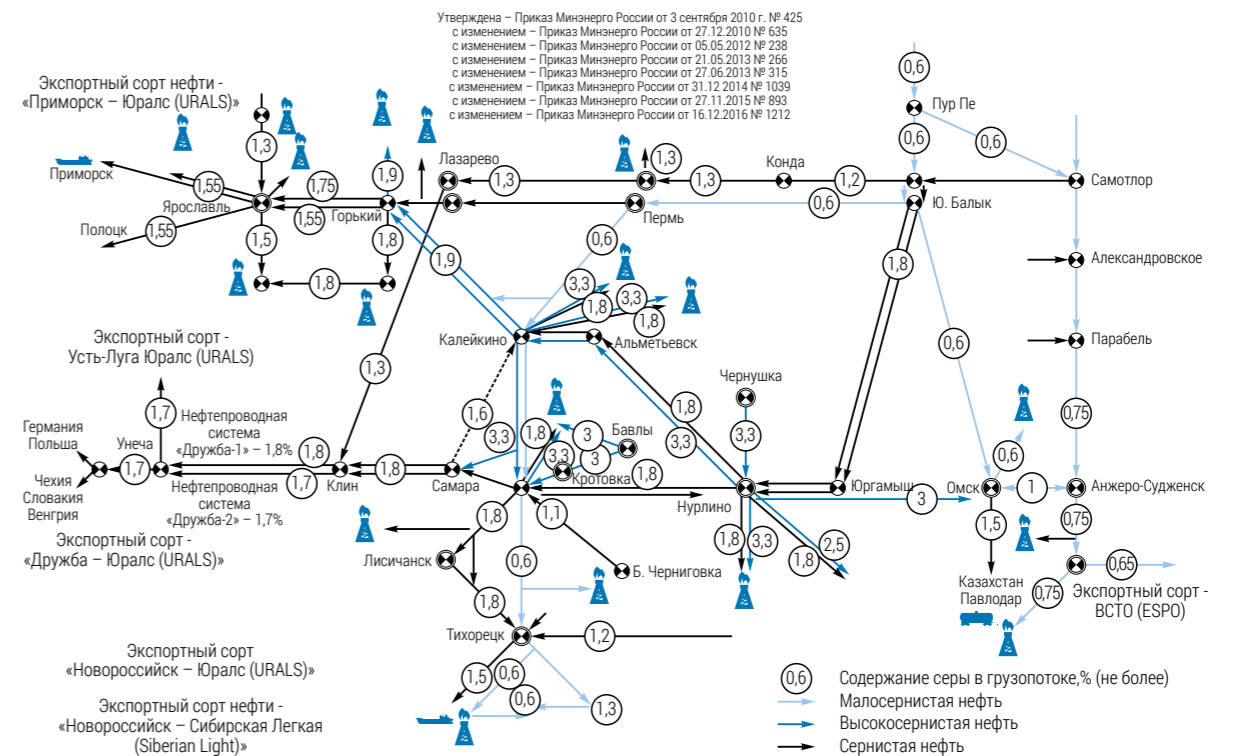


Рис. 2. Схема нормальных грузопотоков нефти по состоянию на 2019 г. [17]

Схема нормальных грузопотоков – эволюция принципов управления качеством и необходимость смены парадигмы

Совместная перекачка нефтей разных месторождений с различными свойствами по одной трубопроводной системе неизбежно приводит к их смешению.

Становление системы потокораспределения уходит корнями в советский период, когда были сформированы специализированные транспортные коридоры для нефтей с уникальными свойствами: шаимские нефти для производства ракетных топлив, мангышлакские – для пищевых парафинов, тенгизские – для Грозненского НПЗ. Каждый поток имел целевое назначение и жесткую привязку к конкретным перерабатывающим мощностям.

В 1997 году этот опыт был реализован в Схеме нормальных технологических потоков – нормативном документе, утверждаемом Минэнерго РФ, а впоследствии закреплённом [15]. Ключевой принцип схемы – нормирование по классам согласовано [16] с формированием направлений перекачки с жестко регламентированным

диапазоном содержания серы. Это обеспечивало прогнозируемое качество в конечных пунктах поставки (рис. 2).

Экономическая турбулентность 1990-х гг. вскрыла уязвимость жесткой модели. Кременчугский НПЗ, перерабатывавший около 10 млн т высокосернистой нефти, практически прекратил ее прием. Снижение спроса на тяжелую нефть затронуло Нижнекамск, Уфимскую группу заводов. Одновременно структура добычи смещалась в сторону утяжеления: доля высокосернистой нефти росла при сокращении приема малосернистой. К середине 1990-х гг. в системе образовался «избыточный»,

Ключевую роль для товарно-транспортного обеспечения прокачки играет наличие технологических остатков – объемов нефти, постоянно находящихся в трубопроводах для поддержания рабочего давления



ВСТО, порт Козьмино

Источник: «Транснефть»

невостребованный объем высокосернистой нефти – 10–11 млн т, который невозможно было разместить в рамках нормативных предписаний схемы [15]. Включение избыточных объемов в общие потоки без изменения технологий грозило системным ухудшением качества экспортной смеси и финансовыми потерями для всех участников.

В этой ситуации была разработана технология управляемого смешения – компаундирование. Ее суть заключалась в использовании естественной нестабильности качества основного потока и точечной подкачке высокосернистой нефти в зоны с пониженным содержанием серы либо в смешивании накопленных в резервуарных парках объемов по результатам лабораторных замеров.

Технология позволила принимать дополнительные объемы высокосернистой нефти без нарушения экспортных контрактов. Компаундирование не отменило схему, а стало инструментом ее «тонкой настройки», позволяя удерживать качество в установленных границах при ухудшающихся входных параметрах.

Схема нормальных грузопотоков эффективно решала задачи предотвращения хаотического смешения и обеспечения тех-

нологической дисциплины в условиях плановой экономики и переходного периода. Однако сегодня все отчетливее проявляются ее ограничения.

Схема жестко «прикрепляет» потребителей к нефти определенного класса, что в условиях формирующегося рынка качества ограничивает экономическую свободу участников и не позволяет в полной мере монетизировать ресурс качества.

Эффективность схемы критически зависит от соотношения легких и тяжелых потоков. Рост доли высокосернистой нефти при сокращении числа ее традиционных потребителей делает нормативные пропорции труднодостижимыми.

Схема устанавливает усредненные нормативы, но не предохраняет от выбросов качества в условиях высокой вариативности режимов перекачки. Компаундирование удерживает систему в жестком диапазоне показателей качества, но не ключевого противоречия между административными требованиями и динамикой реальных потоков.

Дальнейшее развитие требует эволюционного дополнения директивного распределения качества экономически мотивированным взаимодействием участников рынка. Административное нормирование

не утрачивает своей роли технологического каркаса, но объективно нуждается ещё в одной надстройке, где качество становится не ограничением, а предметом двусторонних соглашений и объектом стоимостной оценки. Именно в этой парадигме формируется запрос на новые принципы управления качеством.

Механизм компенсации качества нефти: экономический инструмент стабилизации системы и оптимизации тарифной политики

Технологическая неизбежность смешения нефтей различного качества в процессе транспортировки порождает фундаментальное экономическое противоречие. Грузоотправитель, сдающий в систему высоколиквидную нефть (легкую малосернистую), утрачивает ее уникальные свойства, получая на выходе усредненную смесь. Владелец тяжелого высокосернистого сырья, напротив, приобретает «премию» за чужой счет. Это приводит к несправедливому перераспределению стоимости и ограничивает поставки качественного сырья.

Наличие регламентированных технологических и мобильных остатков трансформирует трубопроводный транспорт из пассивной «трубы» в активный инструмент управления логистической оптимизацией

Мировая практика выработала эффективное решение – банк качества нефти. Это инструмент, применяемый для того, чтобы каждый грузоотправитель оказался как можно ближе к той экономической ситуации, в которой он находился, если бы имел возможность получить из нефтепровода тот же самый сорт нефти, который был отправлен [18].

Задача банка качества – справедливо перераспределить стоимостные последствия управляемого смешения, регламентированного схемой [15]. Технология перекачки – в ведении оператора, экономика – в зоне ответственности банка качества.

Порт Приморск, Ленинградская область

Источник: dp.ru



Внедрение своп-операций в узловых точках трубопроводной системы наделит ее недостающей гибкостью, позволив обходить инфраструктурные ограничения без капитального строительства

По сложности, протяженности и разветвленности транспортной инфраструктуры аналогов российской системе в мире не существует, поэтому перенести опыт зарубежных банков качества без учета специфики транспортной структуры не представляется возможным [18]. Однако отсутствие банка качества препятствует внедрению современных принципов функционирования логистических систем.

Эволюция российской трубопроводной системы закономерно подводит к необходимости дополнить административное управление качеством экономически мотивированным взаимодействием участ-

ников, надстраивая над существующей технологической инфраструктурой и регламентированными правилами недостающий контур справедливых товарно-денежных отношений. Применение банка качества нефти также позволит дать основу для внедрения процедуры, позволяющей сократить логистические издержки с диверсификацией поставок.

Механизмы обмена правами на получение нефти и нефтепродуктов: инструмент реализации скрытых резервов инфраструктуры

Как отмечалось выше, в товарно-транспортном обеспечении системы МТТ ключевым резервом повышения операционной эффективности выступает разрыв между физическим перемещением продукта и документальным оформлением прав на него.

Авторами предлагается внедрение механизмов обмена правами на получение нефти и нефтепродуктов (функциональные аналоги своп-операций) в узловых точках трубопроводной системы при планирова-

ПСП, Грушова перевалочного комплекса «Шесхарис»

Источник: chernomor.transneft.ru

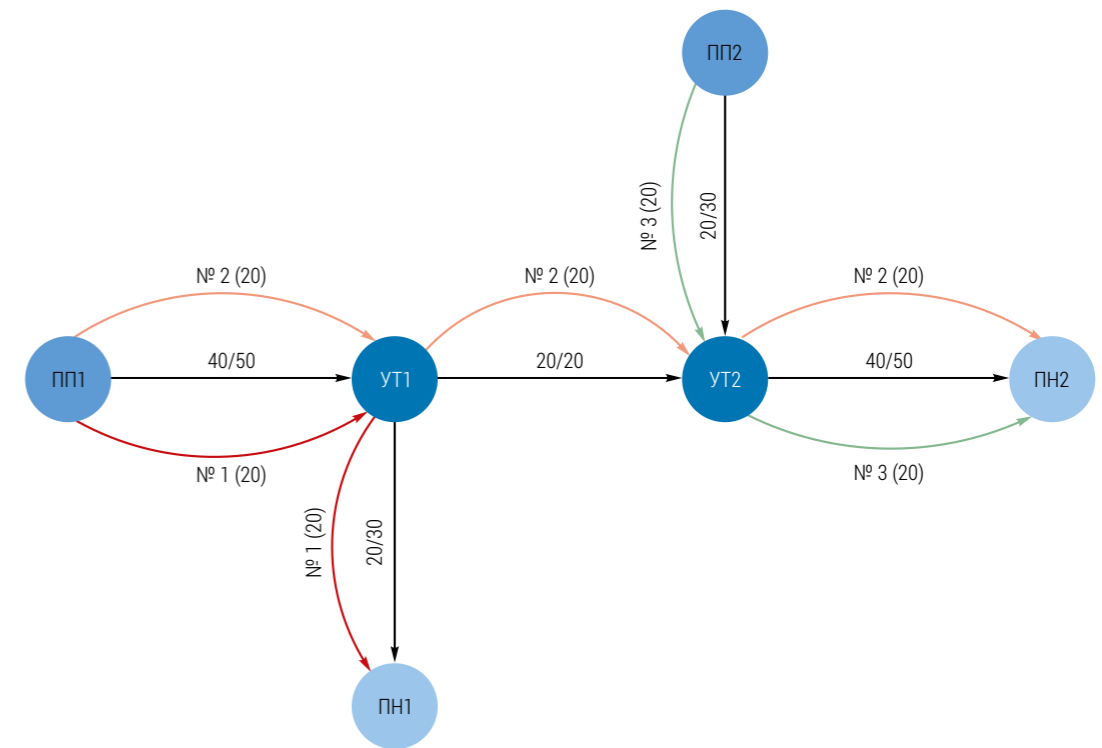


Рис. 3. Сценарий 1: физическая загрузка и маршруты заявок без своп-операций

нии транспортировки по принципу «передача продукта в узловой точке А в обмен на получение эквивалентного объема в узловой точке Б» без необходимости физической перекачки между данными точками. Правовая допустимость таких операций для нефтепродуктов получила подтверждение в решениях ФАС России [19], что создает нормативную основу для их масштабирования.

Для формализации возможностей, открываемых своп-механизмами, представим транспортную сеть в виде ориентированного взвешенного графа. Узлы графа соответствуют пунктам приема (ПП), пунктам назначения (ПН) и, что наиболее важно, узловым точкам (УТ) – резервуарным паркам, где происходит слияние, разделение и временное хранение потоков. Именно здесь, в местах концентрации технологических запасов, формируется потенциал для перераспределения прав собственности без физического перемещения продукта. Ребра графа – технологические участки трубопроводов – характеризуются направлением, пропускной способностью и удельной стоимостью транспортировки.

В классической постановке задача управления потоками сводится к пои-

ску физических маршрутов, удовлетворяющих заявки при соблюдении балансов в узлах и ограничений пропускной способности. Своп-операция вводит принципиально иную степень свободы: возможность перепривязки прав требования в двух узловых точках. Часть объема, адресованного одной заявке в узле А, замещается эквивалентным объемом, адресованным другой заявке в узле Б, при этом физическое перемещение между А и Б не требуется – замещение происходит за счет уже накопленных технологических запасов. Проиллюстрируем потенциал данного подхода на трех модельных конфигурациях.

Сценарий 1. Преодоление топологического ограничения (организация «виртуального встречного потока»). Рассмотрим фрагмент сети, включающий два источника (ПП1, ПП2), два потребителя (ПН1, ПН2) и две узловые точки (УТ1, УТ2). Принципиальная особенность конфигурации: участок УТ2–УТ1 отсутствует, физическое перемещение возможно только в одну сторону – от УТ1 к УТ2. Исходная загрузка и маршруты представлены на рис. 3 и в таблице 2.

Ситуация. Источник ПП1 снижает подачу, участок УТ1–ПН1 недозагружен (20 из 30). Потребитель ПН2 сокращает прием, форми-

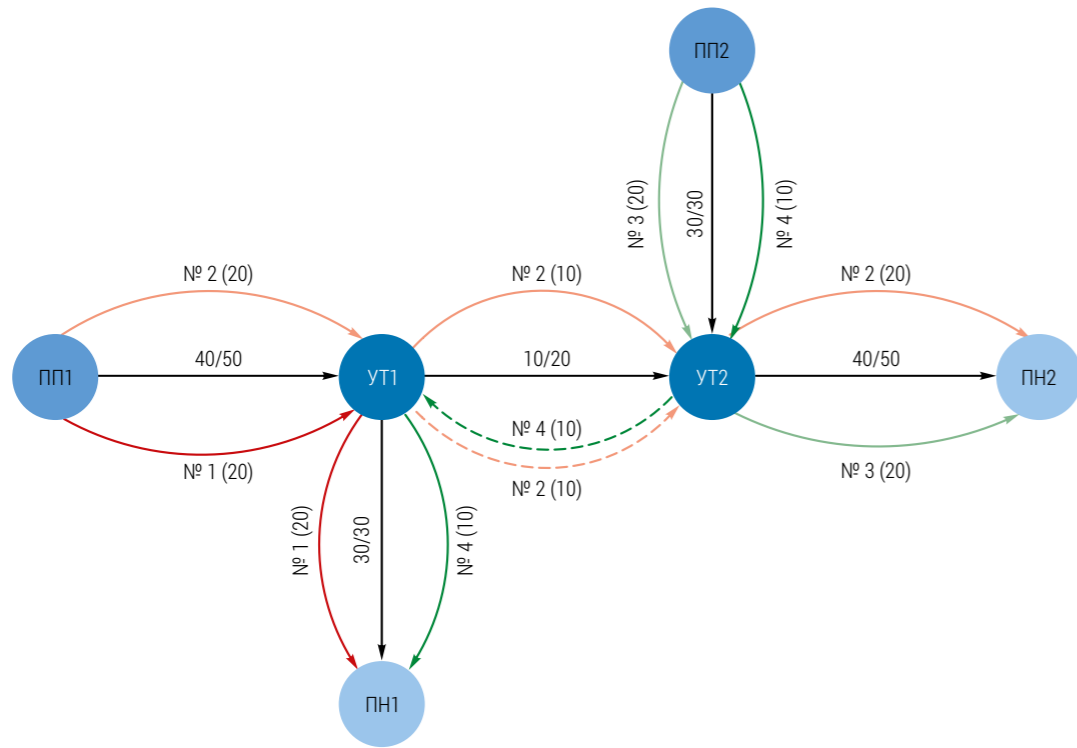


Рис. 4. Сценарий 1: физическая загрузка и маршруты заявок со своп-операцией

руя избыточный ресурс в УТ2. Потребитель ПН1 нуждается в дополнительных 10 ед., источник ПП2 готов их поставить. Однако физическая перекачка от ПП2 к ПН1 невозможна – участок «УТ2–УТ1» отсутствует.

Применение своп-операции. Производится замещение: 10 ед. из заявки № 2 в узле УТ2 обмениваются на 10 ед. из заявки № 3 в узле УТ1. Маршруты трансформируются (рис. 4, таблица 3).

Результат. Потребитель ПН1 получает недостающий объем от ПП2, несмотря на полное отсутствие физического маршрута. Эффект достигнут исключительно за счет перераспределения прав в узловых

точках. Своп-операция создала «виртуальный встречный поток».

Сценарий 2. Обход ограничений пропускной способности в разветвленной сети. Усложним топологию: добавлен альтернативный коридор через третью узловую точку (УТ3) с ограниченной пропускной способностью участка «УТ3–УТ2» (рис. 5, таблица 4).

Ситуация. Поступает запрос на увеличение поставки по заявке № 4 (ПП2→ПН1) на 10 ед. Но пропускная способность участка «УТ3–УТ2» исчерпана, и увеличение поставки по физическому маршруту не представляется возможным.

Таблица 2. Сценарий 1: маршруты заявок до своп-операции

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → ПН1
2	ПП1→ПН2	20	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ2 → ПН2

Таблица 3. Сценарий 1: маршруты заявок со своп-операцией

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → ПН1
2.1	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН2
2.2	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → своп → УТ2 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ2 → ПН2
4	ПП2→ПН1	10	ПП2 → УТ2 → своп → УТ1 → ПН1

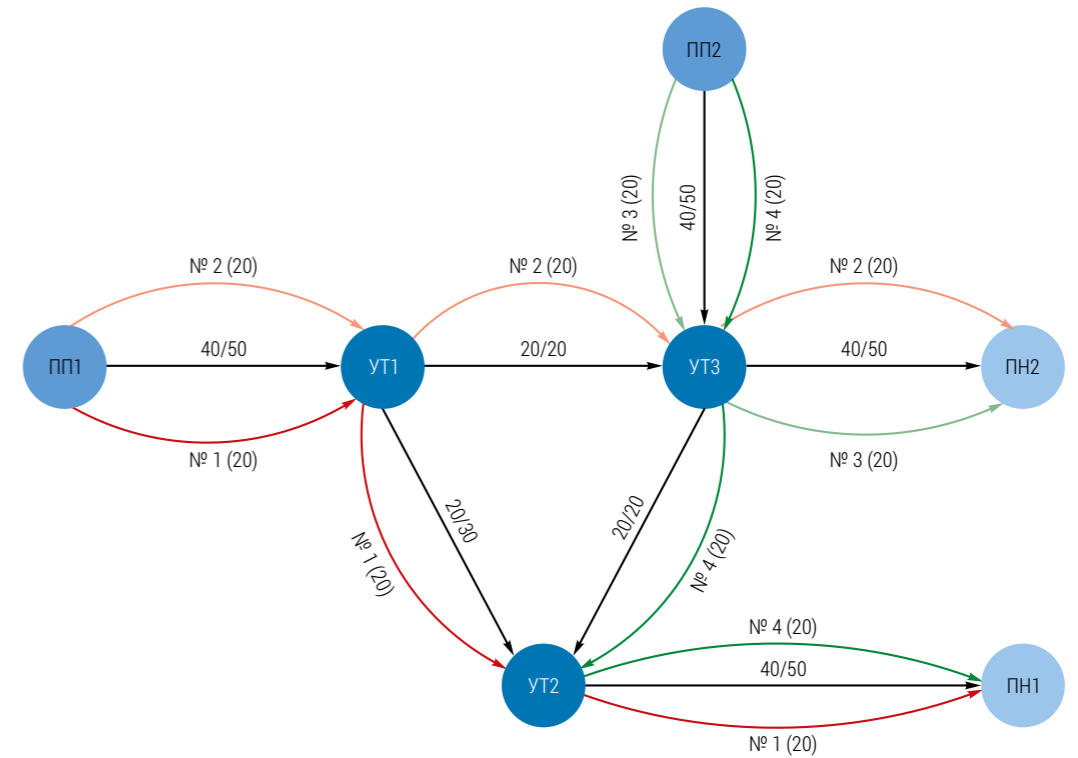


Рис. 5. Сценарий 2: физическая загрузка и маршруты заявок без своп-операций

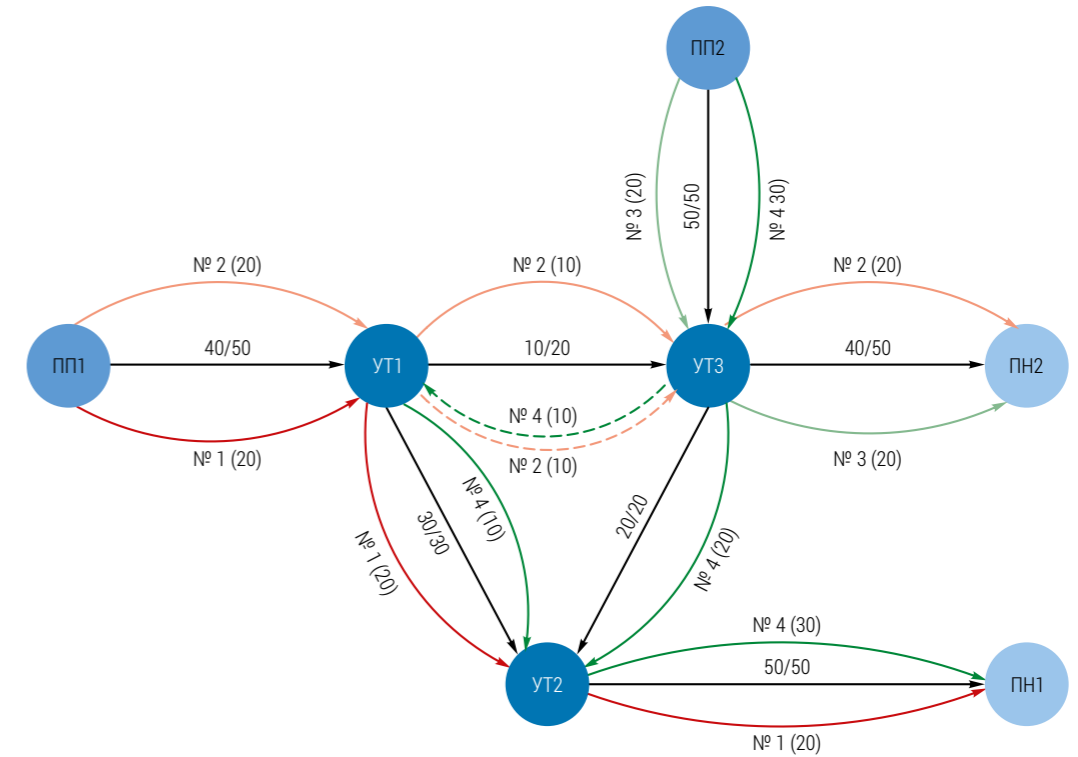


Рис. 6. Сценарий 2: физическая загрузка и маршруты заявок со своп-операцией

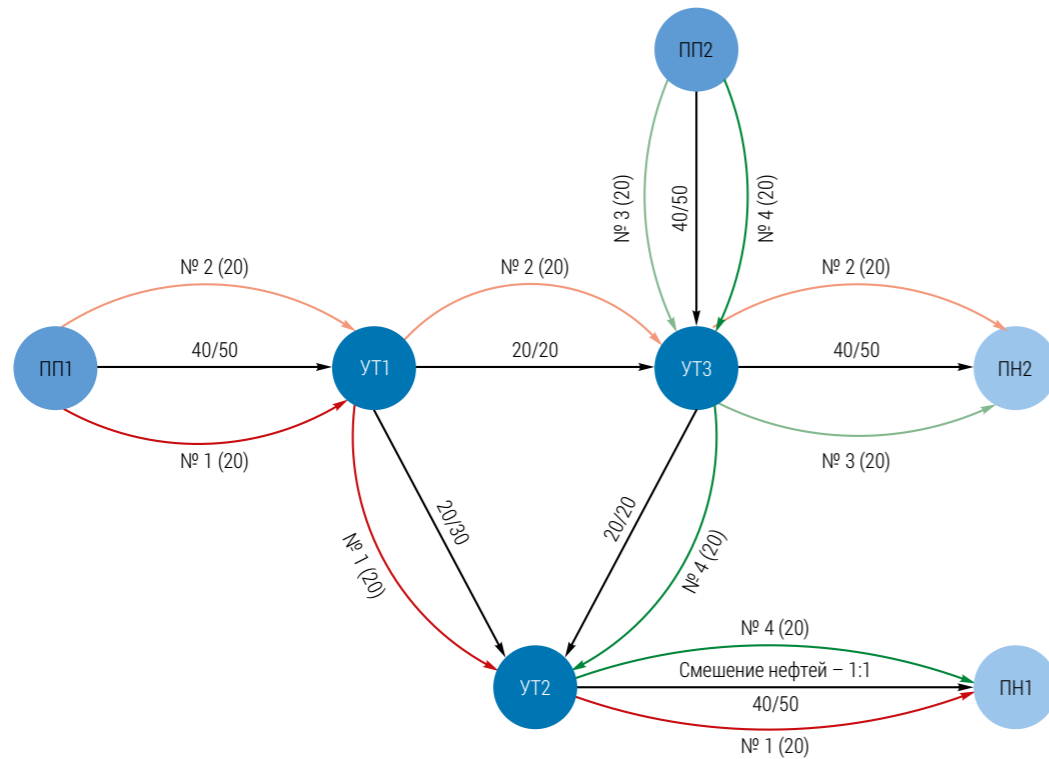


Рис. 7. Сценарий 3: физическая загрузка и маршруты заявок без своп-операций

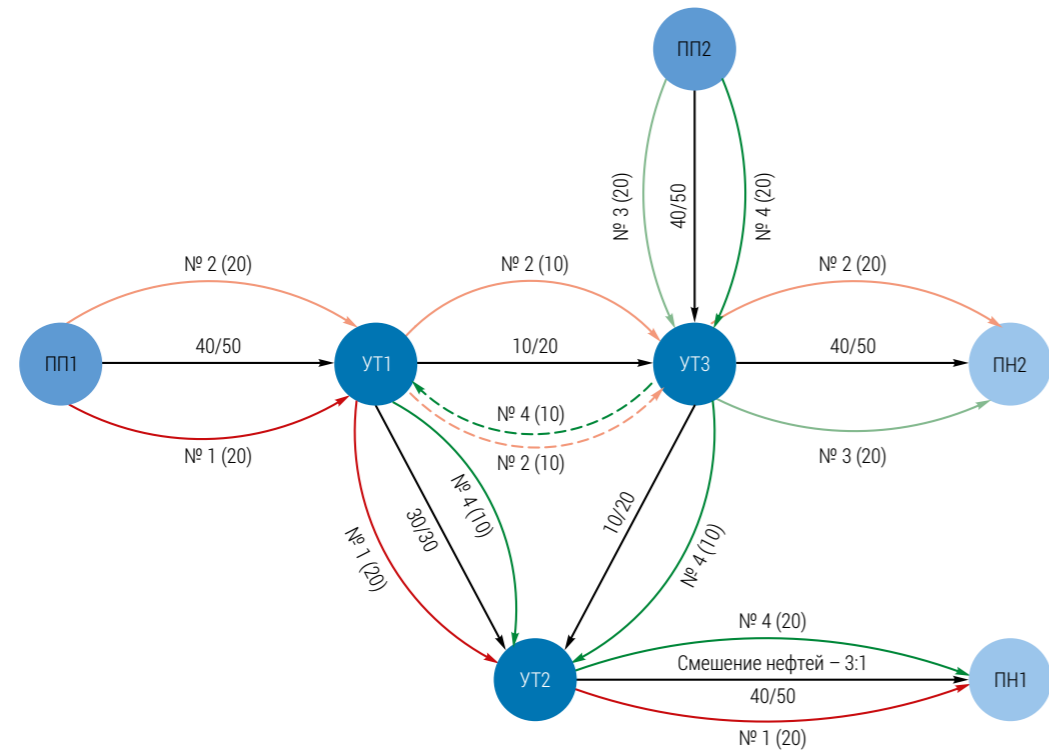


Рис. 8. Сценарий 3: физическая загрузка и маршруты заявок со своп-операцией

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН1
2	ПП1→ПН2	20	ПП1 → УТ1 → УТ3 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ3 → ПН2
4	ПП2→ПН1	20	ПП2 → УТ3 → УТ2 → ПН1

Таблица 4. Сценарий 2: маршруты заявок до своп-операции

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН1
2.1	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → УТ3 → ПН2
2.2	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → своп → УТ3 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ3 → ПН2
4.1	ПП2→ПН1	20	ПП2 → УТ3 → УТ2 → ПН1
4.2	ПП2→ПН1	10	ПП2 → УТ3 → своп → УТ1 → УТ2 → ПН1

Таблица 5. Сценарий 2: маршруты заявок со своп-операцией

Применение своп-операции. Осуществляется обмен между УТ1 и УТ3: 10 ед. из заявки № 2 замещаются в УТ3, а 10 ед. дополнительного объема заявки № 4 – в УТ1 (рис. 6, таблица 5).

Результат. Ограничение пропускной способности участка «УТ3–УТ2» преодолено. Дополнительный объем принят, физическая нагрузка на «узкое место» не увеличилась. Инфраструктура работает на пределе проектных возможностей, но без инвестиций и превышения физических лимитов.

Сценарий 3. Управление качеством и энергоэффективностью. В той же топологии (рис. 7, таблица 6) исходное (проектное) соотношение маловязкой (ПП1) и высоковязкой (ПП2) нефтей в потоке «УТ2–ПН1» составляет 3:2 (60% маловязкой нефти), что обеспечивает проектные значения энергозатрат.

Ситуация. Сокращение поставок из ПП1 изменяет пропорцию смешения до 1:1 (50%

маловязкой нефти). Вязкость возрастает, фиксируется рост энергозатрат.

Применение своп-операции. Обмен между УТ1 и УТ3: 10 ед. из заявки № 2 и 10 ед. из заявки № 4 (рис. 8, таблица 7).

Результат. Соотношение маловязкой и высоковязкой нефтей изменилось до 3:1 (75% маловязкой нефти). Энергопотребление системы трубопроводов уменьшилось без дополнительного ввода маловязкой нефти из источника ПП1.

При наличии системы стоимостной компенсации качества (банка качества) данные маневры получают адекватную экономическую оценку, превращаясь в рыночный инструмент.

Рассмотренные сценарии демонстрируют многофункциональность своп-механизма:

- обход топологических ограничений;
- преодоление пропускных ограничений;
- управление энергоэффективностью.

Таблица 6. Сценарий 3: маршруты заявок до своп-операции

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН1
2	ПП1→ПН2	20	ПП1 → УТ1 → УТ3 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ3 → ПН2
4	ПП2→ПН1	20	ПП2 → УТ3 → УТ2 → ПН1

Таблица 7. Сценарий 3: маршруты заявок со своп-операцией

№	Направление	Объем	Маршрут
1	ПП1→ПН1	20	ПП1 → УТ1 → УТ2 → ПН1
2.1	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → УТ3 → ПН2
2.2	ПП1→ПН2	10	ПП1 → УТ1 → своп → УТ3 → ПН2
3	ПП2→ПН2	20	ПП2 → УТ3 → ПН2
4.1	ПП2→ПН1	10	ПП2 → УТ3 → УТ2 → ПН1
4.2	ПП2→ПН1	10	ПП2 → УТ3 → своп → УТ1 → УТ2 → ПН1

Таким образом, внедрение своп-механизмов трансформирует парадигму управления грузопотоками. Классические оптимизационные модели (транспортная задача, задача о максимальном потоке минимальной стоимости) исходят из неразрывности физического перемещения и перехода права собственности. Свop-операция устраняет эту связанность.

В классической постановке поток из узла i в узел j всегда «приписан» исходной заявке. Свop-операция делает возможной перепривязку прав требования в транзитных узлах. Часть пути продукт проходит «под именем» одной заявки, а завершает движение – «под именем» другой.

Формально такая задача требует одновременного выбора:

- физических маршрутов;
- узлов совершения свop-операций;
- пар заявок, участвующих в обмене, с учетом компенсаций посредством банка качества;
- объемов замещения;
- результирующего распределения прав в пунктах назначения.

Критерии оптимальности расширяются: помимо минимизации транспортных издержек необходимо учитывать эффекты разгрузки перегруженных участков, стоимость управления качеством, сокращение времени поставки, снижение энергоемкости и т. д.

Таким образом, формирование оптимальных грузопотоков с применением

свop-операций в узловых точках образует новый класс задач оптимизации трубопроводного транспорта, требующий разработки специализированного математического аппарата.

Для национальной системы МТТ внедрение данной технологии имеет стратегическое значение, так как Россия не нуждается в дублировании существующих мощностей – достаточно разработать инструмент, позволяющий извлекать максимальную отдачу из уже созданного актива.

Раскрытие этого потенциала требует помимо наличия механизма компенсации качества нефти, еще и полной прозрачности операций. В отсутствие доверенной системы фиксации свop-операций возникают риски двойного учета, неопределенность в распределении ответственности за качество, недоверие участников. Прозрачность достигается через формализацию правил и внедрение алгоритмических средств поддержки, способных в режиме реального времени:

- выявлять целесообразность свop-операций;
- предлагать экономически обоснованные схемы обмена;
- гарантировать непротиворечивость физических и контрактных потоков.

Такие алгоритмы должны быть едиными для всей системы и доступными всем участникам. Только в этом случае свop-механизм станет стандартным инструментом оптимизации логистики.

В соответствии со стратегическим направлением цифровой трансформации ТЭК особое внимание уделяется развитию «сквозных» цифровых технологий [20], одним из примеров которых является распределенный реестр. Он мог бы послужить недостающим звеном для преобразования товарно-транспортного обеспечения в динамичную рыночную экосистему.

Применение распределенных реестров в системе МТТ решает задачу обеспечения прозрачности цепочек поставок. Неизменяемая запись каждой операции с привязкой к партии, ее объему и качеству формирует полный, верифицируемый цифровой след у всех участников бизнес-процесса.

Заключение

Подлинная уникальность российской трубопроводной системы заключена в архитектуре товарно-транспортного обеспечения, исторически сложившейся и последовательно совершенствующейся на протяжении десятилетий. Технологические и мобильные остатки, находящиеся в оперативном управлении – не просто нормативный запас для поддержания давления в трубе. Это материальная основа для принципиально иной, гораздо более совершенной модели организации перевозок, при которой коммерческая скорость движения нефти и нефтепродуктов на порядки опережает скорость физических процессов.

Эта особенность, сформировавшаяся как ответ на сугубо технологические вызовы, со временем приобрела стратегическое измерение. Механизм «немедленной сдачи» – это первый и уже сделанный шаг для виртуализации поставок физических объемов. Схема нормальных грузопотоков внесла в эту систему технологическую дисциплину, предотвратив хаотическое смешение несовместимых сортов. Компаундирование добавило тонкую настройку качества в пределах заданных границ. Банк качества нефти – когда он будет внедрен – привнесет экономическую справедливость. Внедрение свop-операций в узловых точках трубопроводной системы наделит ее недостающей гибкостью, позволив обходить инфраструктурные ограничения без капитального строительства, а цифровая платформа на базе распределенных реестров обеспечит прозрачность, доверие и алгоритмическую оптимизацию.

Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2050 г. ставит амбициозные, но достижимые цели. Их реализация потребует не просто сохранения накопленного потенциала, но его качественного преобразования. Представленная в настоящей работе структура товарно-транспортного обеспечения, базирующаяся на синтезе технологических, экономических и цифровых механизмов, предлагает конкретный, практически реализуемый путь такого преобразования.

Использованные источники

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации : указ Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216.
2. Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2024 г. (утвержден распоряжением Росимущества от 27.06.2025 № 1262-р). – 2025. – 303 с.
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 г. : распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 г. № 908-р.
4. Приказ ФАС России от 27.12.2024 № 1103/24 «Об установлении тарифов на услуги ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов» (зарегистрировано в Минюсте России 28.12.2024 № 80822).
5. Прейскурант № 10-01 «Тарифы на перевозки грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые российскими железными дорогами» (Тарифное руководство № 1, части 1 и 2), утв. постановлением ФЭК России от 17.06.2003 № 47-т/5.
6. Тарифы на автомобильные перевозки нефтепродуктов // ООО «Уралхимтранс». – URL: <https://ufa.uralhimtrans.ru/price/#popular> (дата обращения: 15.01.2026).
7. Тарифы на перевозки автоцистернами // ООО «Трансавтоцистерна». – URL: https://ufa.трансавтоцистерна.рф/prays_list (дата обращения: 17.02.2026).
8. Индексы фрахтовых ставок на перевозку нефти морем / Индекс РВС. – URL: <https://pbc-index.ru/markets/freight-crude.html> (дата обращения: 17.02.2026).
9. Нормативы технологических потерь нефти при транспортировке по тарифным участкам магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть» : приказ Минэнерго России от 31 дек. 2020 г. № 1278.
10. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении : приказ Минэнерго России и Минтранса России от 15 нояб. 2018 г. № 1035/412.
11. Краткая справочная информация Группы «Транснефть» по теме «Изменение климата». – URL: https://транснефть.рф/upload/iblock/db0/49q4yud5fgfun8ej2arl72s3e14ax7n7/prilozhenie_izmenenie_klimata.pdf (дата обращения: 17.02.2026).
12. Klein A., Hilster D., Scholten P. et al. STREAM Freight Transport 2020: Emissions of freight transport modes : Publication code: 21.190235.012. – Delft : CE Delft, 2021. – 150 p.
13. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 г.» – Москва, 2023. – 640 с.
14. ГОСТ 34563–2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технического проектирования. – М.: Стандартинформ, 2019. – 24 с.
15. Приказ Минэнерго России от 13 февр. 2019 г. № 103 «Об утверждении схемы нормальных (технологических) грузопотоков нефти».
16. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 12 с.
17. Андронов С.А. Качество нефти – прогноз и стратегия развития // Совет потребителей по вопросам деятельности ПАО «Транснефть» : презентация, 2017. – URL: <https://en.volga.transneft.ru/investors/for-investor/presentations/prochie-prezentatsii-dlya-investorov/kachestvo-nefti-prognoz-i-strategiya-razvitiya.pdf> (дата обращения: 17.02.2026).
18. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. Качество нефти в трубопроводном транспорте: система управления, технологии и контроль. – М.: Нефть и газ, 2007. – 400 с.
19. Информационное сообщение ФАС России от 20 авг. 2018 г. № 25625 «Система «Свop-операций» позволила усовершенствовать процесс торговли нефтепродуктами». – URL: <https://fas.gov.ru/news/25625> (дата обращения: 17.02.2026).
20. Распоряжение Правительства РФ от 12 марта 2024 г. № 581-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 г.»

Цифровая трансформация аграрного производства как фактор повышения энергоэффективности отрасли

Digital transformation of agricultural production as a factor in increasing the energy efficiency of the industry

Петр АКМАРОВ
Заведующий кафедрой экономической кибернетики и информационных технологий Удмуртского государственного аграрного университета, к. э. н.
E-mail: izgsha_ur@mail.ru

Petr AKMAROV
Head Department of Economic Cybernetics and Information Technologies, Udmurt State Agrarian University, Cand. Sci. (Econ.)
E-mail: izgsha_ur@mail.ru

Дмитрий КОНДРАТЬЕВ
Заведующий кафедрой менеджмента и права Удмуртского государственного аграрного университета, к. э. н.
E-mail: kondratievdmritri@mail.ru

Dmitri KONDRATIEV
Head Department of Management and Law, Udmurt State Agrarian University, Cand. Sci. (Econ.)
E-mail: kondratievdmritri@mail.ru

Ольга КНЯЗЕВА
Доцент кафедры бухгалтерского учета, финансов и аудита Удмуртского государственного аграрного университета, к. э. н.
E-mail: knyazevaop@yandex.ru

Olga KNYAZEVA
Associate Professor, Department of Accounting, Finance and Audit, Udmurt State Agrarian University, Cand. Sci. (Econ.)
E-mail: knyazevaop@yandex.ru

Аннотация. Показана важность решения проблемы эффективного использования энергии в сельском хозяйстве. Выделены тенденции роста аграрного производства в контексте изменения структуры энергопотребления в отрасли. Представлены характеристики эффективности использования различных видов ресурсов в аграрном производстве и основные направления повышения энергоэффективности. Выделены проблемы неравномерного внедрения цифровых технологий в различных регионах и организациях страны. На примере Удмуртии отражена дифференциация показателей энергоэффективности аграрного производства и их связь с уровнем цифровизации производства. *Ключевые слова:* энергоэффективность, цифровизация аграрного производства, оптимизация энергопотребления, информационно-коммуникационные технологии, потенциал сельского хозяйства.

Abstract. The importance of solving the problem of efficient energy use in agriculture is shown. The trends of agricultural production growth are highlighted in the context of changes in the energy consumption structure in the industry. The efficiency characteristics of using various types of resources in agricultural production and the main directions of increasing energy efficiency are presented. The problems of digital technologies uneven implementation in different regions and organizations of the country are highlighted. The differentiation of energy efficiency indicators of agricultural production and their relationship with the level of production digitalization are reflected using the example of Udmurtia. *Keywords:* energy efficiency, digitalization of agricultural production, optimization of energy consumption, information and communication technologies, potential of agriculture.



Больше всего энергетических затрат в сельском хозяйстве приходится на нефтепродукты – более 60%, на электроэнергию – 23-35%

Введение

Сельскохозяйственное производство невозможно без использования различных видов энергии, в первую очередь это электрическая и тепловая энергия, горячее и холодное водоснабжение. Помимо этих видов энергии, в аграрном производстве используется солнечная энергия, без которой невозможно полевое растениеводство, энергия земли, ветра и другие природные

виды энергии, которые относятся к возобновляемым видам, но практически не поддаются регулированию человеком.

В сельском хозяйстве энергопотребление имеет ряд особенностей, обусловленных спецификой функционирования сельскохозяйственной отрасли:

- использование в производственном цикле биологических факторов;
- двойственность энергопотребления в сельском хозяйстве (фотосинтез и использование материально-технических средств и энергоносителей);
- неблагоприятные климатические условия сельского хозяйства России. В частности, по оценкам ученых [1], 30–40% энергетических ресурсов, потребляемых в сельском хозяйстве страны, тратится на обогрев помещений.

Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР), являясь составной частью производственного потенциала сельскохозяйственного предприятия, представляют собой совокупность органически взаимосвязанных природных и преобразованных ресурсов. В процессе своего кругооборота они принимают активное участие в раз-



Автоматизированный коровник

Источник: NETWORK DIGGER / Youtube.com

витии сельскохозяйственного производства. В настоящее время удельный вес ТЭР в структуре себестоимости аграрной продукции составляет 20%.

Поэтому возникает задача эффективного использования в основном невозобновляемых энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь и др.), снижения затрат электроэнергии. Вовлекаемые в производственный процесс энергетические ресурсы непосредственно влияют на темпы экономического роста и повышения производительности труда [2]. Нехватка энергии может стать существенным сдерживающим фактором экономического роста.

Потребление топлива в общих затратах на производство сельскохозяйственной продукции составляет 10–30%. При этом доля газа в структуре потребления растет, а доля жидкого топлива – падает

Результаты исследования и обсуждение

По данным Росстата, объем ежегодно потребляемых топливно-энергетических ресурсов в сельском хозяйстве России варьируется от 12 до 17 млн т условного топлива и сильно коррелирует с природно-климатическими условиями, при этом производство аграрной продукции стабильно растет [3]. Так, в сравнении с 2012 г., который мы принимаем в качестве базового, к 2023 г. объем производства продукции сельского хозяйства в сопоставимых ценах 2012 г. возрос на 41% (таблица 1), но при этом максимальный рост потребления топливно-энергетических ресурсов не превысил 11%.

Благодаря инновационному развитию сельского хозяйства существенно повысилась производительность труда, а внедрение цифровых технологий в сферу управления позволило оптимизировать производственные процессы. В конечном итоге энергоэффективность отрасли за последние 12 лет в целом повысилась на 29% при одновременном увеличении энерговооруженности труда на 37%.

В благоприятные по климатическим условиям годы (2016 и 2019), в России на 1 т

Год	Объем ВВП с.-х. в млрд руб. в сопоставимых ценах 2012 г.	Среднегодовая численность занятых в с.-х., тыс. чел.	Индекс производительности труда (базовый год – 2012), %	Объем потребленных топливно-энергетических ресурсов, тыс. усл. т	Потреблено топливно-энергетических ресурсов на 1 работника, усл. т	Энерговооруженность труда в с.-х. л. с. на 1 работника	Объем продукции с.-х. на 1 т усл. топлива, тыс. руб.
2012	3160	6467	100	15521	2400	70	204
2013	3321	6364	107	12092	1900	72	275
2014	3458	6247	112	13743	2200	75	252
2015	3530	5418	117	12461	2300	74	283
2016	3700	5374	120	12360	2300	77	299
2017	3807	5075	126	13703	2700	75	278
2018	3799	4937	129	13824	2800	80	275
2019	3963	4781	136	13387	2800	83	296
2020	4014	4554	136	13662	3000	90	294
2021	3986	4491	139	14820	3300	92	269
2022	4437	4466	150	16524	3700	94	268
2023	4445	4408	154	17191	3900	96	259

Таблица 1. Показатели эффективности использования энергетических ресурсов в сельском хозяйстве России

усл. топлива производилось продукции сельского хозяйства почти на 300 тыс. руб. Конечно, это не предел. По оценкам ученых, в России один из самых больших в мире технический потенциал повышения энергетической эффективности – более 40% от уровня потребления энергии в стране. В абсолютных объемах – это 403 млн т усл. топлива [4], в том числе в сельском хозяйстве 7 млн т.

Для реализации этого потенциала в условиях роста спроса на энергетические ресурсы и возрастающих тарифов на оплату энергоресурсов необходима оценка энергоэффективности сельскохозяйственной продукции, проведение обследования энергохозяйств сельскохозяйственных органи-

заций с целью оценки потенциала энергосбережения и нерациональных потерь тепловой, электрической энергии, воды, разработка мер и обоснование технико-экономических решений, позволяющих снизить финансовые затраты на оплату энергоресурсов [5].

К тому же, в аграрном секторе, где энергозатраты могут составлять значительную часть общих издержек, повышение энергоэффективности становится ключевым направлением для повышения конкурентоспособности и устойчивого развития [6].

Сегодня можно выделить ряд основных направлений повышения энергоэффективности в аграрном производстве:

Уборка пшеницы

Источник: HayDmitriy / depositphotos.com



1. Оптимизация технологических процессов. Внедрение новой техники и технологий, таких как точное земледелие, может существенно снизить потребление энергии. Использование GPS и датчиков для мониторинга состояния растений и почвы позволяет сократить количество необходимых обработок и удобрений.
2. Энергоэффективное оборудование. Применение современных сельскохозяйственных машин и оборудования, которые характеризуются высокой эффективностью использования энергии. Применение преобразова-



Трактор-спрей в поле

Источник: fotokostic / depositphotos.com

телей частоты и других технологий может помочь снизить потребление энергии.

3. Возобновляемые источники энергии. Внедрение солнечных панелей, ветряных турбин и биогазовых установок позволяет аграрным предприятиям использовать альтернативные источники энергии, что снижает зависимость от традиционных источников и способствует снижению затрат.
4. Управление ресурсами. Эффективное использование воды и удобрений также связано с энергоэффективностью, так как для их транспортировки и применения

также требуется энергия. Орошение капельным способом или использование удобрений, которые требуют меньших затрат энергии, но при этом позволяют существенно увеличить урожайность культур, значительно повышает эффективность производства.

5. Снижение отходов. Оптимизация процессов утилизации и переработки отходов позволяет не только снизить негативное влияние на окружающую среду, но и сократить затраты на энергоресурсы.
6. Обучение и повышение квалификации. Обучение работников аграрного сектора основам энергоэффективного поведения и передовым практикам экономии энергии должно носить непрерывный характер, так как квалификация работника является наиболее существенным фактором эффективного использования нового оборудования и технологий. Это может включать семинары, тренинги и обмен опытом.
7. Мониторинг и анализ. Ведение учёта потребления энергии и регулярный анализ данных помогают выявлять узкие места и находить возможности для повышения энергоэффективности.

Таким образом, повышение энергоэффективности в аграрном производстве является комплексным процессом, который требует системного подхода и вовлечения всех потенциально заинтересованных сторон [7]. Это не только способствует экономии ресурсов, но и помогает обеспечивать устойчивое развитие аграрного сектора в целом.

Все вышеуказанные направления сегодня основываются на цифровой трансформации технологических и управленческих процессов и во многом зависят от компетентности и готовности руководителей к инновациям.

В аграрном производстве главным носителем энергетических ресурсов выступают материально-технические средства (тракторы, комбайны, автомобили и др.), электрические двигатели и электроустановки, а также рабочий скот в пересчете на механическую силу. Уровень потребления топлива и электрической энергии составляет сегодня в общих затратах на производство сельскохозяйственной продукции 10–30% [8].



ЛЭП в поле

Источник: SWEviL / depositphotos.com

При этом в структуре видов энергии, использованных в сельском хозяйстве страны в последние годы, имеются незначительные изменения. Они связаны прежде всего с увеличением доли природного газа и сокращением доли твердого и жидкого топлива. Также наблюдается незначительный рост применения нетрадиционных видов энергии, которые принято относить к «зеленой» энергетике [9]. Динамика изменения структуры потребляемых в аграрном производстве видов энергии представлена в таблице 2.

Изменение структуры энергопотребления связано в первую очередь с эффективностью доступных к использованию видов энергии. Наиболее затратным энергоносителем является электрическая энергия

(до 60%). Затраты на моторное топливо, в основном дизельное, сопоставимы с затратами на потреблённую электроэнергию. Доля тепловой энергии, газа и других источников в суммарных затратах значительно меньше – до 6%.

Следует отметить, что значительная часть энергозатрат приходится на обеспечивающую инфраструктуру сельского хозяйства. Например, наибольший расход электроэнергии в хозяйствах приходится на электроосвещение (30–45%) и обогрев, в том числе нагрев воды на технологические нужды. По оценкам ученых, в сельском хозяйстве нерационально расходуется около 20% энергопотребления, что ещё в большей степени увеличивает производственные затраты [10].

Таблица 2. Изменение структуры потребляемых в аграрном производстве видов энергии, %

Вид энергии	Год			
	2010	2015	2020	2023
Электрическая энергия	9,1	9,3	9,1	9,2
Тепловая энергия	5,8	6,2	5,6	4,9
Твёрдое и жидкое топливо	31,9	30,1	28,6	29,3
Моторное топливо	19,7	17,3	18,6	17,2
Природный газ	31,7	34,9	35,2	36,3
Ветровая и солнечная энергия	1,8	2,2	2,9	3,1
Итого	100	100	100	100



Автоматизированный полив

Источник: *evogreen.pro*

Конечно, любые мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности, снижают потери и нерациональное использование ресурсов. Одновременно происходят структурные сдвиги во всей системе аграрного производства, которые отражаются на показателях энерговооруженности и производительности труда. Рассматривая эти изменения в контексте цифровой трансформации, можно выявить долговременные тенденции и перспективы развития сельского хозяйства в целом и увидеть региональные особенности инновационного развития.

Наибольший расход электроэнергии в хозяйствах приходится на электроосвещение (30–45%) и обогрев. При этом нерационально расходуется в сельском хозяйстве около 20% энергопотребления

В частности, в результате цифровизации и автоматизации производственных процессов значительно сократилась численность работников сельского хозяйства, но при этом существенно повысились требования к квалификации работников [11]. Труд в аграрном производстве начинает приобретать черты высокоинтеллектуальной деятельности, ориентированной на наличие цифровых компетенций не только у руководителей и специалистов, но и рядовых работников отрасли.

Эти процессы ускорили внедрение образовательных программ в сфере информационно-коммуникационных технологий в профессиональных образовательных организациях страны. Так, сегодня почти 90% высших учебных заведений, подведомственных Минсельхозу России, реализуют программы, ориентированные на приобретение цифровых компетенций выпускниками [12].

В то же время следует обратить внимание на финансовые ограничения, которые присущи большинству сельскохозяйственных товаропроизводителей, преобладающее число которых относится к категории малых форм хозяйствования. Несмотря на долгосрочные выгоды, высокие первоначальные инвестиции в энергоэффек-

тивные технологии могут стать серьезным препятствием для многих малых предприятий, для большинства фермеров и почти для всех личных подсобных хозяйств [13]. Так, например, внедрение в производство автоматизированных доильных установок с полной цифровизацией всех технологических процессов обходится сегодня в десятки миллионов рублей. Поэтому такие задачи могут решать самостоятельно только крупные компании, а большинству сельских товаропроизводителей приходится ориентироваться только на государственную поддержку.

Как показывают исследования, затраты на цифровую трансформацию в сельском хозяйстве окупаются только через 7–9 лет. Однако именно те организации, которые активно внедряют инновации, в долгосрочной перспективе выходят в лидеры отрасли. Это подтверждается и результатами развития аграрного производства в отдельных регионах страны [14].

Например, в Удмуртии, где сельское хозяйство занимает лидирующие позиции среди всех регионов страны по производству молока, яиц и ряда других продуктов, сегодня выделились организации – лидеры по внедрению современных цифровых технологий. Так, компания «Комос-групп»

сегодня известна не только в России, но и во многих зарубежных странах своей молочной продукцией. Она в числе первых начала цифровую трансформацию своего производства еще в начале нулевых годов и сегодня по уровню автоматизации производства, по энергоэффективности, производительности труда находится в лидерах отрасли.

Однако цифровизация сельского хозяйства в республике идет неравномерно как среди предприятий и организаций, так и в разрезе сельских районов по республике в целом. Поэтому энергоэффективность производства, как и эффективность деятельности в целом на отдельных сельских территориях и на разных предприятиях, может отличаться существенно.

Нами проанализированы результаты деятельности отдельных районов Удмуртской Республики в контексте влияния цифровизации на энергоэффективность производства (таблица 3).

Наибольшую долю затрат, которые приходятся на приобретение энергоресурсов, составляют нефтепродукты – более 60%, на электрическую энергию приходится от 23 до 35% затрат и меньше всего в сельском хозяйстве занимают затраты на приобретение газа.

Умная теплица

Источник: *kazpravda.kz*

Район	Всего		Газ		Электроэнергия		Нефтепродукты	
	тыс. руб.	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	
Удмуртия в целом	3565636	205803	5,77	1210919	33,96	2148914	60,27	
Вавожский	220716	4831	2,19	79134	35,85	136751	61,96	
Красногорский	46130	78	0,17	12308	26,68	33744	73,15	
Граховский	66560	412	0,62	22620	33,98	43528	65,40	
Малопургинский	170377	4157	2,44	52378	30,74	113842	66,82	
Сарапульский	118489	1137	0,96	27989	23,62	89363	75,42	
Завьяловский	97725	3474	3,55	27042	27,67	67209	68,77	
Балезинский	195747	1506	0,77	72359	36,97	121882	62,27	

Таблица 3. Структура потребления энергетических ресурсов в сельском хозяйстве Удмуртии в 2023 г.

В то же время структура энергопотребления существенно отличается по районам республики [15]. Например, доля газа в передовых по всем показателям районах республики (Вавожский, Малопургинский, Завьяловский) превышает 2% и продолжает расти ежегодно примерно на 0,3%.

Для оценки влияния инноваций на эффективность аграрного производства мы рассчитали индекс цифровизации как среднегодовую величину обновления основных средств. Такой подход обоснован тем, что пополнение основных фондов в сельском хозяйстве в последние годы в основном направлено на внедрение или трансформацию технологий, базирующихся на цифровизации производства.

Из таблицы 4 видно, что цифровая трансформация существенно влияет

на все показатели эффективности использования ресурсов, как трудовых, земельных, так и энергетических. Коэффициенты корреляции, показывающие тесноту связи между индексом цифровизации и указанными показателями эффективности, составляют, соответственно, по трудовым ресурсам – 0,634, по земельным – 0,762, по энергетическим – 0,569. Таким образом, подтверждается значительное влияние цифровой трансформации аграрного производства на эффективность сельскохозяйственного производства.

Кроме экономической эффективности, рациональное использование энергии в аграрном производстве имеет решающее значение для повышения устойчивости производственно-хозяйственной деятельности и сокращения выбросов парниковых газов. Повы-

- Жилина Е. В., Никитина А. А., Дубинина Э. В. Траектория цифровой трансформации агропромышленного комплекса России // АПК: экономика, управление. 2023. № 7. С. 54–62. URL: <http://apk-eu.ru/article/799>
- Астахова Т. Н., Колбанев М. О., Романова А. А., Шамин А. А. Модель цифрового сельского хозяйства // International Journal of Open Information Technologies. 2019. Т. 12. № 7. С. 63–69. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_41561489_67727334.pdf
- Акмаров П. Б., Гайнутдинова Е. А., Князева О. П. Социально-экономический эффект инновационного развития регионального сельского хозяйства // Научные труды Вольного экономического общества России. 2023. Т. 242. № 4. С. 119–137. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_54708502_17852151.pdf
- Дудин М. Н., Шкодинский С. В., Анищенко А. Н. Цифровизация роста: будущее сельского хозяйства России в индустрии 4.0 // АПК: экономика, управление. 2021. № 5. С. 25–37. URL: <http://apk-eu.ru/article/485>
- Петухова М. С., Агафонова О. В. Теоретико-методологический фундамент цифровой трансформации сельского хозяйства России: базовые понятия и этапы // Аграрный вестник Ура-

- ла. 2023. № 4 (233). С. 79–89. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_53706993_58909432.pdf
- Третьякова Е. С., Князева О. П., Акмаров П. Б., Миронова М. В. Влияние цифровизации на энергоэффективность аграрного производства // Современные технологии и технические решения для агропромышленного комплекса: Материалы Международной научно-практической конференции. Ижевск: Удмуртский ГАУ, 2024. С. 229–234. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=80447391>
- Сибиряев А. С., Зазимко В. Л., Додов Р. Х. Цифровая трансформация и цифровые платформы в сельском хозяйстве // Вестник НГИЭИ. 2020. № 12. С. 96–108. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_44411565_61101205.pdf
- Костяев А. И., Суворцев В. Н., Ронжин А. Л. Цифровизация сельского хозяйства и органическое производство // Вестник Российской академии наук. 2021. Т. 91. № 12. С. 1179–1182. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_47326684_63508584.pdf
- Погребная Н. В., Барышева Д. Н., Ламазян Л. С., Плаксий В. В. Цифровая трансформация в сельском хозяйстве: проблемы и перспективы // Вестник Алтайской академии экономики и права. 2022. № 9–1. С. 118–123. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_49406502_31688058.pdf

Район	Индекс цифровизации, среднегодовой	Объем товарной продукции, тыс. руб.			
		всего	на 1 работника	на 1 га с.-х. угодий на 1 тыс. руб. энергии	
Удмуртия в целом	19,8	55068890	2592,21	68,21	15,44
Вавожский	27,5	4027917	2743,81	92,29	18,25
Красногорский	9,1	358607	1699,56	18,27	7,77
Граховский	14,6	819595	1762,57	38,10	12,31
Малопургинский	22,2	1712927	1876,15	59,31	10,05
Сарапульский	22,2	934488	1979,85	26,62	7,89
Завьяловский	20,6	1170607	1951,01	52,67	11,98
Балезинский	17,3	1713613	1347,18	27,86	8,75

Таблица 4. Влияние цифровой трансформации на эффективность использования ресурсов в сельском хозяйстве Удмуртии

шается конкурентоспособность сельских товаропроизводителей на рынке и стабильность аграрного производства в условиях изменяющегося климата [16].

Заключение

Аграрное производство в России имеет устойчивую тенденцию к росту и этот рост базируется на технологической модернизации, основу которой составляет цифровая трансформация производства. Результат цифровизации положительно влияет на эффективность использования всех ресурсов, включая трудовые, земельные и энергетические.

Учитывая ограниченные возможности сельского хозяйства в использовании покупной энергии, необходимо расширять применение новых источников и видов энергетических ресурсов, таких

как ветровая и солнечная энергия. Одновременно следует оптимизировать структуру потребления традиционных видов энергии, увеличивая долю более дешевой энергии, например, газа, и снижая долю электрической энергии [17].

Указанные направления повышения энергоэффективности сельского хозяйства сегодня можно реализовать только с помощью современных информационных технологий и цифровой трансформации производства. У России имеется значительный ресурс энергосбережения при производстве аграрной продукции. Основными проблемами для реализации этого ресурса остаются недостаток финансирования цифровой трансформации отрасли и нехватка кадров, обладающих в достаточной степени компетенциями в сфере информационно-коммуникационных технологий.

Использованные источники

- Остаев Г. Я., Гоголев И. М., Кондратьев Д. В., Злобина О. О. Цифровая трансформация управления аграрным бизнесом // Вестник Поволжского государственного технологического университета. Серия: Экономика и управление. 2024. № 2 (61). С. 33–43. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_68517656_98328378.pdf
- Акмаров П. Б., Князева О. П., Тимошкина Е. В., Джикия К. А. Региональные особенности цифровой трансформации аграрного производства // Бухучет в сельском хозяйстве. 2024. № 12. С. 899–907. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_77262723_29564950.pdf
- Акмаров П. Б., Алборов Г. Р., Князева О. П., Кондратьев Д. В. Интегральная оценка уровня цифровизации производства в сельском хозяйстве // Экономика сельскохозяйственных и перерабатывающих организаций. 2024. № 5. С. 63–67. URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_67315424_78566720.pdf
- Третьякова Е. С., Акмаров П. Б., Князева О. П. Тенденции и проблемы цифровизации сельского хозяйства // Наука Удмуртии. 2023. № 3–4 (102–103). С. 31–39. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=65651189>

Эффекты внедрения системы накопления электроэнергии на основе водородных топливных элементов на ТЭЦ

Effects of implementing an electricity storage system based on hydrogen fuel cells at a CHP plant

Вадим ЛОКТИОНОВ

Ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, д. э. н.
E-mail: vadlok@mail.ru

Vadim LOKTIONOV

Melentiev Energy Systems Institute
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
E-mail: vadlok@mail.ru

Роман МАСЛЕННИКОВ

Магистрант Национального исследовательского университета «МЭИ»
E-mail: romaslennikoff@gmail.com

Roman MASLENNIKOV

Master's student at the National Research University «MEI»
E-mail: romaslennikoff@gmail.com

Данил ВОЛЫГИН

Магистрант Иркутского национального исследовательского технического университета
E-mail: danil@volygin.ru

Danil VOLYGIN

Irkutsk National Research Technical University
E-mail: danil@volygin.ru

Аннотация. В статье исследуются технико-экономические эффекты интеграции систем накопления электроэнергии (СНЭ) на основе водородных топливных элементов (ВТЭ) в существующие теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) Единой энергетической системы России (ЕЭС России). Проведен анализ влияния внедрения СНЭ на основе ВТЭ на нормированную стоимость электроэнергии (LCOE), эксплуатационные затраты и экологические платежи ТЭЦ. На основе проведенных расчетов установлено, что внедрение СНЭ установленной мощностью 37,5 МВт позволяет снизить годовые затраты на угольное топливо на 7,5 млн руб. Результаты демонстрируют, что при текущих экономических условиях срок окупаемости СНЭ на ВТЭ составляет около 3 лет, при этом технология обеспечивает повышение гибкости планирования ремонтных мероприятий и снижение рисков отклонения от заданного графика генерации.

Ключевые слова: накопители электроэнергии, водородные топливные элементы, водородная энергетика.

Abstract. The article studies the technical and economic effects of integrating hydrogen fuel cell based energy storage systems into existing combined heat and power plants of the Unified Energy System of Russia. The analysis of the impact of the technology introduction on the levelized cost of electricity (LCOE), operating costs and environmental payments of the heat and power plants is carried out. Based on the calculations, it was found that introducing an ES with an installed capacity of 37.5 MW allows reducing annual costs for coal fuel by 7.5 million rubles. The results demonstrate that under the current economic conditions, the payback period of the technology is about 3 years, while it provides increased flexibility in planning repairs and reduced risks of deviation from the specified generation schedule.

Keywords: energy storage systems, hydrogen fuel cells, hydrogen energy.



Модель рынка с использованием СНЭ позволяет не отклоняться от плановых значений генерации при стабильной выработке электроэнергии

Введение

В настоящее время энергетическая отрасль характеризуется стремлением к оптимизации показателей надежности, экономической эффективности и экологической безопасности процессов производства, транспортировки и хранения энергии с целью снижения негативного

влияния на окружающую среду и достижения углеродной нейтральности. Согласно энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 г., актуальной задачей для развития топливно-энергетического комплекса РФ является сокращение вредных выбросов в окружающую среду к 2035 г. на 70–75% относительно 1990 г.¹ Кроме того, были выделены следующие приоритеты государственной энергетической политики России:

- переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике;
- рациональное природопользование и энергетическая эффективность;
- максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения.

Одной из технологий, способной решить актуальные задачи энергетики, является система накопления электроэнергии (СНЭ). Такие системы играют важную роль в обеспечении стабильности работы энергосетей, позволяя накапливать энергию

¹ «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.»: распоряжение Правительства РФ от 09 июня 2020 г. № 1523-р (в ред. от 15 февраля 2025 г.). – Москва, 2025.

в периоды низкой нагрузки и возвращать её в сеть при повышении спроса. Это помогает минимизировать потери энергии, повышает надёжность электроснабжения и способствует оптимизации использования природных ресурсов.

Существует множество типов СНЭ [1; 2], среди которых наиболее распространёнными являются системы на основе свинцово-кислотных и литий-ионных батарей. Свинцово-кислотные батареи обладают относительно небольшими капитальными вложениями, однако уступают литий-ионным аккумуляторам по удельной плотности энергии и длительностью заряда. Главным недостатком СНЭ на основе



Адыгейская ВЭС
Источник: «Новавинд»

литий-ионных аккумуляторов является их высокая стоимость, кроме того, их производство связано с использованием редких металлов [3], а методы утилизации обладают следующими недостатками [4]:

- низкий уровень готовности технологии;
- требуется предварительная обработка дорогостоящими добавками;
- образование экологически опасных отходов;
- образование вредных выбросов в атмосферу;
- высокие энергозатраты.

Наиболее перспективными накопителями являются СНЭ на основе водородных топливных элементов (ВТЭ) благодаря

высокой удельной энергоёмкости и почти нулевому саморазряду [5]. В настоящее время водород широко используется в химической и металлургической промышленности, однако его повсеместное применение в энергетическом и транспортном секторах сдерживается пока ещё высокой ценой на системы на основе ВТЭ. Учитывая существующие пути переоборудования инфраструктуры транспортировки природного газа в инфраструктуру транспортировки водорода, в будущем водород может занять важное место среди энергоносителей, способствуя развитию экологически чистых и эффективных систем накопления энергии.

Примером успешного внедрения СНЭ на основе ВТЭ является японский проект, осуществлённый в марте 2020 г., когда в г. Намиэ был введён в эксплуатацию интегрированный кластер производства, хранения и использования водорода. Данная система включает в себя щелочной электролизер мощностью 10 МВт, питаемый от солнечной электростанции мощностью 20 МВт, и обеспечивает производство «зеленого» водорода, используемого как для выработки электроэнергии, так и для заправки водородного транспорта. В России же первый подобный полигон водородной энергетики, представляющий собой систему ветрогенераторов, энергия которых используется для производства водорода посредством электролиза, начал свою работу в июле 2024 г. на Сахалине². Подобные проекты подразумевают интеграцию СНЭ на основе ВТЭ в энергетическую систему. Также стоит упомянуть о внедрении в 2015 г. системы резервного питания на базовой станции LTE для ПАО «МТС» в Ногинском районе Московской области³. Проект выполнен российской компанией по производству и внедрению электрохимических генераторов «Инэнерджи» и представляет собой СНЭ на основе ВТЭ⁴ мощностью 6 кВт, позволяющую снабжать базовую станцию LTE при перебоях электроснабжения.

² Замахина Е. На Сахалине запустили первый в России водородный полигон // ТАСС: [сайт]. – 16.06.2024 – URL: <https://tass.ru/ekonomika/21372033> (дата обращения: 24.01.2025).

³ МТС запустила первую в России базовую станцию в сети LTE, которая работает на водороде // МТС: [сайт]. – 07.12.2015. – URL: <https://nov.mts.ru> (дата обращения: 24.01.2025).

⁴ Абрамов А. Ю., Богаченко П. В., Куликов А. В., Ряпин И. Ю. // Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры // Группа компаний inenergy: [сайт]. – 2020–2025. URL: <https://inenergy.ru/projects/#rec427086578>.



Сочинская Термальная ТЭС

Источник: en.wikipedia.org

Энергетический потенциал и научно-технические возможности России открывают широкие перспективы для развития водородной энергетики. Водород представляет собой экологически чистый источник энергии, который может стать одним из ключевых элементов в процессе декарбонизации российской и мировой энергетики. Правительство России утвердило в 2021 г. Концепцию развития водородной энергетики, которая предусматривает создание необходимой инфраструктуры для производства, транспортировки и использования водорода⁵. Эта концепция направлена на развитие не только экспорта, но и внутреннего рынка водородной энергетики, включая рынок водорода и энергетических смесей на его основе. Концепция предполагает формирование четырех кластеров, которые будут расположены в различных регионах страны, что позволит максимально эффективно использовать имеющиеся ресурсы и инфраструктуру. После утверждения этой концепции в январе 2023 г. был подписан пакет соглашений о сотрудничестве между Правительством России, госкорпорацией

⁵ Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации»: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-п; ред. от 21.10.2024.

«Росатом» и ПАО «Газпром» о реализации программы по созданию отечественных технологий в области производства и обращения с водородом^{6,7}.

Целью данного исследования является оценка технико-экономических эффектов внедрения СНЭ на основе ВТЭ в работу одного из ключевых элементов ЕЭС России – ТЭЦ. Для оценки экономической эффективности было произведено сравнение показателей нормированной стоимости электроэнергии (Levelized Cost of Electricity, LCOE) до и после внедрения СНЭ на ВТЭ в энергетическую систему в ТЭЦ. Несмотря на критику [6], данная методика зарекомендовала себя как надёжный инструмент для анализа затрат на производство электроэнергии, позволяющий учитывать капитальные затраты, операционные расходы и стоимость топлива на протяжении всего жизненного цикла проекта. Данный показатель помогает определить наиболее

⁶ Правительство РФ, «Росатом» и «Газпром» подписали соглашение о сотрудничестве в сфере водородной энергетики // Госкорпорация «Росатом»: офиц. сайт – 17.01.2023 – URL: <https://rosatom.ru/journalist/arkhiv-novostey>.

⁷ Распоряжение Правительства РФ от 16.01.2023 № 40-р «О подписании соглашений о намерениях между Правительством Российской Федерации и заинтересованными организациями в целях развития высокотехнологичного направления «Развитие водородной энергетики» [Электронный ресурс] // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт – URL: <http://government.ru/docs/all/145638/>.

экономически выгодные варианты реализации проектов в сфере энергетики.

Также была рассчитана чистая приведенная стоимость (Net Present Value, NPV) и внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return, IRR) проекта. Несмотря на ограничения отдельных методик, их совместное использование обеспечит более объективную оценку экономических перспектив внедрения СНЭ на ВТЭ в различные типы ТЭЦ.

Анализ текущей инфраструктуры ЕЭС России

Анализ существующей инфраструктуры ЕЭС России является необходимым этапом для оценки потенциала и перспектив внедрения в нее СНЭ. Рассмотрено состояние инфраструктуры тепловых электростанций в инфраструктуре ЕЭС России, выявлены ключевые проблемы и определены возможности для интеграции СНЭ на основе ВТЭ.

Структура установленной мощности ЕЭС России на начало 2024 г. показывает доминирующую роль тепловых электростанций в общей мощности энергетической системы. ТЭЦ обеспечивают поряд-

ка 63% общей выработки электроэнергии в стране⁸. Ввиду этого повышение эффективности ТЭС напрямую влияет на улучшение технико-экономических показателей всей энергосистемы России.

Согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации № 1095 от 30.11.2023 г.,⁹ возрастная структура генерирующего оборудования ЕЭС России характеризуется значительным преобладанием установок, введенных в эксплуатацию в 1961–1990 гг. Таким образом, около 61% генерирующего оборудования имеет возраст 35–64 лет, что сказывается на надежности и эффективности производства электроэнергии, а также повышает затраты на обслуживание и ремонт электростанций. Необходимость точного следования плановым графикам выработки электроэнергии создает ограничения для электростанций в планировании и организации ремонтных мероприятий (особенно проблема актуальна для ТЭС). Таким образом, возрастная структура генерирующих

⁸ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. [Электронный ресурс] – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/genshema/public_discussion/2024/genchem_2042_public_disc.pdf.

⁹ «Об утверждении схемы и программы развития энергетических систем России на 2024–2029»: приказ Минэнерго России от 30 ноября 2023 г. № 1095 // Министр Н. Г. Шульгинов. – Москва, 2023.

СНЭ

Источник: econet.ru



мощностей свидетельствует о высокой степени старения генерирующего оборудования, что обуславливает необходимость регулярных ремонтных мероприятий и внедрения технологий, позволяющих повысить надежность и гибкость генерации электроэнергии при одновременной оптимизации эксплуатационных затрат электрических станций.

Внедрение СНЭ позволит сгладить колебания между плановыми и фактическими показателями выработки ТЭС, что

тегически важным шагом в направлении создания более эффективной, надежной и гибкой энергетической системы России.

Экономические эффекты внедрения СНЭ

Суточный график потребления и выработки электроэнергии описывает изменение потребления и генерации электроэнергии в течение суток (рис. 1). Плано-

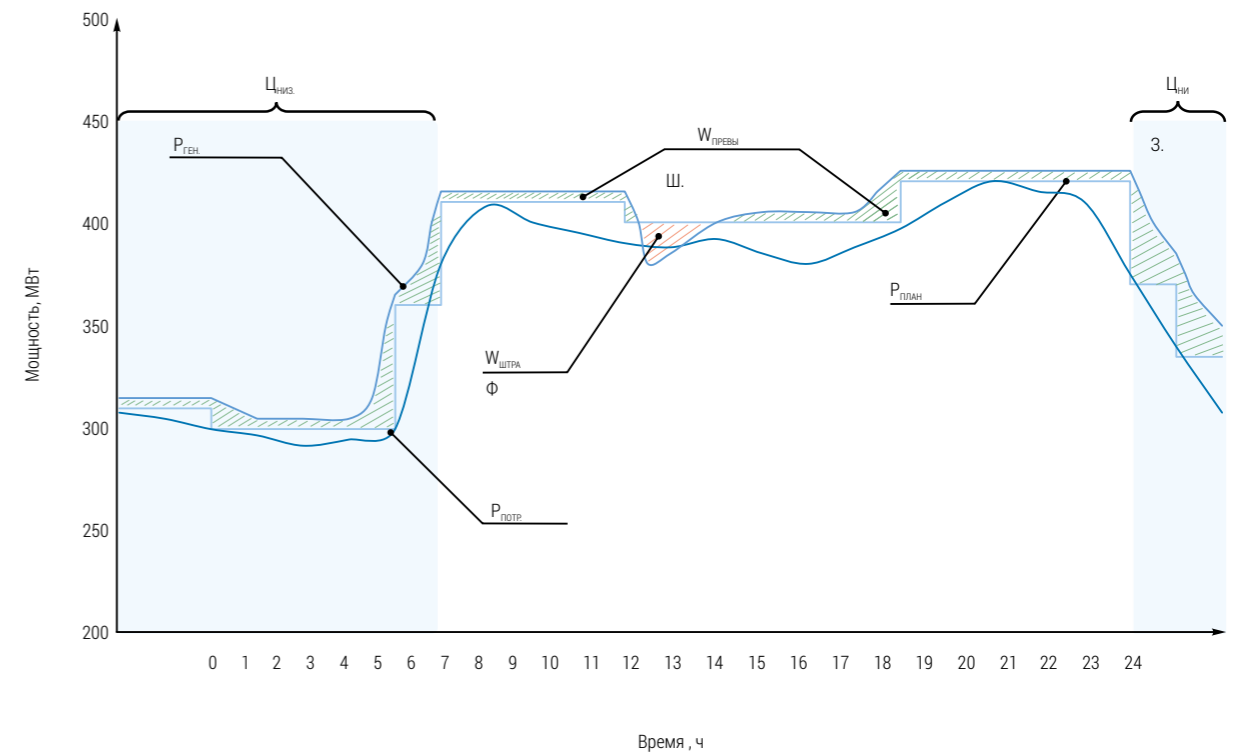


Рис. 1. График суточного потребления и выработки электроэнергии [8]

способствует уменьшению потребления ископаемого топлива и снижению негативного воздействия на окружающую среду, снизив плату за вредные выбросы в атмосферу. Кроме того, СНЭ следует рассматривать как важный резерв мощности первой очереди, способный обеспечить стабильность и надежность энергоснабжения¹⁰ как в плановых, так и в аварийных ситуациях (например, использование накопителя в устройствах автоматического ввода резерва (АВР) [7]). Таким образом, интеграция СНЭ на ТЭС может быть стра-

вые значения выработки электроэнергии ($P_{\text{план}}$) задаются системным оператором ЕЭС. Ввиду ряда факторов могут возникнуть отклонения фактической генерации электроэнергии на электростанциях ($P_{\text{ген}}$) от плановых значений выработки ($P_{\text{потр}}$).

В случае существенного отклонения от плановых значений к генерирующим компаниям применяются штрафы за недоотпуск электрической мощности и отклонение от планового графика генерации. Эта проблема особенно актуальна для электростанций, использующих ископаемое топливо, такие как ТЭЦ, поскольку для управления режимами выработки электрической энергии на таких станциях

¹⁰ СТО 59012820.27.010.001–2018 Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. – Стандарт. Москва, 2018.

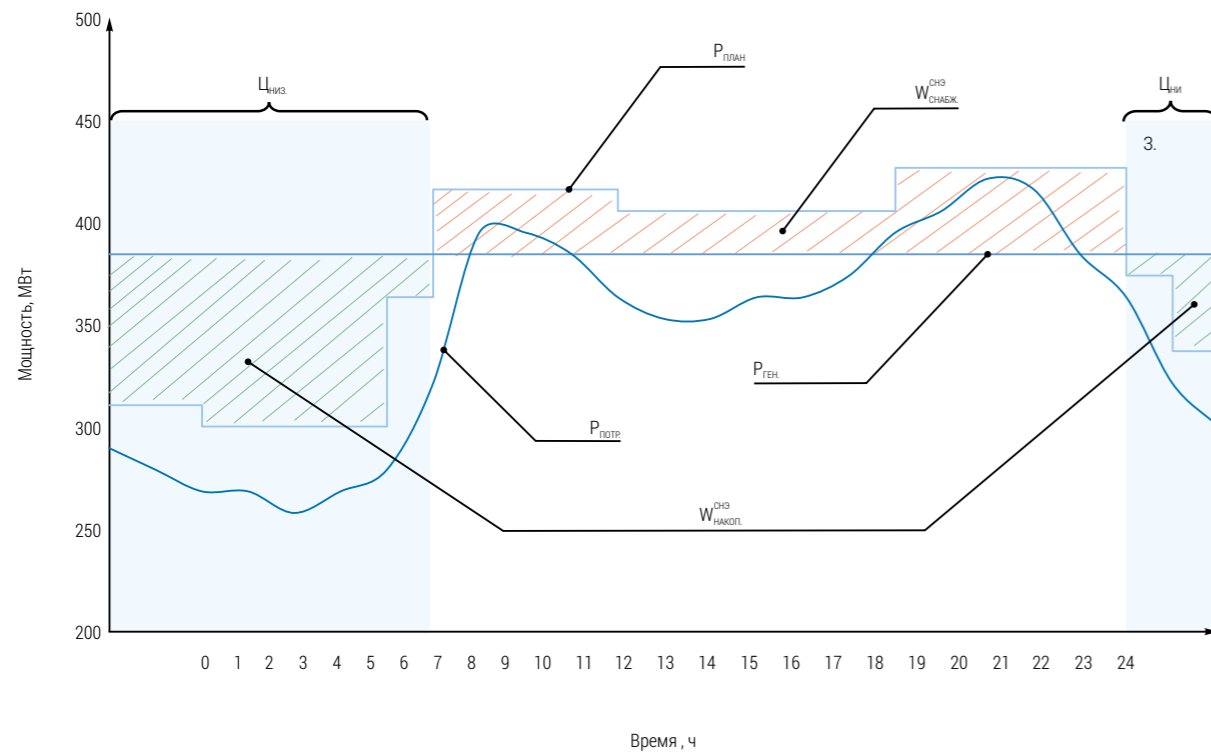


Рис. 2. График суточного потребления и выработки электроэнергии с использованием системы накопления электроэнергии [7]

необходимо совершать комплекс сложных мероприятий, представляющих собой поэтапное включение различных технологических процессов.

При существующем делении потребителей электроэнергии по ценовым категориям наиболее перспективной для внедрения СНЭ является четвертая ценовая категория, поскольку по указанной ценовой категории стоимость электроэнергии определяется для каждого часа отдельно. Системным оператором задаются плановые часы пиковой нагрузки и час максимального совокупного потребления электроэнергии в субъекте Российской Федерации (отчетный час). Таким образом, при текущей модели рынка электроэнергии создается определенная зона с низким спросом на электроэнергию и, следовательно, низкой ценой на нее, как показано на рис. 4 ($C_{НИЗ}$).

Модель рынка электроэнергии с использованием СНЭ позволяет не отклоняться от плановых значений генерации при стабильных или относительно стабильных значениях фактической выработки электроэнергии (рис. 2). Использование СНЭ в ЕЭС России позволит запасти электроэнергию вне часов плановой

пиковой нагрузки и часов максимального совокупного потребления электроэнергии ($W_{НАКОП.СНЭ}$), и возвращать ее в пиковые часы по более высокой цене. Таким образом, предполагается получать прибыль в виде разницы между себестоимостью производства электроэнергии и ценой электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Для сравнения экономической эффективности работы ТЭЦ до и после внедрения СНЭ на ВТЭ использовался метод LCOE. Для оценки инвестиционной целесообразности внедрения СНЭ на ВТЭ в функционирующую ТЭЦ был выполнен расчет NPV СНЭ. В таблице 1 представлены ключевые параметры работы ТЭЦ. На основе принятых авторами значений были вычислены некоторые вспомогательные значения, позволяющие упростить дальнейшие расчеты. В таблице 1 также приведен расчет платы за вредные выбросы. Расчеты платы включают следующее допущение: при выработке электроэнергии 3613 ГВт·ч в год плата за вредные выбросы составляет 7,1 млн руб. в год, тогда за каждый выработанный МВт·ч данная ТЭЦ платит 2,1 руб. Полученные удельные значения позволяют рассчитать эффект СНЭ на ВТЭ.

Показатель	Значение
Стоимость э/э тах, руб./МВт	4 700
Стоимость э/э тах, руб./МВт	3 900
Разница стоимости э/э, руб./МВт	800
Стоимость мощности, руб./МВт/мес.	300 270
Установленная электрическая мощность, МВт	750
Коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ, %	0,55
Выработка электроэнергии, МВт·ч/год	3 613 500
Капитальные вложения, млн руб.	39 782,1
Выручка, млн руб./год	17 024,4
в т. ч. от продажи э/э, млн руб./год	15 538
в т. ч. от продажи мощности, млн руб./год	1 486,3
Издержки, млн руб./год	6 345,96
в т. ч. на персонал, млн руб./год	952,5
в т. ч. на ремонт, млн руб./год	1 071,6
в т. ч. на топливо ИТ-ТЭЦ	4 167,3
в т. ч. за вредные выбросы, млн руб./год	7,1
в т. ч. штрафы на рынке электроэнергии и мощности*, млн руб./год	147,3
Удельные затраты на топливо, руб./МВт·ч	1 153,2
Удельные платы за вредные выбросы, руб./МВт·ч	2,1

* Штрафы на рынке электроэнергии и мощности приняты при коэффициенте готовности ТЭЦ (K_r) = 0,9865. Следовательно, 98,65% времени в году электростанция надежно предоставляет мощность и 1,35% времени в году отклоняется от планового графика генерации. Авторы приняли, что за 1,35% времени в году электростанция вынуждена заплатить 147,3 млн руб.

Таблица 1. Принятые значения основных показателей работы ТЭЦ

Были определены следующие факторы, оценивающие экономический эффект проекта по внедрению СНЭ на ВТЭ в ТЭЦ:

- уменьшение платы за вредные выбросы за счет снижения использования ископаемого топлива;
- получение прибыли за счет разницы стоимости накопления и генерации электроэнергии. Разница стоимости между максимальной и минимальной ценой электроэнергии составляет 800 руб./МВт (таблица 1).

На основе принятых авторами значений было вычислено снижение затрат на топливо, платы за вредные выбросы и штрафы на рынке электроэнергии и мощности (таблица 2).

На основе принятых исходных значений были произведены расчеты LCOE для двух сценариев нового проекта ТЭЦ (таблица 3):

- проект строительства ТЭЦ без внедрения СНЭ на ВТЭ;
- проект строительства ТЭЦ с внедрением СНЭ на ВТЭ.

Таблица 2. Принятые значения основных показателей работы СНЭ на ВТЭ

Показатель	Значение
Установленная электрическая мощность, МВт	37,5
Установленная энергоемкость, МВт·ч	90
Продолжительность использования в год, % времени в году	4
Продолжительность использования в год, часов/год	350,4
Выработка электроэнергии*, МВт·ч/год	5913
Капитальные вложения, млн руб.	97,1
Операционные издержки, млн руб./год	12,7
Выручка за счет альтернативных издержек, млн руб./год	21,5
в т. ч. от снижения потребления топлива, млн руб./год	6,8
в т. ч. от снижения платы за вредные выбросы, млн руб./год	0,012
в т. ч. от снижения платы за штрафы на рынке электроэнергии мощности**, млн руб./год	14,73

* Годовая выработка электроэнергии СНЭ на ВТЭ посчитана с учетом КПД системы 45%.

** Авторами было допущено, что внедрение СНЭ на ВТЭ позволит улучшить КГ ТЭЦ на 0,14%, что позволит отклоняться от планового графика генерации лишь на 1,21% времени в году, вместо 1,35%. Таким образом, время отклонения от планового графика генерации будет сокращено на 10%, и, аналогично, будут сокращены штрафы на рынке мощности.

Параметр для сравнения	Значения до внедрения	Значения после внедрения	Разница результатов
Выработка электроэнергии, МВт·ч / год	3613500	3613500	0
Капитальные вложения, млн руб.	39782,1	39879,2	+97,1
Издержки, млн руб. / год	6345,9	6324,4	-21,5
в т. ч. на топливо, млн руб. / год	4167,3	4160,5	-6,8
в т. ч. за вредные выбросы, млн руб. / год	7,13	7,12	-0,014
в т. ч. штрафы на рынке мощности, млн руб. / год	147,3	132,5	-14,7
в т. ч. на ремонт, млн руб. / год	1071,6	1084,3	+12,7

Таблица 3. Сравнение технико-экономических параметров ТЭЦ до и после внедрения СНЭ на ВТЭ

Для обоих сценариев было допущено, что все генерирующее оборудование будет введено в эксплуатацию на четвертый год строительства при рассматриваемом периоде жизненного цикла 60 лет. Результаты расчетов LCOE приведены в таблице 4.

Аналогично на основе таблиц с исходными данными были посчитаны NPV и IRR проекта по внедрению СНЭ на ВТЭ в функционирующую ТЭЦ.

Заключение

Результаты проведенного исследования подтверждают экономическую целесообразность и техническую эффективность внедрения СНЭ на ВТЭ как на действующих, так и на проектируемых ТЭЦ. Внедрение СНЭ на функционирующей ТЭЦ позволяет существенно снизить эксплуатационные издержки, включая экономию на угольном топливе (6,8 млн руб./год), уменьшение платежей за вредные выбросы (14 тыс. руб./год) и сокращение штрафов на рынке мощности (14,7 млн руб./год) за счет повышения надежности электроснабжения станции.

В ночной период потребление электроэнергии значительно ниже, чем днем. Это приводит к тому, что персонал на электро-

станции может многократно выполнять мероприятия по изменению выработки электроэнергии. Снижение расхода угольного топлива обусловлено тем, что электростанция работает в стабильно оптимальном режиме в течение суток независимо от уровня спроса на электроэнергию.

Несмотря на небольшое повышение LCOE, высокая инвестиционная привлекательность проекта, подтверждаемая NPV и IRR около 20%, делает его перспективным для модернизации существующих энергообъектов.

Проведенные расчеты демонстрируют существенное снижение годовых затрат на угольное топливо (-6,8 млн руб./год), обусловленное оптимизацией режимов работы станции и более эффективным использованием энергоресурсов. Пропорционально сокращению расхода топлива снижается и плата за вредные выбросы (-14 тыс. руб./год) благодаря снижению сжигания угольного топлива. Снижение штрафных мер на рынке мощности (-14,7 млн руб.) обусловлено повышением коэффициента готовности станции (+0,14%), что позволит сократить время отклонения от плановых значений графика генерации на 10%.

Незначительное увеличение (+2 копейки за кВт) нормированной стоимости электро-

энергии до и после внедрения ВНЭ при различных принятых при расчетах ставках дисконтирования исходит из того, что выгоды, которые приносит СНЭ, незначительны по сравнению с объемом издержек ТЭЦ, и это не оказывает сильного влияния на общее значение LCOE. Проведенные расчеты показывают, что при варьировании нормы дисконта (7%, 13%, 19%), изменения LCOE остаются минимальными, что свидетельствует о стабильности экономической модели и ее устойчивости к экономическим условиям.

Внедрение СНЭ в узлы ЕЭС России повлечет за собой ряд таких системных эффектов, как:

1. Повышение устойчивости и надежности энергосистемы за счет предотвращения развития асинхронных режимов благодаря участию в первичном и вторичном регулировании частоты, замены системы противоаварийной автоматики, снижения перетоков активной мощности в периоды максимумов потребления (уменьшая потери при передаче электроэнергии), сглаживания волатильных графиков генерации возобновляемых источников энергии.
2. Повышение гибкости в управлении электроэнергетической системой ввиду увеличения количества вариантов изменения топологии сети электроснабжения при равномерно распределенных СНЭ в области регулирования¹¹.

Результаты проведенного исследования демонстрируют многофакторное влияние внедрения водородных накопителей электроэнергии на экономические показатели ТЭЦ. Описанный подход к модернизации

¹¹ ГОСТ Р 55890–2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования [Текст]. – Введ. 2013–12–05. – М.: Стандартинформ, 2014.

Использованные источники

1. Кравченко Е. В. Обзор современных технологий накопления энергии // Компетентность. – 2023. – № 1. – С. 33–38.
2. Линник Ю. Н., Фаляхова Е. Д. Водородная энергетика и перспективы ее развития // Вестник университета. – 2023. – № 4. – С. 33–39.
3. Mohamad F. Impacts of energy storage system on power system reliability: A systematic review // Energies. – 2018. – Vol. 11. – № 1749.
4. Srinivasan S., Shanthakumar S., Ashok B. Sustainable lithium-ion battery recycling: A review on technologies, regulatory approaches and future trends // Energy Reports. – 2025. – Vol. 13. – P. 789–812.
5. Elalfy D. A., Eid G., Kotb M. F., Bureš V., Sedhom B. Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends // Energy Strategy Reviews. – 2024. – Vol. 54. – № 101482.
6. Aldersey-Williams J., Rubert T. Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment // Energy Policy. – 2019. – Vol. 124. – P. 169–179.
7. Опадчий Ф., Холкин Д. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности. – М.: Инфраструктурный центр EnergyNet, 2019. – 100 с.
8. Васильев А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.



Водородные накопители энергии
Источник: mynewsdesk.com

ТЭЦ позволит не только повысить эффективность существующих станций, но и создаст гибкость в планировании ремонтов для стареющего оборудования ТЭЦ. Это будет способствовать созданию основы для их трансформации в современные энергетические комплексы, способные эффективно функционировать в условиях энергетического перехода и растущих требований к экологичности производства. Таким образом, внедрение СНЭ на ТЭЦ создаст дополнительный ремонтный резерв мощности, позволяющий повысить гибкость планирования ремонтов. Более того, СНЭ позволит ТЭЦ работать в пределах оптимальной нагрузки, тем самым сократить затраты на топливо и плату за вредные выбросы.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2026-0009) программы фундаментальных исследований РФ на 2026–2030 гг.

Таблица 4. Сравнение результатов показателей LCOE ТЭЦ с внедрением СНЭ на ВТЭ и без него

Параметр для сравнения	Значения без внедрения СНЭ на ВТЭ, руб. / кВт·ч	Значения с внедрением СНЭ на ВТЭ, руб. / кВт·ч	Разница результатов, руб. / кВт·ч
LCOE при ставке 7%	12,8062	12,8272	+0,021
LCOE при ставке 13%	12,7683	12,7892	+0,021
LCOE при ставке 19%	12,7656	12,7865	+0,021

Таблица 5. Результаты расчета NPV и IRR проекта по внедрению СНЭ на ВТЭ (горизонт инвестирования для определения NPV и IRR принят равным 20 лет)

Ставка дисконтирования	NPV, млн руб.	IRR, %	Дисконтированный период окупаемости, лет
7%	298,25	15,3	7,4
13%	717,74	21,7	6,2
19%	1646,33	28,2	5,5

Экологическое воздействие на протяжении жизненного цикла как фактор конкурентоспособности энергетических технологий

Environmental impact throughout the life cycle as a factor of energy technologies competitiveness

Анна ШИГИНА

Инженер Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН)

E-mail: shigina_av@mail.ru

Anna SHIGINA

Engineer, The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS)

E-mail: shigina_av@mail.ru

Руслан АЛИКИН

Научный сотрудник ИНЭИ РАН

E-mail: ruslanalikin@bk.ru

Ruslan ALIKIN

Research assistant, ERI RAS

E-mail: ruslanalikin@bk.ru

Валентина ЛУЗАНОВА

Специалист, Ассоциация "НП КИЦ СНГ"

E-mail: v.luzanova@ciscenter.org

Valentina LUZANOVA

Specialist, CIS Center Partnership

E-mail: v.luzanova@ciscenter.org

Дмитрий ВАДИВАСОВ

Заместитель руководителя департамента "ПУР" Ассоциации "НП КИЦ СНГ"

E-mail: d.vadivasov@ciscenter.org

Dmitrii VADIVASOV

Head Deputy of the Department "SDP", CIS Center Partnership

E-mail: d.vadivasov@ciscenter.org

Аннотация. Применение мер углеродного (и более широко – экологического) регулирования выявило сильную чувствительность оценок конкурентоспособности энергетических технологий к изменению числа учитываемых факторов. В статье выполнен анализ конкурентоспособности основных технологий генерации электроэнергии в ЕС, Китае и Индии на основе удельной приведенной стоимости производства электроэнергии (LCOE). Расчеты выполнены для текущих значений технико-экономических параметров и двух сценариев (до 2050 г.), различных по допущениям о строгости углеродного регулирования и динамике декарбонизации. Для сравнения для тех же регионов проведено ранжирование энергетических технологий на основе удельных показателей воздействия на окружающую среду на протяжении жизненного цикла (ЖЦ) по 16 категориям. Показано, что выбор метрики для регуляторных инструментов, направленных на снижение негативного воздействия энергетики на среду, может принципиально повлиять на результаты межтопливной конкуренции. При этом оценку конкурентоспособности энергетических технологий можно уточнить в ходе экологического декларирования производства электроэнергии. *Ключевые слова:* энергетические технологии, оценка жизненного цикла, экологическое воздействие, удельная приведенная стоимость производства электроэнергии.

Abstract. The implementation of carbon regulations has demonstrated a significant sensitivity of the comparative performance of energy technologies to variations in the factors considered in their assessment. The article analyzes the comparative competitiveness of the main electricity generation technologies in the EU, China and India based on the levelized cost of electricity (LCOE). The calculations were performed for the current values of the technical and economic parameters and two scenarios (up to 2050), which differ in terms of assumptions about the strictness of carbon regulation and the pace of decarbonization. For comparison, energy technologies were ranked for the same regions based on specific environmental impact indicators in 16 categories throughout their life cycle. The analysis reveals that the choice of metrics for regulatory instruments designed to mitigate the negative environmental impact of energy generation on the environment can have a profound effect on the results of inter-fuel competition. Simultaneously, the assessment of the comparative competitiveness of energy technologies can be clarified during the environmental declaration of electricity production. *Keywords:* energy technology, life cycle assessment (LCA), environmental impact, levelized cost of electricity (LCOE).

Введение

Устойчивость развития энергетики зависит от качества планирования, которое определяется полнотой учета факторов межтопливной конкуренции. При планировании применяют системную энергетическую модель, которая оптимизирует структуру технологий в отраслях энергетики по единственному критерию, как правило, экономическому (например, минимуму суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики). Таким образом, межтопливную конкуренцию возможно учесть либо путем корректировки показателей удельной стоимости технологий, либо в составе применяемых

ограничений модели. Пример учета мер по снижению углеродной интенсивности производства энергии как фактора межтопливной конкуренции при системном моделировании проиллюстрирован на рис. 1 и подробно описан в статье [1].

Для предварительной оценки конкурентоспособности энергетических технологий одного класса в сравнении друг с другом традиционно используется показатель удельной дисконтированной стоимости (levelized cost). Для технологий электрогенерации этот показатель (LCOE) отражает минимальную цену электроэнергии, обеспечивающую безубыточность её производства. Этот показатель не учитывает ряд важных системных факторов

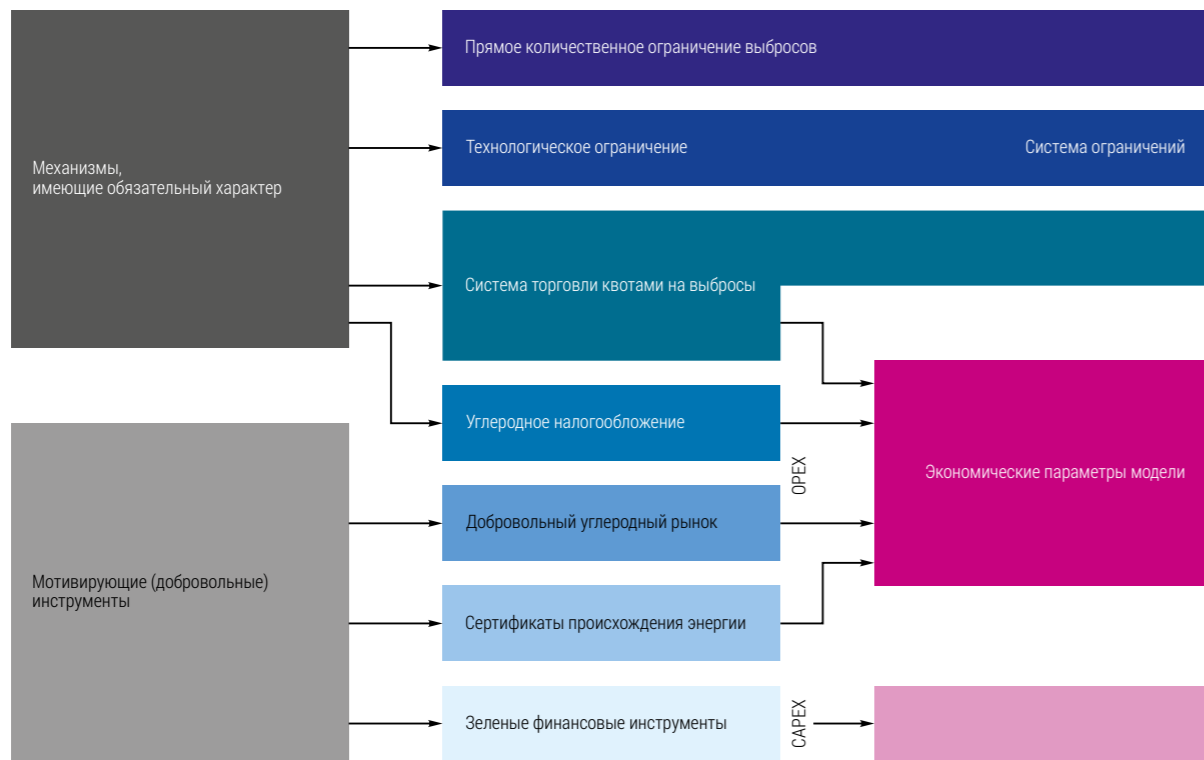


Рис. 1. Учёт снижения углеродной интенсивности производства энергии при системном моделировании в зависимости от механизма углеродного регулирования

межтопливной конкуренции, например, маневренность или стоимость интеграции в энергосистему. Однако некоторые характеристики технологий можно искусственно перевести в экономическую плоскость, чтобы расширить число факторов, учитываемых при сравнении технологий. Например, для учета углеродной интенсивности производства электроэнергии при расчете LCOE её связывают с некоторой платой за выбросы парниковых газов (ПГ).

Очевидно, что удельные выбросы ПГ на единицу произведенной энергии являются важным, но далеко не единственным

параметром, связанным с воздействием энергетических технологий на ОС на протяжении их жизненного цикла (ЖЦ). Некоторые из них, например, использование земельных ресурсов и потребность в критическом сырье, рассматриваются в работе [2], а более полный список можно подчерпнуть из методологии оценки жизненного цикла (ОЖЦ, англ. LCA – life cycle assessment), описанной применительно к энергетике в статье [3]. Перевод национальных климатических целей в систему мер углеродного регулирования привел к тому, что в настоящее время на практике зачастую углеродная интенсивность производства энергии является основным экологическим фактором межтопливной конкуренции, учитываемым при сравнении технологий и оптимизации технологической структуры отрасли. Узость такого подхода получила название «углеродного туннельного зрения» (carbon tunnel vision), поскольку с точки зрения долгосрочного развития энергетики опора на какой-либо единственный фактор не видится устойчивой.

Цель настоящей работы состоит в том, чтобы показать, как может измениться структура рынка энергетических техноло-

гий в зависимости от приоритизации того или иного экологического показателя в дополнение к традиционному способу экономической оценки конкурентоспособности технологий (на основе расчета LCOE). В частности, рассматриваются характеристики основных макротехнологий производства электроэнергии (парогазовые электростанции – ПГЭС, угольные ТЭС, АЭС, ГЭС и ВЭС) в ЕС, Китае и Индии для различных категорий воздействия на ОС согласно методологии ОЖЦ.

Подход к анализу технологий на основе оценки жизненного цикла (ОЖЦ)

Методология ОЖЦ позволяет:

- 1) широко (по более чем 15 категориям) оценить потенциальное экологическое воздействие производства электроэнергии;
- 2) проанализировать вклады каждого из этапов ЖЦ в общее воздействие;
- 3) провести модельные расчеты различных сценариев для некоторых этапов ЖЦ (например, переработки или захоронения отработавшего оборудования) для оценки чувстви-

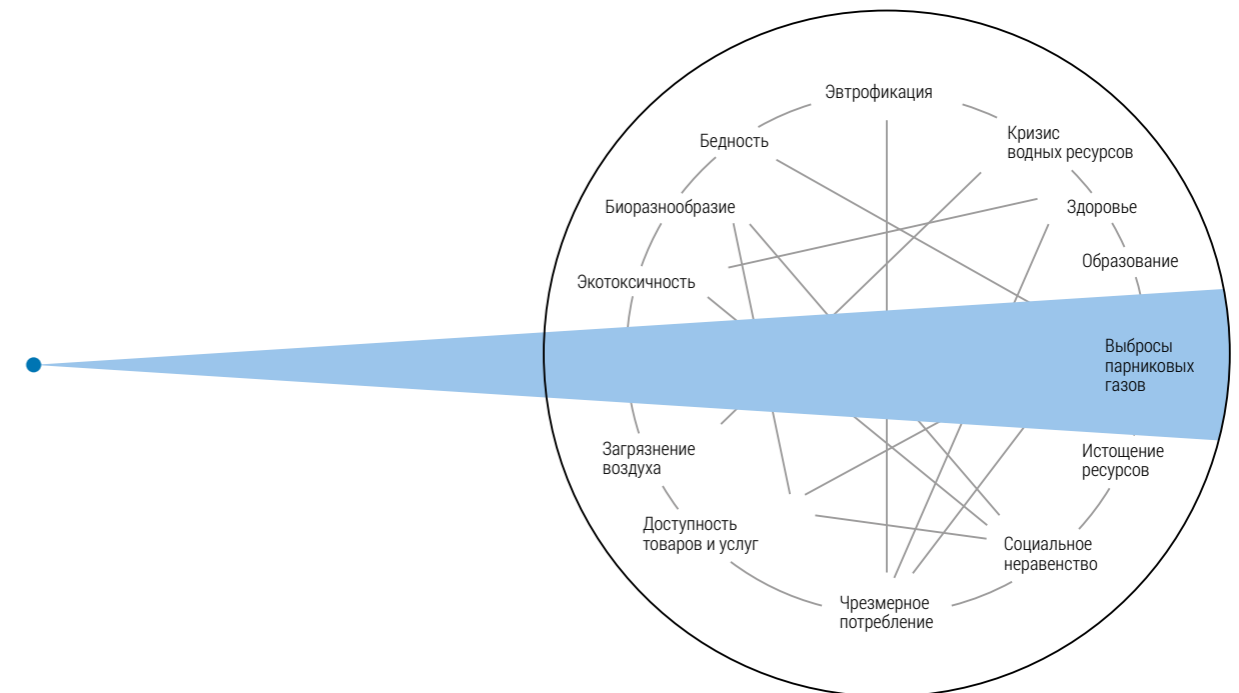
тельности результатов к изменению производственной цепочки.

Этапность проведения ОЖЦ согласно действующим стандартам и описание различных этапов ЖЦ производства электроэнергии обсуждаются в статье [3], а использование результатов ОЖЦ при формировании регуляторных мер – в работе [4]. Использование методологии ОЖЦ при стратегическом планировании дает возможность избежать нежелательного смещения экологической нагрузки (burdens shifting), которое возникает, когда усилия, направленные на снижение негативного воздействия на одной стадии ЖЦ (например, улучшение технологий транспортировки топлива) или в рамках одной категории экологического воздействия (например, изменения климата), непреднамеренно приводят к увеличению воздействия на другой стадии (например, в сфере управления отходами) или в рамках других категорий воздействия.

Для оценки конкурентоспособности энергетических технологий по экологическим показателям на основе результатов ОЖЦ требуются данные о материальных и энергетических потоках, выбросах, сбросах и отходах на каждом этапе жизненного цикла производства энергии. На практике

Рис. 2. Понятие «углеродного туннельного зрения» (carbon tunnel vision)

Некоторые аспекты перехода к устойчивому развитию



Удельные выбросы CO₂ на единицу произведенной энергии являются важным, но далеко не единственным параметром, связанным с воздействием энерготехнологий на объекты на всем жизненном цикле

Для оценки конкурентоспособности энергетических технологий по экологическим показателям требуются данные о материальных потоках, выбросах и отходах на каждом этапе жизненного цикла

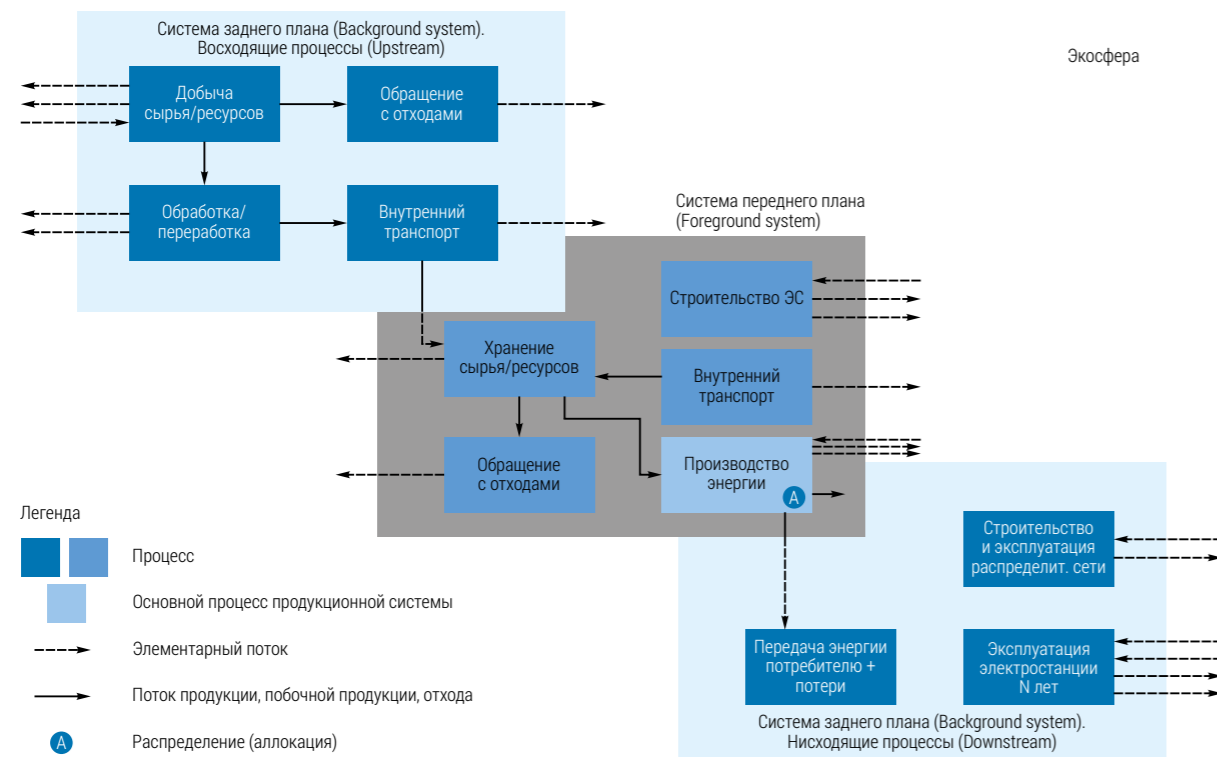
производственную систему разделяют на подсистему переднего плана (foreground system) и фоновую подсистему (background system), что проиллюстрировано на рис. 3 [5].

Подсистемы переднего плана включают специфичные процессы конкретной производственной системы, моделируются с использованием первичных (измеренных или рассчитанных) данных и могут быть изменены лицами, принимающими решения в компании. Фоновые подсистемы охватывают общие процессы, используемые множеством разных производственных систем, например, управление отходами, а данные для их моделирования со-

держатся в специализированных базах данных (БД) в формате наборов данных (датасетов). Датасеты представляют собой результаты инвентаризации и оценки воздействия ЖЦ определенных процессов или продуктов, либо усредненных на основании единых географических и технологических охватов исследования, либо экстраполированных. В последнем случае при моделировании данных используются результаты ОЖЦ конкретного энергетического объекта, полученные с использованием первичных данных, например АЭС в Швейцарии, которые пересчитываются для других регионов мира с применением поправочных коэффициентов исходя из «типичных» для региона характеристик энергетической технологии.

Для проведения сравнительной оценки энергетических технологий по экологическим показателям принципиален вопрос сопоставимости исходных данных об удельных показателях воздействия на ОС. Для стандартизации обмена данными применяются специальные форматы, необходимые при формировании БД. В частности, в настоящей работе для всех рассматриваемых технологий производства электроэнергии использована БД Environmental Footprint (EF) версии 2.0,

Рис. 3. Понятия подсистемы переднего плана и фоновой подсистемы на примере производства электроэнергии



Источник данных	Швеция		Индия	
	База данных EF 2.0	Экологическая декларация [8]	База данных EF 2.0	Экологическая декларация [9]
Период сбора данных, гг.	2012–2020	2023–2024	2012–2020	2019–2020
Описание ВЭУ	Наземные по 1,65 МВт, морские по 3 МВт	Наземные по 6,2 МВт	Наземные по 1,65 МВт, морские по 3 МВт	Наземные по 3,4 МВт
Срок эксплуатации, лет	20	20	20	20
Методика расчета	PEF 2.0	PCR 2007:08 (Version 4,2)	PEF 2.0	PCR 2007:08 (Version 4,2)
Изменение климата, г CO ₂ экв	8,59	7,75 (-10%)	12,07	9,6 (-20%)
Защеление, моль Н ⁺ экв	3,03·10 ⁻⁵	5,84·10 ⁻⁵ (+93%)	4,26·10 ⁻⁵	5,87·10 ⁻² (>100%)
Эвтрофикация (наземная), моль N экв	7,47·10 ⁻⁵	1,40·10 ⁻⁴ (+87%)	0,10·10 ⁻³	–
Эвтрофикация (пресноводная), кг Р экв	1,97·10 ⁻⁸	5,67·10 ⁻⁴ (>100%)	2,77·10 ⁻⁸	7,36·10 ⁻³ (>100%)
Истощение озонового слоя, кг ХФУ-11 экв	7,97·10 ⁻¹⁴	6,25·10 ⁻⁷ (>100%)	1,12·10 ⁻¹³	–
Использование воды, м ³ мирового экв. депривации	1,99·10 ⁻³	2,30·10 ⁻³ (+16%)	2,80·10 ⁻³	3,07·10 ⁻³ (+10%)
Истощение минеральных ресурсов, г Sb _{eq}	4,09·10 ⁻⁷	8,97·10 ⁻⁴ (>100%)	5,74·10 ⁻⁷	1,23·10 ⁻³ (>100%)

Таблица 1. Сравнение удельных экологических показателей ВЭУ (на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии) в Швеции и Индии из различных источников данных

в основу которой лег формат International Reference Life Cycle Data System (ILCD), разработанный Европейской комиссией для стандартизации обмена данными по ОЖЦ. Представленные в EF 2.0 удельные показатели воздействия на окружающую среду для ПГЭС, угольных ТЭС, АЭС, ВЭС и ГЭС сопоставимы между собой по охвату стадий ЖЦ, правилам исключения и общим наборам данных о фоновой подсистеме. В работе не принимали во внимание СЭС и когенерационные электростанции (ТЭЦ). Для СЭС пока недостаточно надежных региональных данных. Для ТЭЦ требуется корректное распределение потоков и экологических воздействий между электрической и тепловой энергией. Эти две технологии составляют резерв для будущего развития настоящей работы.

Повышения качества исходных данных для ОЖЦ можно достичь за счет использования первичных данных – результатов прямых ОЖЦ-исследований, в том числе опубликованных в формате экологических деклараций продукции в соответствии с ISO 14025¹. В таблице 1 представлены удельные экологические показатели ВЭУ в Швеции и Индии, приведенные в специализированной базе данных по ОЖЦ и в экологических декларациях производителя ВЭУ Siemens Gamesa. Видно, что данные отличаются как периодом сбора данных и характеристиками ВЭУ, так и методикой расчета, которые влияют на сопоставимость результатов. Подробное сравнение

¹ ГОСТ Р ИСО 14025–2012. Этикеты и декларации экологические. Экологические декларации типа III. Принципы и процедуры.

использованных методик расчета приведено в статье [6], а влияние методических отличий на результаты ОЖЦ – в [7].

С учетом вышеупомянутых замечаний о сопоставимости данных стоит отметить, что как для Швеции, так и для Индии отличия между показателями для трех из семи рассмотренных категорий воздействия на окружающую среду превышают 100%, причем значения из БД EF 2.0 по всем рассмотренным категориям, кроме «Изменения климата», существенно ниже показателей, полученных на основе фактических данных производителя ВЭУ. Экологическое декларирование является добровольным, и на практике, чаще всего применяется к энергетическим технологиям на основе ВИЭ. Как следствие, для проведения сравнительной конкурентоспособности различных технологий генерации электроэнергии, включая ТЭС и АЭС, в настоящей работе для всех рассматриваемых типов электростанций использованы показатели из БД EF 2.0, чтобы обеспечить их сопоставимость.

Традиционная оценка конкурентоспособности генерирующих технологий

Как было отмечено выше, в практике энергетического планирования для предварительной оценки конкурентоспособности технологий используется показатель LCOE, который учитывает все прямые материальные затраты. Он представляет

собой отношение суммарных дисконтированных затрат на строительство, эксплуатацию (топливных, прочих переменных, а также условно-постоянных) и последующий вывод из эксплуатации установленной мощности генерирующей технологии к суммарному дисконтированному отпуску электрической энергии за весь ЖЦ.

В настоящей работе выполнен расчет LCOE для отчетного 2024 г., а также для двух сценариев (2050 г.), отличных по условиям межтопливной конкуренции за счет



АЭС во Франции

Источник: bangkokbook.ru

различных стоимостных показателей ВИЭ, цен на органическое топливо и величин платы за выбросы ПГ. Все ценовые показатели указаны в долл. США 2023 г. Для условий отчетного года значение LCOE рассчитано как с учетом применяемых ставок платы за выбросы ПГ в ЕС (65,4 долл./т CO₂) и Китае (12,4 долл./т CO₂), так и без нее. Сценарий 1 базируется на основных предпосылках сценария сохранения текущих энергополитик МЭА (STEPS из [10]) и предполагает высокие удельные капиталовложения объектов на основе ВИЭ, дорогое органическое топливо и низкий уровень платы за выбросы ПГ. В частности, принятая ставка платы за выбросы

ПГ к 2050 г. в ЕС составляет 158 долл./т CO₂, в Китае – 52 долл./т CO₂, а в Индии углеродное регулирование не вводится. Сценарий 2, напротив, предполагает низкие удельные капиталовложения объектов на основе ВИЭ, дешевое органическое топливо (вследствие снижения спроса из-за декарбонизации) и высокий уровень платы за выбросы ПГ, т. е. опирается на основные предпосылки сценария заявленных целей МЭА (APS из [10]). В этом сценарии плата за выбросы ПГ в ЕС достигает 200

долл./т CO₂, в Китае и Индии – 160 долл./т CO₂ к 2050 г.

Для оценки масштаба региональных различий в конкурентоспособности генерирующих технологий на рис. 4 приведены значения LCOE основных типов электростанций в ЕС, Китае и Индии в настоящее время и в 2050 г. (сценарии 1 и 2) для ставки дисконтирования 8%. Для удобства сопоставления значения для ПГЭС, угольных КЭС, СЭС, наземных и морских ВЭС представлены в процентах относительно LCOE АЭС. Исходные технико-экономические показатели конкурирующих технологий производства электроэнергии в каждой из рассмотренных стран сформированы

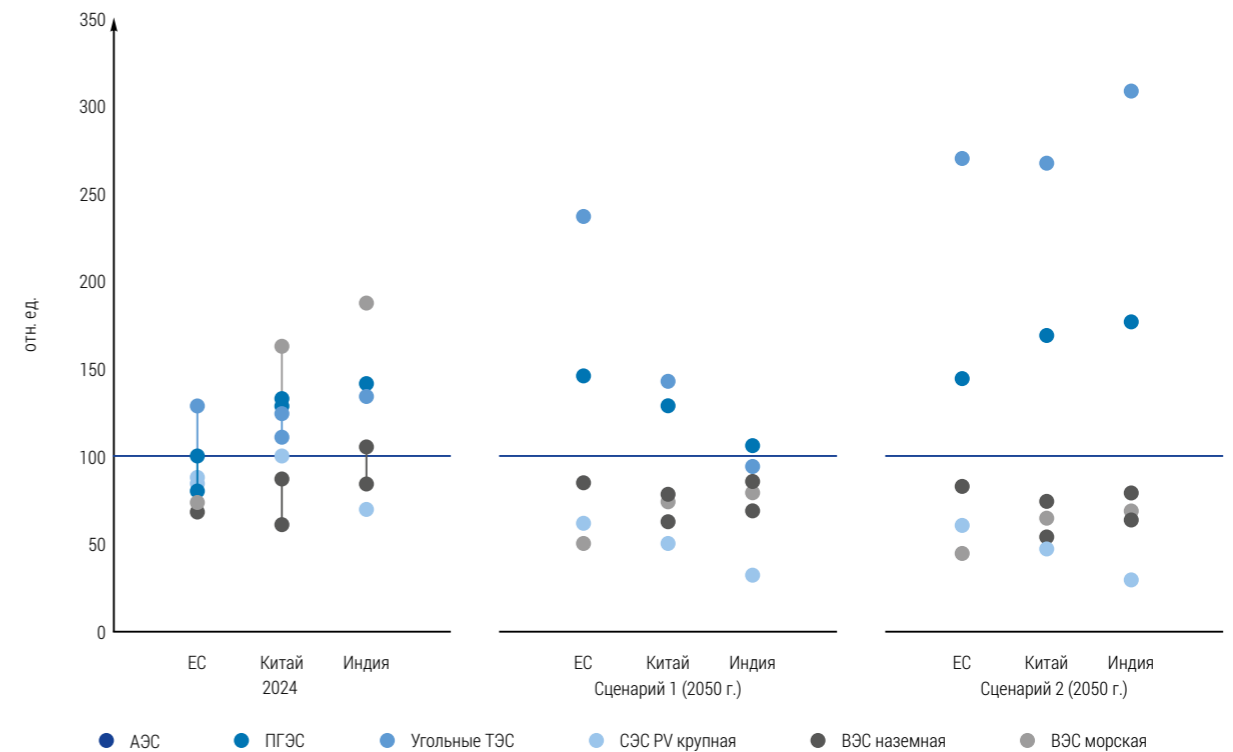


Рис. 4. Удельная дисконтированная стоимость отпуска электроэнергии основными типами электростанций в ЕС, Китае и Индии (в % относительно LCOE АЭС): (а) – для отчетного года, (б) – для 2050 г.

на основе анализа ИНЭИ РАН с учетом оценок МЭА [10].

Стоит отметить, что для 2024 г. для газовых и угольных ТЭС в ЕС и Китае указаны диапазоны значений, где нижняя величина соответствует технологии LCOE в отсутствие платы за выбросы ПГ, а верхняя – учитывает текущие значения платы за выбросы. Для наземных ВЭС в Индии, а также наземных и морских ВЭС в Китае приведены диапазоны значений, где нижняя величина соответствует технологии LCOE при максимальном КИУМ, в верхняя – при минимальном. Например, КИУМ наземных ВЭС в Китае варьируется в пределах 24–34% в отчетном году (26–36% в 2050 г.) и в Индии – в пределах 26–32% в 2024 г. (30–36% в 2050 г.).

При текущих значениях технико-экономических показателей (ТЭП) рассматриваемые генерирующие технологии в государствах-членах ЕС расположены по LCOE гораздо более плотно, чем в развивающихся странах (Китай, Индия). Кроме того, если в отсутствие платы за выбросы ПГ в Европе атомная энергетика является самой дорогостоящей технологией, то в Китае и Индии наименее конкурентоспособны по LCOE морские ВЭС. Кроме того, среди

электрогенерации на ископаемом топливе в ЕС наименее эффективны угольные КЭС, а в развивающихся странах – ПГЭС. Учет действующей платы за выбросы ПГ как фактора межтопливной конкуренции в ЕС приводит к тому, что угольные ТЭС начинают существенно проигрывать по LCOE всем остальным технологиям, а газовые входят в зону равноэффективности с АЭС. Для Китая наличие углеродного регулирования ожидаемо снижает конкурентоспособность электрогенерации на ископаемом топливе, но принципиально не изменяет расклад сил на рынке генерирующих технологий. Наи-

Стоимость электроэнергии от электростанций на основе ВИЭ остается существенно ниже, чем от АЭС. Только в ЕС наземные ВЭС находятся вблизи нижней границы зоны равноэффективности с АЭС



Приливная электростанция Zhoushan, Китай

Источник: ChinaScience

большей конкурентоспособностью по LCOE в ЕС и Китае в настоящее время обладают наземные ВЭС, а в Индии – крупные фотоэлектрические СЭС.

В условиях сценария 1 к 2050 г. разреженность распределения технологий по LCOE в развивающихся странах существенно снижается относительно современного уровня, а в государствах – членах ЕС, наоборот, возрастает. Среди безуглеродных источников энергии АЭС становится наиболее дорогой технологией во всех рассматриваемых регионах, а среди генерации на ископаемом топливе уже не только в ЕС, но и в Китае угольные ТЭС начинают проигрывать газовым.

При этом только в Индии низкоуглеродные источники энергии (АЭС, ВЭС и СЭС) ещё находятся в зоне равноэффективности с ТЭС, когда в остальных рассматриваемых регионах они уверенно выигрывают у технологий, использующих органическое топливо. В заданных условиях наиболее конкурентоспособными в ЕС к 2050 г. оказываются морские ВЭС, а в развивающихся странах – СЭС.

Результаты расчета LCOE для сценария 2 показывают, что к 2050 г. низкоуглеродные источники энергии уверенно превосходят генерацию на ископаемом топливе во всех рассматриваемых регионах. При этом стоимость электроэнергии от электростанций на основе ВИЭ остается существенно ниже, чем от АЭС. Только в ЕС наземные ВЭС находятся вблизи нижней границы зоны равноэффективности с АЭС. В отношении генерации на ископаемом топливе уже для всех регионов угольные КЭС являются наименее конкурентоспособными, значительно проигрывая даже ПГЭС. Наименьшие значения LCOE, также как в сценарии 1, в Европе характерны для морских ВЭС, а в Китае и Индии – для СЭС. Причем в Китае LCOE солнечных и наземных ветровых электростанций практически совпадают.

Наименьшие значения LCOE в Европе характерны для морских ВЭС, а в Китае и Индии – для СЭС. Причем в Китае LCOE солнечных и наземных ветровых электростанций практически совпадают

Оценка конкурентоспособности генерирующих технологий по экологическим показателям

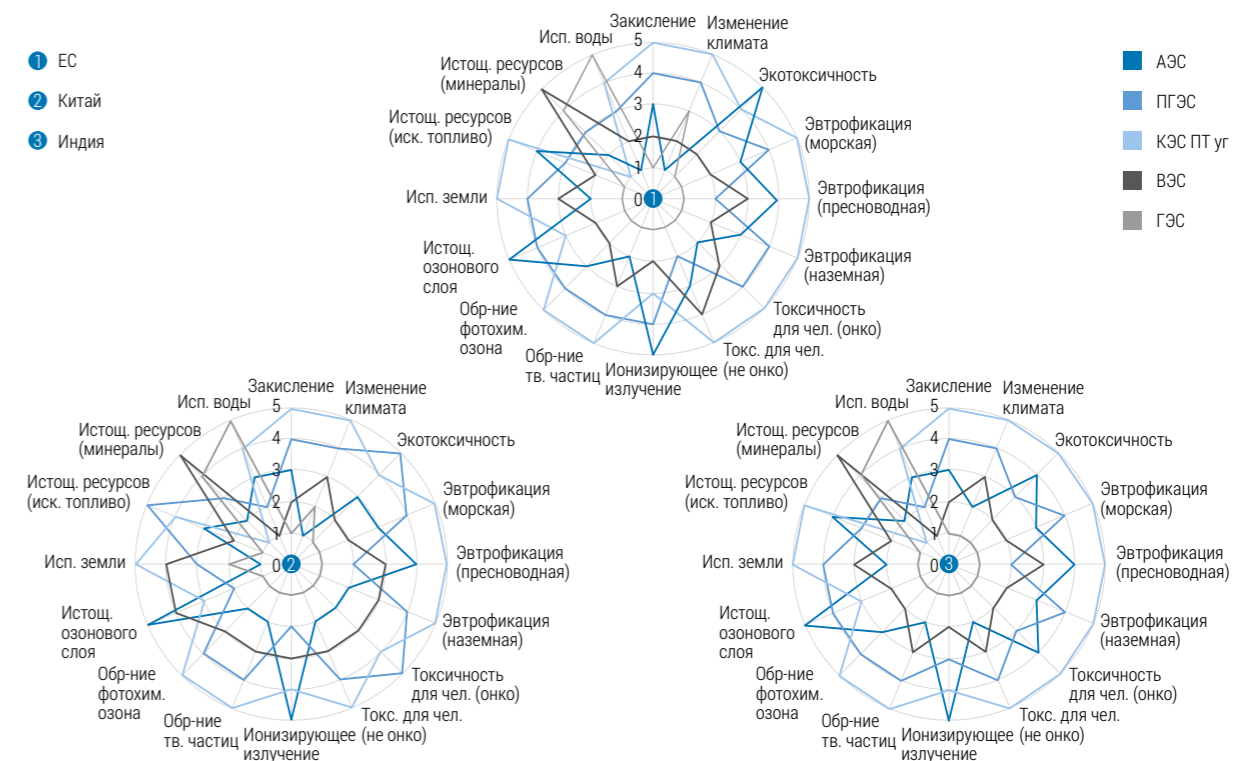
В настоящей работе проведено ранжирование технологий генерации электроэнергии (угольных ТЭС, ПГЭС, АЭС, ВЭС и ГЭС) для ЕС, Китая и Индии по удельным показателям в рамках 16 категорий воздействия на окружающую среду. Результаты ранжирования представлены на рис. 5, где 1 – наименьшая относительно других технологий величина удельного (на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии) воздействия по данной категории, а 5 – наибольшая.

Региональные отличия неодинаково проявляются для разных категорий воздействия на окружающую среду. В частности, для категорий закисления, морской и пресноводной эвтрофикации, образования твердых (взвешенных) частиц, истощения минеральных ресурсов порядок ранжирования технологий по величине удельного воздействия для рассматриваемых регионов совпадает.

Причем для всех упомянутых категорий воздействия технологии на ископаемом топливе проигрывают низкоуглеродным источникам энергии, кроме категории «Истощение минеральных ресурсов», по которой наименее конкурентоспособны ВЭС (а угольные ТЭС наоборот оказывают минимальное удельное негативное воздействие).

Наименее конкурентоспособны по экологическим показателям угольные ТЭС, для которых характерно наибольшее из рассматриваемых технологий удельное негативное воздействие по 11 категориям в ЕС, по 9 – в Китае и по 12 – в Индии. В среднем, парогазовая электростанция (ПГЭС) занимает промежуточные позиции по экологическому воздействию. Ни по одной категории воздействия в рассматриваемых регионах ПГЭС не являются наиболее конкурентоспособной технологией. При этом в Китае по экотоксичности, истощению запасов ископаемого топлива и токсичности для человека, связанной с канцерогенными веществами, она проигрывает даже угольным ТЭС. Однако по пресноводной эвтрофикации ПГЭС оказывают меньшее удельное воздействие, как относительно угольных ТЭС, так и от-

Рис. 5. Ранжирование основных типов электростанций по величине удельного (на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии) воздействия на ОС по различным категориям: (а) – в ЕС, (б) – в Китае и (в) – в Индии



Атомная энергетика может уверенно конкурировать как с генерацией на ископаемом топливе, так и с ВИЭ-электростанциями по всем категориям воздействия кроме ионизирующего излучения

носителем АЭС и ВЭС, а по истощению минеральных ресурсов ПГЭС имеет более сильные позиции по сравнению с электростанциями на основе ВИЭ для всех рассматриваемых регионов.

Атомная энергетика может уверенно конкурировать как с генерацией на ископаемом топливе, так и с ВИЭ-электростанциями по всем категориям воздействия кроме ионизирующего излучения (характеризующегося величиной ущерба здоровью человека и экосистемам, связанным с выбросами радионуклидов) и истощения озонового слоя. Наиболее сильные позиции у АЭС в категориях образования твердых

частиц, токсичности для человека, использования земли, истощения минеральных ресурсов и изменения климата. Причем для ЕС и Китая АЭС характеризуется наименьшей из рассматриваемых технологий углеродной интенсивностью.

Наиболее сильные позиции по величине воздействия на окружающую среду у ГЭС, которые характеризуются наименьшим удельным негативным воздействием по 13 категориям в ЕС, по 12 – Китае и по 14 – Индии. Ожидаемо, вне зависимости от рассматриваемого региона ГЭС лидирует по величине использования водных ресурсов, а по показателю истощения минеральных ресурсов уступает только ВЭС. Стоит отметить, что если в Индии для ГЭС характерны наименьшие относительно других технологий удельные выбросы ПГ на протяжении ЖЦ, то в Китае они уступают АЭС, а в Европе – ещё и ВЭС.

Если о конкурентоспособности ветроэнергетики по удельному воздействию на окружающую среду в ЕС и Индии можно сказать, что ВЭС по большинству категорий следует за ГЭС, то в Китае ВЭС часто проигрывают ещё и АЭС. Исключением является истощение водных ресурсов, по которому в Китае и Индии ветроэнергетика оказывает наимень-

АЭС «Куданкулам» в индийском штате «Тамилнад»

Источник: woodenarts.ru



Добыча угля в Индии

Источник: youthkiwaaz.com

шее сравнительное воздействие, а в ЕС уступает только АЭС. Наиболее слабым местом в конкурентоспособности ветроэнергетики по рассматриваемым экологическим показателям является истощение минеральных ресурсов, по которому ВЭС оказывает наиболее сильное негативное воздействие во всех регионах. Кроме того, по степени влияния на ухудшение индекса качества почвы и повышение заболеваемости вследствие выбросов неканцерогенных токсичных веществ ВЭС проигрывает другим низкоуглеродным источникам энергии.

Учёт экологических характеристик технологий при энергетическом планировании в России

Обеспечить условия для долгосрочного устойчивого развития энергетики призваны регуляторные инструменты, метриками которых могут выступать различные экологические характеристики технологий, как, например, углеродная интенсивность производства электроэнергии при введении углеродных платежей или установке квоты на выбросы ПГ. Стимулирование

снижения экологической нагрузки от электроэнергетического сектора может быть реализовано в том числе через расширение числа критериев «зеленых» проектов (в дополнение к расходам топлива и удельным выбросам ПГ) согласно Таксономии². Принципиальным вопросом при этом становятся количественные характеристики удельного воздействия на ОС, используемые в качестве бенчмарков или целевых показателей.

В настоящее время в России отсутствуют национальные инициативы, направленные на разработку специализированных требований к представлению данных по результатам ОЖЦ разных промышленных и, в частности, энергетических процессов, как это сделано, например, в Китае, США или ЕС. При этом обязательная экологическая отчетность требует только сбора данных об определенных выбросах, сбросах и отходах предприятий, но не предусматривает оценку их последствий для ОС, как и влияния изъятия необходимых для работы предприятия ресурсов на экологию.

² Постановление Правительства № 1587 от 21 сентября 2021 г. «Об утверждении критериев проектов устойчивого (в том числе «зеленого») развития в Российской Федерации и требований к системе верификации проектов устойчивого (в том числе «зеленого») развития в Российской Федерации».



Тяньваньская АЭС-2

Источник: Тимур Сабиров / «Росатом»

В рамках добровольных программ экологических деклараций существует понятие «правила категории продукции» (Product Category Rules, PCR), представляющие собой методические указания, соответствующие основным стандартам по ОЖЦ и адаптированные под конкретные производственные процессы, например, производство электроэнергии. Разработка таких правил производится на основе международных документов (как в случае российских методик климатических проектов), и может быть инициирована предприятиями энергетического сектора. На практике единственной в России программой экологических деклараций, действующей в соответствии со стандартом ISO 14025, является «ЭДП Центр», который мог бы стать площадкой для сбора и систематизации результатов ОЖЦ по различным технологиям производства электроэнергии в России. Формирование национальной базы данных на основе экологических деклараций по результатам ОЖЦ производства электроэнергии может стать основой для получения качественных данных для последующего использования экологических показателей при энергетическом планировании.

Заключение

В настоящей работе показано, как экологические показатели энергетических технологий могут влиять на их сравнительную конкурентоспособность. На основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. В рассматриваемых регионах по большинству категорий воздействия на окружающую среду (за исключением истощения озонового слоя, водных и минеральных ресурсов, ионизирующего излучения) технологии электрогенерации на ископаемом топливе проигрывают низкоуглеродным источникам энергии. Наименьшее негативное экологическое воздействие по большинству категорий (за исключением истощения водных и минеральных ресурсов) оказывает гидроэнергетика.
2. Региональные отличия в большей степени влияют на сравнительную конкурентоспособность газовых электростанций, АЭС и ВЭС, которые в целом занимают промежуточное положение между угольными ТЭС и ГЭС по величине негативного воздействия на экологию.

3. Результаты ранжирования технологий производства электроэнергии по величине экологического воздействия в значительной степени зависят от выбора категории воздействия на среду. Как следствие, выбор экологической метрики для экономических или административных регуляторных инструментов способен принципиально изменять расклад сил на рынке энергетических технологий, создавая преимущество определенной технологии.

При ранжировании технологий по воздействию на окружающую среду остро стоит вопрос как качества, так и сопоставимости исходных данных. Как следствие, оценку сравнительной конкурентоспособности по экологическим критериям необходимо проводить регулярно, используя обновленные данные по ОЖЦ с учетом методологических уточнений и научно-технического прогресса.

При энергетическом планировании учет сравнительной конкурентоспособности энергетических технологий по величине воздействия на окружающую среду позволяет не допустить т. н. «углеродного туннельного зрения» (опасность которого в смещении экологической нагрузки при декарбонизации энергетики), а также подготовиться к возможному изменению экологических требований со стороны государства.

Разделы 2 и 3 исследования выполнены в Институте энергетических исследований Российской академии наук при поддержке Российского научного фонда № 21-79-30013-П. URL: <https://rscf.ru/project/21-79-30013/>



ВЭС в Индии

Источник: w3.windfair.net

Использованные источники

1. Шигина, А. В. Механизмы декарбонизации в энергетике // Приоритеты научно-технологического развития энергетики России: Москва, 10–11 ноября 2021 г. — Москва: Издательский дом МЭИ — ИНЭИ РАН, 2021. — С. 71–76.
2. Ляшик, Ю. Свежий взгляд на межтопливную конкуренцию / Ю. Ляшик, И. Гайда, Е. Грушевенко // Skoltech, 2023. — С. 35. — DOI: 10.13140/RG.2.2.11553.58729.
3. Шигина, А. Оценка экологического воздействия жизненного цикла электростанций при разработке сценариев низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России / А. Шигина, А. Хоршев // Энергетическая политика. — 2024. — № 11(202). — С. 56–72. — DOI: 10.46920/2409-5516_2024_12203_56.
4. Sonnemann, G. Life Cycle Thinking and the Use of LCA in Policies Around the World / G. Sonnemann, E. D. Gemechu, S. Sala et al // Chapter in Life cycle assessment: Theory and practice. — Springer International Publishing, 2018. — P. 429–463. — DOI: 10.1007/978-3-319-56475-3_18.
5. International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook: General guide for Life Cycle Assessment: Detailed guidance / Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability // Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010. — P. 417. — DOI: 10.2788/38479.
6. Duroa, V., Silvestre, J., Mateus, R., Brito, J. Assessment and communication of the environmental performance of construction products in Europe: Comparison between PEF and EN 15804 compliant EPD schemes // Resources, Conservation and Recycling. — 2020. — Vol. 156. — Art. 104703. — DOI: 10.1016/j.resconrec.2020.104703.
7. Del Borghi, A., Moreschi, L., Gallo, M. Communication through ecolabels: how discrepancies between the EU PEF and EPD schemes could affect outcome consistency // The International Journal of Life Cycle Assessment. — 2020. — Vol. 25(5). — Pp. 905–920. — DOI: 10.1007/s11367-019-01609-7.
8. Electricity from a European onshore wind farm using SG 6.2-170 / SG 6.6-170 wind turbines: Environmental Product Declaration Reg. Number S-P-06090 [Электронный ресурс]. — URL: <https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/10b9fc3d-588d-4f21-e5fb-08da53492d7b/Data> (дата обращения: 10.12.2025).
9. Electricity from an Indian onshore wind farm using SG 3.4-145 wind turbines: Environmental Product Declaration Reg. Number S-P-03326 [Электронный ресурс]. — URL: <https://api.environdec.com/api/v1/EPDLibrary/Files/e6bd5a48-c73e-4701-413b-08d92a4c0fd0/Data> (дата обращения: 10.12.2025).
10. World Energy Outlook 2024 [Электронный ресурс]. — IEA, Paris, 2024. — URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата обращения: 10.12.2025).

О роли энергетического комплекса Арктики в достижении стратегических целей развития экономики России

The Role of the Arctic Energy Complex in Achieving Russia's Strategic Economic Development Goals

Вячеслав ЛОГИНОВ

Первый заместитель председателя комитета по развитию Дальнего Востока и Арктики Государственной Думы Российской Федерации
E-mail: loginov@duma.gov.ru

Vyacheslav LOGINOV

First Deputy Chairman of the Committee for the Development of the Far East and the Arctic of the State Duma of the Russian Federation
E-mail: loginov@duma.gov.ru

Николай ШВЕЦ

Заведующий кафедрой мировой электроэнергетики Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД РФ, д. э. н., профессор
E-mail: electro@inno.mgimo.ru

Nikolay SHVETS

Head of the Department of Global Electric Power at the International Institute of Energy Policy and Diplomacy of MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation, Dr. of Economic Sciences, Professor
E-mail: electro@inno.mgimo.ru

Елизавета ФОНАРЕВА

Студентка МГИМО МИД России
E-mail: lizafonareva.04@gmail.com

Elizaveta FONAREVA

Student at MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation
E-mail: lizafonareva.04@gmail.com

Аннотация. Статья представляет собой комплексный анализ современного состояния и стратегических перспектив энергетического комплекса Арктической зоны России. Исследование выполнено в рамках системного подхода и опирается на анализ статистических данных, стратегических документов и проектной документации ключевых инвестпроектов. Целью работы является оценка роли арктической энергетики как системообразующего фактора национальной экономики, выявление ключевых драйверов, противоречий и барьеров её развития в условиях глобальной трансформации энергетических рынков и ужесточения экологических требований. Основное внимание уделено анализу флагманских проектов по добыче и сжижению углеводородов, развитию атомной генерации малой мощности и нишевых технологий на основе возобновляемых источников энергии. Также рассматривается взаимосвязь энергетических проектов с развитием транспортно-логистической инфраструктуры, прежде всего Северного морского пути. *Ключевые слова:* Арктическая зона России, энергетика, Северный морской путь, СПГ, экологические вызовы, энергетическая безопасность.

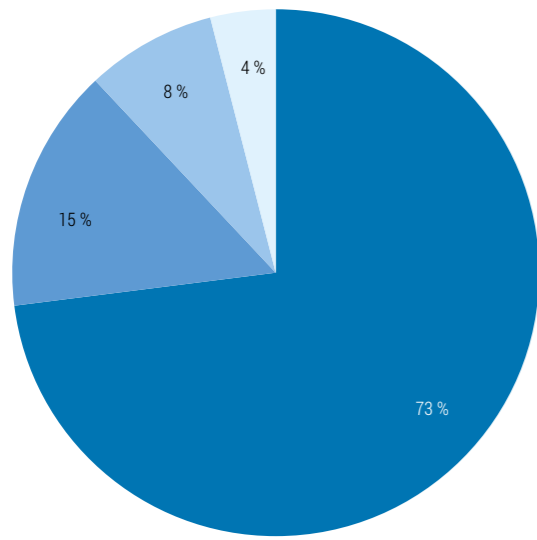
Abstract. This article provides a comprehensive analysis of the current state and strategic prospects of the energy complex in the Arctic Zone of the Russian Federation. The research is based on a systems approach and relies on the analysis of statistical data, strategic documents, and project documentation of key investment projects. The aim of the study is to assess the role of Arctic energy as a backbone factor for the national economy, identifying key drivers, contradictions, and barriers to its development amid the global transformation of energy markets and tightening environmental regulations. The primary focus is on the analysis of flagship hydrocarbon production and liquefaction projects, the development of low-capacity nuclear power generation, and niche technologies based on renewable energy sources. The article also examines the interconnection between energy projects and the development of transport and logistics infrastructure, primarily the Northern Sea Route. *Keywords:* Russian Arctic Zone, energy sector, Northern Sea Route, LNG, environmental challenges, energy security.

Арктическая зона России, обладающая колоссальными запасами углеводородных ресурсов и стратегическим транзитным потенциалом, в XXI в. стала ключевым регионом для реализации национальных экономических и геополитических амбиций. На её долю приходится большая часть запасов углеводородов всей Арктической зоны, что предопределяет энергетическую специализацию макрорегиона. Освоение этих богатств сопряжено с беспрецедентными климатическими, логистическими и геополитическими вызовами, формирующими комплексную программу развития арктической энергетики, выходящую за рамки традиционной добычи. Она включает масштабные проекты по сжижению природного газа, развивает атомную генерацию малой мощности, тестирует гибридные системы на основе возобновляемых источников энергии и создаёт уникальную логистическую инфраструктуру. Данный вектор развития региона напрямую соот-

носится с долгосрочными ориентирами государственной политики, закреплёнными в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 г.

Важным шагом на пути к социально-экономическому развитию Арктики стало принятие Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г., где ключевыми целями обозначено повышение качества жизни населения и комплексное развитие арктических регионов через совершенствование социальной инфраструктуры, здравоохранения, образования и поддержку коренных народов. Документ акцентирует необходимость преодоления отставания по качеству жизни от среднероссийских показателей, развития Северного морского пути как глобального транспортного коридора и стимулирования экономической активности с учётом климатических и логистических ограничений [1].

Распределение запасов газа Арктики по странам



■ Россия ■ США ■ Дания ■ Канада

Распределение запасов нефти Арктики по странам

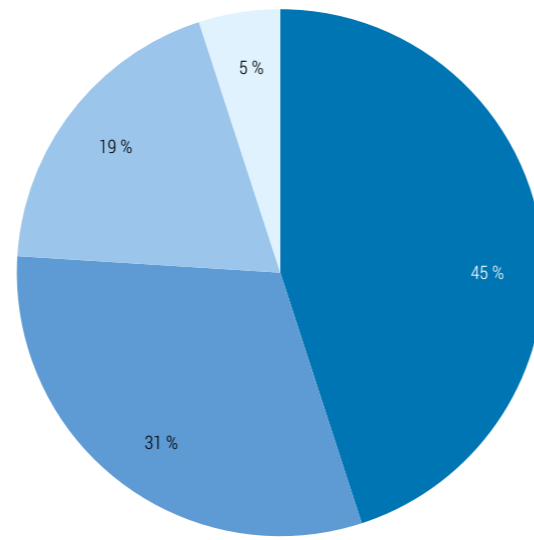


Рис. 1. Распределение запасов нефти и газа Арктики по странам

Источник: составлено авторами на основе данных [3]

Эти цели находят своё отражение и в Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2030 г. с прогнозом до 2036 г., которая определяет Арктическую зону в качестве одного из ключевых геостратегических территориальных приоритетов. Документ предусматривает обеспечение транспортной связанности удалённых и труднодоступных территорий, развитие портовой инфраструктуры и круглогодичного судоходства по Северному морскому пути, рост грузовой базы за счёт экспорта ресурсных проектов, а также опережающее развитие энергетической инфраструктуры, включая

газификацию, внедрение энергоэффективных технологий и создание резервов пропускной способности для международных коридоров. Особое внимание уделяется преодолению дефицита кадров, стимулированию трудовой мобильности и формированию условий для прекращения оттока населения из арктических регионов [2].

Ключевые энергетические проекты в Арктике

Ключевые энергетические проекты в Арктике занимают центральное место в реализации стратегических задач России по развитию национальной энергетики. Для России отмечается доминирующая часть в арктических запасах: порядка 73% всего природного газа, что в 2,7 раз больше, чем у других арктических стран в совокупности, и 45% запасов нефти Арктического региона (рис. 1) [3].

Эта ресурсная база формирует технологические и логистические приоритеты – крупные СПГ-проекты и морская инфраструктура становятся ключевыми драйверами региона:

1. Проект «Ямал СПГ» («Арктик СПГ 1») компании «НОВАТЭК» стал первым крупномасштабным интегрирован-

Проект «Ямал СПГ» стал первым масштабным проектом по добыче, сжижению и перевозке газа в российской Арктике, показав жизнеспособность морского логистического подхода к арктическому газу

ном проектом по добыче, сжижению и перевозке газа в российской Арктике и фактически продемонстрировал жизнеспособность морского логистического подхода к арктическому газу. Мощность проекта составляет порядка 17,4 млн т/год [4], а первая поставка состоялась в декабре 2017 г. Перевозка осуществляется посредством флота газовозов ледового класса Arc7 и модульной сборки инфраструктуры, что снизило риски строительства в экстремальных условиях и обеспечило оперативный выход на экспортные потоки [5].

2. «Арктик СПГ 2», основным акционером которого также является «НОВАТЭК», задуман как один из крупнейших арктических СПГ-проектов с мощностью 19,8 млн т/год и включает три технологические линии по 6,6 млн т/год. Запуск и коммерциализация проекта происходили в условиях сильного санкционного давления и дефицита газовозов ледового класса, что привело к поэтапной загрузке и временному сокращению режима эксплуатации. Тем не менее в 2024–2025 гг. «НОВАТЭК» отмечал

поставки и постепенное наращивание активности на площадке [6].

3. Проект «Мурманск СПГ» («НОВАТЭК») позиционировался как крупнейший прибрежный СПГ-терминал с проектной мощностью порядка 20,4 млн т/год и планами ввода в эксплуатацию в 2027 г. В минувшие годы сроки неоднократно пересматривались: первоначальные целевые даты (2027–2029 гг.) не могут быть соблюдены из-за проблем с финансированием, санкций и логистики, наблюдались отсрочки и неопределённость по этапам строительства, вследствие чего проект не будет запущен раньше 2032 г. «Мурманск СПГ» является одним из важнейших проектов, так как поможет сбалансировать энергопоставки на арктическом побережье и усилить транзитную роль Мурманска [7].
4. Небольшой по мощности терминал «Газпром СПГ Портовая», производительность которого оценивается в 1,5 млн т/год, продемонстрировал гибкость. Несмотря на санкции США, введенные 10 января 2025 г. против «СПГ Портовой» и ее танкеров, «Газпром» продолжает отгрузки. 13 февраля 2025 г. партия СПГ была

Строительные работы на КС «Портовая»

Источник: «Газпром»



отправлена на танкере «Псков» в Китай, что демонстрировало попытку компании обойти ограничения. Хотя санкции создают серьезные проблемы для реализации СПГ, проект сохраняет стратегическое значение, потенциально требуя большей координации с другими подвергшимися ограничениям игроками, таким как «НОВАТЭК» [8]. Этот пример подтверждает стратегию многоканальной логистики – сочетание арктических заводов и терминалов на прилегающих морях позволяет наращивать экспорт даже в условиях ограничений.



Ветродизельный комплекс «Тикси»
Источник: *rushydro.ru*

5. Проект «Восток Ойл» («Роснефть»), ресурсная база которого оценивается в 7 млрд т нефти [9], заявлен как один из крупнейших проектов XXI в. с целевым уровнем добычи углеводородов в 115 млн т/год к 2030 г. Он предусматривает строительство терминала «Бухта Север» и магистрального трубопровода в 770 км [10]. «Восток Ойл» – системный проект, который формирует скоординированные потребности в энергоснабжении, портовой и трубопроводной сети, а также вызывает необходимость синхронизации с такими транспортными маршрутами, как Северный морской путь (далее – СМП) и Северный широтный ход.

Освоение Арктики, являющееся стратегическим направлением для российской экономики, сопряжено с комплексом сложных задач, ключевой из которых выступает надежное энергоснабжение промышленных объектов и поселений. Эта проблема усугубляется суровым климатом, логистическими трудностями и повышенным вниманием к экологии. Одним из перспективных решений для локальных задач являются возобновляемые источники энергии (далее – ВИЭ), эффективность которых зависит от корректной оценки ресурсов и применения технологий, адаптированных к арктическим условиям. Регион обладает потенциалом ВИЭ, включая энергию ветра, солнца, биомассы, морских приливов и геотермального тепла. Текущая совокупная мощность ВИЭ мала, однако принятое правительством решение об увеличении доли альтернативной энергетики в стране с 1 до 2,5% свидетельствует о потенциале для дальнейшего развития [11].

Благоприятные условия для ветрогенерации (сильные ветра и высокая плотность холодного воздуха) способствуют реализации проектов, таких как экспериментальная ветроэнергетическая станция в Лабитнанги и проект «Полярис» с четырьмя ветроэлектрическими установками в Ямало-Ненецком автономном округе (далее – ЯНАО), Анадырская ветряная электростанция (далее – ВЭС) на Чукотке и ветроэнергетическая станция «Быков мыс» в Тикси, а также Кольская ВЭС мощностью 201 МВт. Солнечные электростанции успешно работают в ЯНАО, в поселках Батагай, Бетенкес Батамай, Джаргалах, селах Дулгалах, Куду-Кюэль, Улуу, Юнкюр, Верхняя Амга, Столбы, Иннях Тойон-Ары, Куберганя, Эйик, Дельгей. Суммарная мощность энергии, вырабатываемой солнечными установками на этих территориях, достигает 1,4 мВт. Преимущество таких электростанций заключается в том, что их эффективность в холодном климате повышается: при 0 °С станция имеет на 10% более высокий КПД, чем при 20 °С. Гидроэнергетика и приливные электростанции, такие как Кислогубская ПЭС и планируемая Северная ПЭС, также вносят свой вклад [11]. Однако потенциал ВИЭ в Арктике сложно оценить однозначно: к примеру, в Якутии, куда большая энергетика не доходит, в рамках развития распределенной генерации уже реализуются проекты автоматизированных гибридных энергокомплексов (далее – АГЭК), одним

из основных компонентов которых являются ВИЭ – уже в эксплуатации находится 12 комплексов общей мощностью 13,7 МВт, а всего планируется построить порядка 80 АГЭК. С другой стороны, существуют весомые ограничения для масштабного внедрения ВИЭ, включая экстремальные климатические условия, сложность логистики и высокую стоимость инфраструктуры. На ближайшую перспективу наиболее реалистичным сценарием внедрения ВИЭ являются именно гибридные системы,

Ярким примером служит энергообеспечение Баимского горно-обогатительного комбината (ГОК) на Чукотке. В период с 2027 по 2031 гг. планируется ввод в эксплуатацию четырех энергоблоков с реакторами РИТМ-200С совокупной мощностью 424 МВт в районе мыса Наглейнгын. Данное решение обусловлено изолированностью энергосистемы региона и значительным ресурсным потенциалом месторождений, включающим запасы меди (около 23 млн т), золота, молибдена и серебра.



ГМК «Норильский никель»

Источник: *top.st*

а оптимальным направлением развития макрорегиона – газификация, как, например, в Мурманской области, где комбинация газовых/угольных ТЭЦ и Кольской АЭС формирует сбалансированную и надежную энергосистему.

Ключевым направлением диверсификации энергетического баланса Арктической зоны России также является создание атомной генерации малой мощности (АСММ). Развертывание автономных атомных станций призвано повысить экономическую целесообразность освоения труднодоступных северных территорий и интенсифицировать разработку месторождений полезных ископаемых.

Наиболее перспективным является месторождение Песчанка с подтвержденными запасами 3,7 млн т меди и 234 т золота.

Параллельно развиваются и другие проекты. Компания «Норильский никель» совместно с «Росатомом» прорабатывает строительство АСММ в зоне многолетней (вечной) мерзлоты суммарной мощностью до 300 МВт. Технологической основой для них может стать реакторная установка РИТМ-400 мощностью 80–90 МВт, разрабатываемая ОКБМ им. Африкантова для атомных ледоколов проекта «Лидер».

Внедрение АСММ способно кардинально изменить экономику энергоснабжения в Арктике. В настоящее время множество

Одним из перспективных решений для локальных задач являются ВИЭ, эффективность которых зависит от корректной оценки ресурсов и применения технологий, адаптированных к арктическим условиям

населенных пунктов зависят от дизельной генерации, что приводит к экстремально высокой себестоимости электроэнергии – от 100 руб./кВт·ч в отдельных районах Чукотки до свыше 1000 руб./кВт·ч в удаленных поселениях Якутии. Атомная генерация малой мощности предлагает альтернативу, позволяя снизить затраты и создать стабильную базу для энергоёмких производств [9].

Логистика, в свою очередь, для крупных арктических проектов – не вспомогательный, а ключевой компонент экономической модели. Северный морской путь сокращает маршрут между Европой и Ази-

ей на 30–40% по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал и с 2017 по 2019 гг. продемонстрировал рост грузопотока с 10,7 до 31,5 млн т, а в 2024 г. этот показатель достиг 37,9 млн т. Учитывая активное развитие инфраструктуры, это значение может достичь 150 млн т к 2035 г. (хотя целевое значение стратегии развития Арктики составляет лишь 130 млн т к 2035 г.), а к 2050 г. – 200 млн т [3].

СМП одновременно способствует наращиванию экспорта в Азию и укрепляет позиции России в Арктическом регионе благодаря усилению контроля над судоходством: теперь иностранным судам все чаще приходится согласовывать свои маршруты с российской стороной. Однако обеспечение навигации требует усиления и модернизации арктической логистики, что стимулирует инвестиции в ледокольный флот (включая атомные ледоколы «Росатома») и навигационную инфраструктуру.

Развитие арктических энергетических проектов осуществляется в русле ключевых положений Энергетической стратегии России до 2050 г., утвержденной в апреле 2025 г. Энергостратегия задаёт системные рамки для адаптации ТЭК к долгосрочным глобальным вызовам. Документ констатирует, что Россия, обладая уникальными

Северный морской путь

Источник: *gasandmoney.ru*



Наименование проекта	Мощность	Срок реализации	Финансирование, млрд руб.	Кол-во новых рабочих мест, тыс. ед.	Регион АЗРФ
Строительство Кольской АЭС 2	2x600 МВт	2028–2042	200	0,8	Мурманская область
Строительство 5 АСММ 400 МВт	5x400 МВт	2025–2031	169	0,15	Республика Саха (Якутия)
Строительство 4-х модернизированных плавучих энергоблоков для энергообеспечения Баимского ГОК	(общая для все четырех) 318 МВт	2022–2031	151,9	0,6	Чукотский АО
АСММ с реакторной установкой РИТМ-200 в Якутии (пос. Усть-Куйга) для освоения месторождений Кючус, Депутатское и Тирехтях	2x200 МВт	2024–2028	75,4	0,15	Республика Саха (Якутия)
Реконструкция объектов по производству электрической энергии, объектов теплоснабжения (АО «НТЭК»)	-	2024–2028	60	-	Красноярский край
ИТОГО			656,3	1,716	

Таблица 1. Ключевые энергопроекты в Арктике: финансирование и рабочие места

Источник: составлено авторами на основе данных [3]

запасами ресурсов для всех видов энергетики, сохранит конкурентоспособность при любом сценарии развития мирового рынка [12].

Ключевыми задачами стратегии до 2050 г. являются эффективное освоение ресурсной базы, достижение технологического лидерства в энергетике и внедрение передовой системы управления, включая использование «цифровых двойников» отраслей ТЭК.

Реализация этих мер позволит полностью удовлетворить внутренний спрос на энергоносители, укрепить экспортные позиции, обеспечить технологический суверенитет и провести комплексную цифровую трансформацию топливно-энергетического комплекса.

В рамках реализации Энергостратегии-2050 Россия также сосредоточена на обеспечении устойчивого и безопасного функционирования своей энергосистемы, снижении негативного воздействия деятельности ТЭК на окружающую среду, повышении энергоэффективности и конкурентоспособности энергетического сектора.

Такая политика позволяет не только укреплять внутренний рынок и снижать внешние риски, но и создает надежную основу для экономической безопасности, обеспечивая выполнение международных обязательств, поддержку энергетической независимости и предотвращая возможные экономические потрясения, связанные с перебоями в энергоснабжении и потерей доверия к энергетической инфраструктуре.

Инфраструктура и инвестиции в арктическую энергетику

Инвестиции в энергетическую инфраструктуру на арктических территориях России являются неотъемлемой частью стратегии освоения региона и повышения его значимости для национальной экономики. По данным на 2025 г., общий объем инвестиций по пяти крупнейшим энергетическим проектам в АЗ составляет 656,3 млрд руб. Далее приведена таблица по пяти ключевым энергопроектам в Арктике с показателями по распределению финансирования и количеством новых рабочих мест по каждому проекту.

Эффективное функционирование этих и других энергообъектов напрямую зависит от развития смежной инфраструктуры. Ключевыми направлениями здесь являются развитие магистральных сетей, портовой и ледокольной логистики, а также соединение разрозненных локальных систем энергоснабжения в объединенную энергосистему (ОЭС) Арктики. Так, реализация централизованной электрификации в арктических регионах может существенно снизить тарифный и логистический барьеры и обеспечить более высокий уровень подключения крупных инвестпроектов к энергосистеме [10].

Одной из наиболее острых проблем является логистика. Существующая инфраструктура СМП близка к пределу своей пропускной способности. Этот вызов стимулирует Россию к активным



КС «Портовая»

Источник: hh.kz

инвестициям в развитие арктической инфраструктуры, включая масштабную модернизацию ледокольного флота (в том числе строительство атомных ледоколов проекта «Росатом») и навигационных систем [10]. Параллельно развиваются и другие инфраструктурные проекты, такие как создание магистральных ЛЭП высокого класса напряжения с применением технологий передачи постоянного тока, а также строительство и модернизация портовых терминалов (например, проект нового арктического судна класса Arc7).

Имеет значение и создание территорий опережающего развития (ТОР) – например, ТОР «Столица Арктики» в Мурманской области, где заявленные инвестиции резидентов превышали 100 млрд руб.

Центральным элементом стратегии является создание единой арктической энергосистемы. В настоящее время технологическое присоединение новых инвесторов к изолированным энергоцентрам других компаний зачастую невозможно как по техническим, так и по законодательным причинам. Высокая стоимость подключения и чрезмерные тарифы в изолированных энергосистемах, особенно в северных районах с суровым климатом, выступают значительным барьером для экономического

развития Арктики. Реализация централизованной электрификации и создание единого рынка энергии и мощности с тарифом, ориентированным на себестоимость местных ресурсов (гидроэнергия, попутный нефтяной газ, уголь), позволит сделать электроэнергию доступной для всех инвесторов.

Перспективным техническим решением для формирования такой интегрированной системы являются высоковольтные линии электропередачи постоянного тока (далее – ВЛЭП ПТ). В специфических условиях Арктики, а именно удаленности, отсутствия дорог, высокой стоимости строительства и логистики, экономическая эффективность ВЛЭП ПТ по сравнению с традиционными линиями переменного тока становится очевидной уже при длине трассы 100–300 км. Ключевые преимущества данной технологии для региона включают в 2 раза меньшие потери при передаче, чем у линий переменного тока, более узкую полосу отчуждения земли, возможность асинхронного соединения разнородных энергоузлов, а также снижение капитальных затрат на строительство самой линии благодаря использованию более легких и простых опор [13].

На первом этапе целесообразно внедрение двухполюсных линий мощностью

порядка 100 МВт с напряжением ± 100 кВ, с проектированием значительного резерва по пропускной способности для будущего роста нагрузок. В долгосрочной перспективе это закладывает основу для создания региональной сети постоянного тока, обеспечивающей гибкое и надежное энергоснабжение [13].

Интеграция технологии ВЛЭП ПТ в программу централизованной электрификации позволит не только преодолеть инфраструктурные ограничения, но и создать технологический задел для масштабирования энергосистемы по мере роста экономической активности.

Этот подход имеет мультипликативный эффект, выходящий за рамки чистой энергетики. Повышение доступности энергии напрямую повысит привлекательность таких мер государственной поддержки, как «Арктический гектар», обеспечит надежным электроснабжением объекты вдоль СМП и создаст ключевые условия для реализации масштабных транспортных проектов, таких как строительство железнодорожной магистрали Северного широтного хода. Таким образом, электрификация формирует основу для комплексного прорыва в логистической инфраструктуре всего региона [14].

Кислогубская ПЭС

Источник: ru.wikipedia.org



Ключевым направлением диверсификации энергобаланса Арктики является создание малых АЭС, которые позволят повысить экономическую целесообразность освоения труднодоступных территорий

Инвестиционная активность в Арктике подтверждается макроэкономическими данными. Инвестиции в основной капитал Арктической зоны России с 2019 по 2023 гг. выросли на 92,4%, что выше среднероссийского показателя (82,4%).

В 2024 г. доля Арктической зоны в общем объеме инвестиций России достигла 9,4%, при целевом ориентире в 11%. Валовой региональный продукт Арктической зоны в 2023 г. составил 9,7 трлн руб., при этом доля инвестиций в ВРП выросла до 26,8%, тогда как средний показатель по стране – 17,1%. Параллельно наблюдается снижение степени износа энерге-

Наименование проекта	Финансирование, млрд руб.	Количество новых рабочих мест, тыс. чел.	Регион АЗРФ
Добыча полезных ископаемых			
«Восток Ойл»	11,8	83	Красноярский край
Разработка месторождений меди ПАО ГМК «Норильский никель»	2	24	Красноярский край
ГДК «Баимская»	0,8	2,2	Чукотский АО
Обрабатывающие производства			
«Арктик СПГ 1»	1,6	8,9	Ямало-Ненецкий АО
«Арктик СПГ 3»	1,6	8,9	Ямало-Ненецкий АО
Мурманский «СПГ»	1,2	17	Мурманская область
«Арктик СПГ 2»	1	11,5	Ямало-Ненецкий АО
ИТОГО	20 039	155,5	

Таблица 2. Ключевые проекты в Арктике: финансирование и рабочие места

Источник: составлено авторами на основе данных [3]

тических фондов: с 2019 по 2023 гг. износ по направлению «Обеспечение электрической энергией, газом и паром» сократился на 0,4% (в среднем по РФ он вырос на 12,7%), что подтверждает эффективность модернизации генерирующих и сетевых мощностей [3].

Структура инвестиций демонстрирует четкий фокус на энергетический и сырьевой сектора. Ведущие позиции занимают: добыча полезных ископаемых (около 14,6 трлн руб.), перерабатывающая промышленность (5,4 трлн руб.) и энергетическая инфраструктура (более 656 млрд руб.).

Самым большим проектом по объёму капиталовложений остается «Восток Ойл» (11,8 млрд руб.). А крупнейшими проектами из сектора обрабатывающего производства являются «Арктик СПГ 1», «Арктик

СПГ 2», «Арктик СПГ 3», а также Мурманский СПГ. Данные по финансированию этих проектов приведены в таблице 2.

В региональном разрезе лидерами по вкладу в ВРП АЗ РФ остаются Ненецкий (83,7% ВРП – добыча полезных ископаемых), Ханты-Мансийский (78,8%), Красноярский край и Мурманская область, где реализуются крупнейшие проекты по нефти, газу и атомной энергетике [3].

Более 70% всех вложений концентрируются в энергетическом и промышленно-транспортном кластере, что подчёркивает значимость этих секторов в Арктической зоне для России.

Таким образом, инфраструктура и инвестиции в арктическую энергетику формируют комплексное пространство: ресурсы, логистика, энергогенерация и связь с со-

циальной средой. Успех дальнейшего развития зависит от способности обеспечить технологичную модернизацию сетей, создать устойчивые логистические цепочки, привлечь частные капиталы и обеспечить экологическую и территориальную устойчивость.

Влияние арктической энергетики на экономику России

Арктическая энергетика представляет собой один из фундаментальных системообразующих факторов российской экономики, оказывая влияние через множество взаимосвязанных каналов: формирование валового регионального продукта (ВРП) и налоговой базы, генерацию внешнеэкономической выручки, стимулирование инвестиционной активности и занятости, развитие транспортно-логистической инфраструктуры, технологическую кооперацию, бюджетное перераспределение, а также через управление экологическими и климатическими рисками. Каждый из этих каналов не только подчеркивает масштаб вклада отрасли, но и иллюстрирует ее роль в обеспечении устойчивости и структурной трансформации национальной экономики, особенно в условиях геоэкономических вызовов.

В 2023 г. суммарный ВРП Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) достиг 9,7 трлн руб., что составляет 6,2% от общероссийского показателя – пропорция, несоизмеримо высокая с учетом ограниченной площади и численности населения региона. Эта диспропорция обусловлена ресурсной специализацией арктических территорий, где капиталоемкие добывающие отрасли генерируют основную добавленную стоимость (57,6% ВРП), в то время как обрабатывающая промышленность вносит лишь 9,3%. О доминирующей роли энергетического сектора свидетельствует и концентрация капиталовложений: семь ключевых инвестиционных проектов оцениваются в совокупности в 20 трлн руб., из которых 14,6 трлн руб. приходится на добычу полезных ископаемых и 5,4 трлн руб. – на переработку. В частности, проект «Восток Ойл» предполагает инвестиции в 11,8 трлн руб. и создание 83 тыс. рабочих мест [3]. Эти цифры подчеркивают, что арктическая энергетика формирует ядро производственной и инвестиционной

активности макрорегиона, выступая системным драйвером общенационального экономического роста.

Существенное влияние арктических энергетических проектов проявляется и во внешнем секторе. Эти инициативы реформируют конфигурацию российских экспортных маршрутов, усиливая ориентацию на морские поставки и азиатские рынки. Согласно оценкам, потенциальная стоимостная ценность добычи и переработки арктических углеводородов на горизонте 2025–2035 гг. превышает 3,4 трлн долл., с доминирующим вкладом газа (более 2,3 трлн долл.) и нефти (свыше 620 млрд долл.). Такие объемы подчеркивают стра-



Варандей

Источник: demas / ru.pinterest.com

Проект «Арктик СПГ 2»

Источник: oilcapital.ru



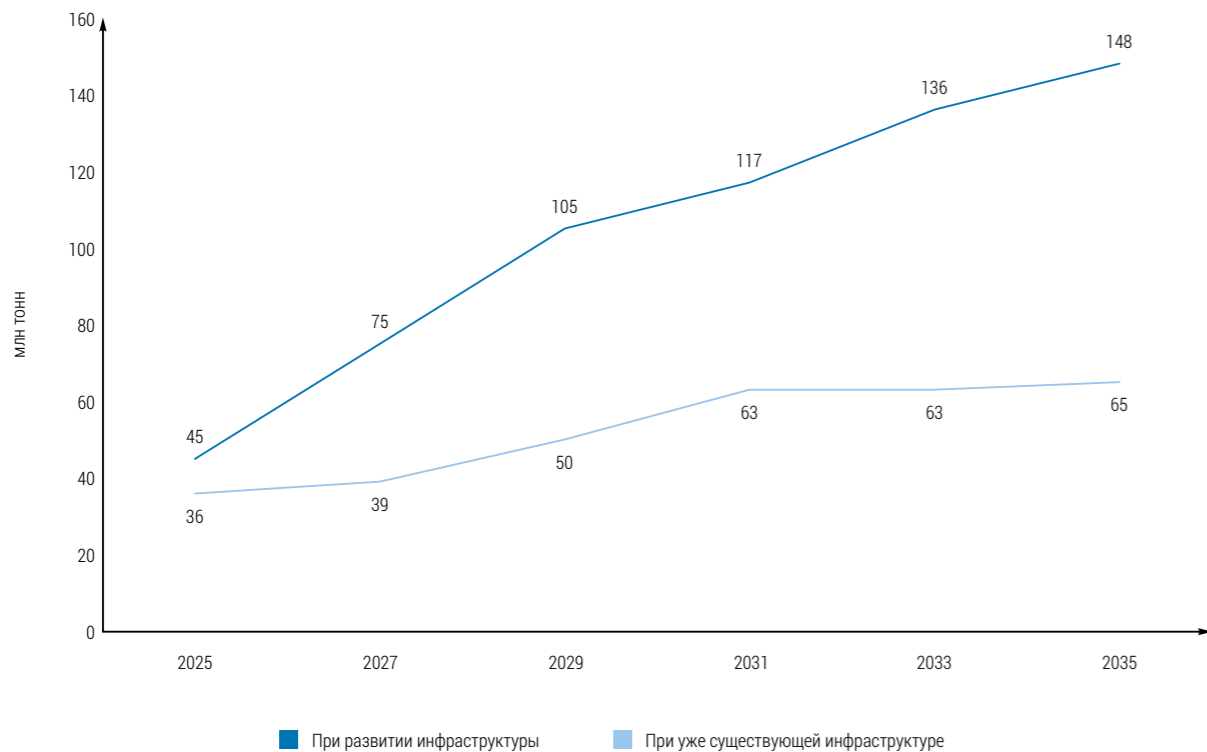


Рис. 2. Прогноз грузопотока, млн т

Источник: составлено авторами на основе данных [3]

ориентире 11%). Доля инвестиций в ВРП АЗРФ составила 26,8% в 2023 г., значительно превысив общероссийский уровень (17,1%), что усиливает мультипликативные эффекты в смежных отраслях. ТОП-7 проектов предполагают создание 155,5 тыс. рабочих мест, а крупные инфраструктурные инициативы в транспорте и логистике оцениваются в 2,5 трлн руб. (включая СМП, Северный широтный ход и порты), в то время как энергетическая инфраструктура требует свыше 656,3 млрд руб. Эти капиталовложения генерируют мощные мультипликаторы для строительства, машиностроения, сервисных отраслей и регионального рынка труда, расширяя локальную экономическую базу и способствуя долгосрочной устойчивости. Внутренние затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) и инновации в АЗРФ составляют 0,1% от ВРП в 2023 г., с целевым ростом до 2,5%, что подчеркивает необходимость стимулирования технологического развития для повышения производительности труда [3].

Проекты арктической энергетики напрямую определяют динамику Северного морского пути и сопутствующей логистики. Грузопоток по СМП вырос с 31,5 млн

т в 2019 г. до 37,9 млн т в 2024 г., с прогнозом достижения 150 млн т к 2035 г. и 200 млн т к 2050 г. при развивающейся инфраструктуре. В противном случае показатель недополученных налогов будет составлять 557 млрд руб./год, а недополученная выручка будет равняться 2,8 трлн руб. ежегодно. Таким образом, инвестиции в инфраструктуру СМП являются не просто стратегическим, а экономически необходимым решением, определяющим будущую роль Арктики в национальной экономике (рис. 2).

Развитие портов (Мурманск, Индига, Бухта Север), ледокольного флота и Северного широтного хода создает стратегический транспортный коридор. Его экономическое значение заключается в сокращении транзитных издержек – например, путь «Мурманск – Шанхай» через СМП занимает 12–28 дней против 30–35 дней через Суэцкий канал, – повышении устойчивости экспорта к геополитическим ограничениям и формировании нового узла международной логистики для России. Согласно модели «СМП-прогноз», упущенная выгода из-за недостатка необходимой инфраструктуры составляет 557 млрд руб. налогов ежегодно, что подчеркивает стратегическую роль СМП в диверсификации маршрутов [3].

Технологический эффект арктической энергетики также заслуживает внимания. Реализация крупных проектов стимулирует отечественное судостроение (включая газовозы ледового класса), разработку модульных установок СПГ, платформ и технологий для условий многолетней (вечной) мерзлоты. Доля добавленной стоимости высокотехнологичных отраслей в ВРП АЗРФ выросла до 7,1% в 2023 г., способствуя НИОКР в судостроении и СПГ-технологиях. Санкционные ограничения, как отмечается в источнике, ограничили доступ к западным технологиям, усиливая потребность в импортозамещении и партнерствах с азиатскими поставщиками. Этот процесс имеет двойной характер: с одной стороны, он замедляет внедрение инноваций, с другой – генерирует внутренний спрос на НИОКР, формируя новые цепочки стоимости и локализуя производство.

Бюджетное влияние арктических проектов не менее существенно. Благодаря высокой налоговой отдаче они служат основой для федеральных мер поддержки – от прямого финансирования до льгот резидентам и обеспечения северного завоза. Однако концентрация доходов в сырьевом секторе повышает уязвимость территорий: в Ненецком АО добыча полезных

Сейчас многие населенные пункты зависят от дизельной генерации, что приводит к экстремально высокой себестоимости электроэнергии – от 100 руб./кВт·ч на Чукотке до 1000 руб./кВт·ч в Якутии

ископаемых формирует 83,7% ВРП. Этот риск монозависимости подчеркивает необходимость диверсификации экономики, развития переработки и стимулирования малого и среднего предпринимательства (МСП).

Наконец, влияние арктической энергетики неизбежно связано с экологическими и климатическими издержками. Промышленное развитие ускоряет климатические изменения: потепление на 2 °С за 50 лет может привести к ущербу от деградации многолетней (вечной) мерзлоты в 4–6 трлн руб. к 2050 г. Инвестиции в охрану окружающей среды в АЗРФ выросли с 34,7 млрд

Порт в Мурманске

Источник: mauniver.ru



руб. в 2019 г. до 103,4 млрд руб. в 2023 г., с долей «зеленых» инвестиций 2,6% в общем объеме капиталовложений и планом роста до 4,5% к 2036 г. Эти факторы повышают капиталоемкость проектов, требуя интеграции климатических рисков в финансовые расчеты и системного экологического мониторинга. Ключевые экологические инициативы, такие как «Серная программа 2.0» (300 млрд руб.), направлены на минимизацию ущерба [3].

В целом, арктическая энергетика служит одним из стратегических столпов экономического развития России, оказывая многоканальное воздействие на макроэкономические индикаторы, отраслевую



Анадырь

Источник: blog.kombat-tour.ru

структуру и региональную устойчивость. Она обеспечивает значительную долю ВРП и экспортной выручки, поддерживает высокий уровень инвестиций и занятости, выступает драйвером СМП, а также стимулирует технологическое импортозамещение. Тем не менее зависимость регионов от сырьевой добычи и нарастающие климатические риски создают структурные уязвимости, требующие диверсификации и усиленного экологического контроля. К 2050 г. АЗРФ может стать центром устойчивого развития с ростом доли обрабатывающих отраслей в ВРП и эталонной системой экологического мониторинга, задавая траектории пространственного и технологического прогресса страны.

Технологические и экологические вызовы

Мерзлые грунты Арктики служат геотехническим фундаментом для значительной части региональной инфраструктуры – от зданий и дорог до трубопроводов и аэропортов. Однако ускоряющееся потепление, проявляющееся, в частности, в росте температур на 2 °С за последние 50 лет, инициирует масштабное оттаивание мерзлотных толщ. Этот процесс приводит к структурной деградации, просадкам и снижению несущей способности оснований. По оценкам, к 2050 г. воздействию могут подвергнуться 30–50% критически важной инфраструктуры в циркумполярных регионах, что трансформируется в значительные экономические последствия [15].

В России возможные потери от деградации многолетней (вечной) мерзлоты к 2050 г. могут достигать 7 трлн руб. (примерно 85 млрд долл.), причем 29% потерь связано с уменьшением добычи углеводородов из-за нестабильности оснований [16]. Примерно 20% существующих построек и 19% линейной инфраструктуры (дороги, трубопроводы) в российской части многолетней (вечной) мерзлоты могут потребовать полной реконструкции к середине века [17].

Для дорожной инфраструктуры России (существующая сеть) прогнозируемые расходы на период 2020–2050 гг. оцениваются примерно в 7 млрд долл., в сценарии модернизации – до 14,4 млрд долл. (с учётом расширения сети) [18].

Одним из ключевых факторов деградации окружающей среды остаётся загрязнение водных объектов. На одного жителя Арктической зоны РФ приходится вдвое больше сбрасываемых загрязнённых сточных вод, чем в среднем по стране, хотя темпы их снижения опережают общероссийские: за 2019–2023 гг. объём сбросов уменьшился на 27,6% против 14,1% по РФ. При этом регион по-прежнему остаётся критично уязвимым, поскольку только три арктических региона демонстрируют уровень загрязнённого стока ниже среднероссийского значения. Схожие тенденции наблюдаются и в сфере атмосферных выбросов: на Арктику приходится 27% всех стационарных загрязнений РФ (4,6 млн т) при росте выбросов на 2,8% за 2019–2023 гг. и крайне низкой доле их обезвреживания – 46% против 74% по России [3].



Яр-сале

Источник: yamaltv.ru

Отдельного внимания заслуживает накопленный экологический ущерб – результат многолетней промышленной деятельности, военного присутствия и отсутствия технологий переработки отходов. Территории, загрязнённые металлоломом, нефтепродуктами и радиоактивными материалами, представляют угрозу для хрупких экосистем Арктики. По данным проекта «Чистая Арктика», к 2023 г. удалось очистить 791 га территории и собрать 19,8 тыс. т отходов при участии 7,7 тыс. волонтеров. Однако масштабы исторического загрязнения остаются значительными, требуя развития современной системы обращения с отходами и восстановления нарушенных земель.

Повышенная техногенная нагрузка усиливается на фоне роста судоходства по СМП. Экологические риски включают выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов, а также опасность аварийных разливов нефти и химикатов. Последние, хотя и характеризуются низкой вероятностью, имеют высокий уровень риска ввиду масштабов возможного экологического ущерба и угрозы биоте. Учитывая стратегическую роль СМП, планируется развитие системы экологического мониторинга арктической акватории, включая спутниковые и ледовые платформы наблюдений.

На фоне перечисленных угроз все

более очевидной становится необходимость адаптационных мер. Также большое внимание уделяется созданию единой федеральной системы геотехнического мониторинга, оцифровке климатических рисков и стандартизации методов сбора данных о состоянии мерзлоты. Эти меры направлены на своевременное выявление деформаций оснований, снижение ущерба и оптимизацию проектирования техногенных объектов. Также предусматривается стимулирование «зеленых» инвестиций, увеличение доли экологических расходов до 10% к 2035 г. и реализация крупных проектов, включая «Серную программу 2.0» (300 млрд руб.), системы мониторинга СМП

Северный морской путь сокращает маршрут между Европой и Азией на 30–40% по сравнению с маршрутом через Суэц. Он демонстрировал рост грузопотока с 10,7 млн т в 2017 г. до 37,9 млн т в 2024 г.

Наименование проекта	Финансирование, млрд руб.	Количество новых рабочих мест, тыс. ед.	Регион АЗРФ
Реализация комплексного экологического проекта «Серная программа 2.0» (ПАО «ГМК «Норильский никель»)	300	0,5	Красноярский край
Создание системы государственного экологического мониторинга в акватории СМП	9,6	0,1	Акватория СМП
Реализация I этапа плана мероприятий по реабилитации АЗРФ от затопленной и затонувшей атомных подводных лодок К-27 и Б-159 с отработавшим ядерным топливом	2,9	-	Акватория СМП
Итого	312,5	0,6	

Таблица 3. Экологические проекты в Арктике: финансирование и рабочие места

Источник: составлено автором на основе [3]

(9,6 млрд руб.) и очищение акваторий от затонувших атомных подлодок (2,9 млрд руб.) (таблица 3).

Несмотря на многочисленные вызовы, Арктика постепенно становится лабораторией устойчивого природопользования. В регионе формируется система экологического мониторинга, внедряются углеродный учёт, «зелёная» сертификация и технологии замкнутого цикла, последовательно ликвидируется исторический ущерб и развиваются решения по улавливанию и нейтрализации CO₂. Однако внедрение адаптивных инженерных технологий – термосифонов, усиленных фундаментов, комплексных систем контроля температуры грунта – остаётся капиталоемким, что снижает экономическую привлекательность энергетических, промышленных и транспортных проектов.

Эколого-климатическая повестка Арктики становится ключевым элементом её устойчивого развития: она интегрирует вопросы безопасности инфраструктуры, охраны окружающей среды, модернизации промышленности и адаптации к долгосрочным климатическим трендам. Арктика подтверждает статус региона, где переплетаются глобальные климатические процессы, ресурсные интересы и передовые концепции устойчивого управления.

Выводы

Таким образом, энергетический комплекс Арктической зоны России находится в стадии динамичной трансформации, определяемой как огромным ресурсным потенциалом, так и комплексом внешних и внутренних вызовов. Сформировалась

многоуровневая архитектура отрасли, где масштабные проекты по добыче и сжижению газа выступают системообразующими инвестиционными и экспортными драйверами. Параллельно, для обеспечения устойчивости изолированных территорий и промышленных узлов, активно развиваются нишевые направления: атомная генерация малой мощности, гибридные энергокомплексы с ВИЭ и диверсификация логистики.

Экономическое влияние арктической энергетики носит мультипликативный характер, существенно опережая среднероссийские показатели по доле в ВРП, инвестициям в основной капитал и темпам их роста. Она формирует костяк грузопотока по СМП, стимулирует развитие портовой и ледокольной инфраструктуры, создаёт рабочие места и способствует технологическому импортозамещению в судостроении и энергетическом машиностроении.

Однако устойчивость этой модели подвергается серьёзным испытаниям. Ключевыми сдерживающими факторами остаются запредельные затраты и логистические риски, усиленные санкционным давлением, а также нарастающие экологические и климатические угрозы. Деграция многолетней (вечной) мерзлоты, загрязнение и уязвимость экосистем требуют масштабных адаптационных инвестиций и интеграции «зелёных» стандартов.

Реализуемая модель должна быть синхронизирована с целями Энергетической стратегии – 2050, направленной на укрепление технологического суверенитета, цифровую трансформацию ТЭК и обеспечение экологической безопасности. Достижение этих целей в Арктике, наряду с эффективным освоением ресурсов, позволит создать надёжный фундамент для национальной энергетической безопасности и снизить зависимость от внешних рисков.



Арктика

Источник: OndrejProsicky Burdin / depositphotos.com

Использованные источники

1. Принята стратегия развития Арктической зоны России до 2035 г. [Электронный ресурс] // ForumArctica. – URL: <https://forumarctica.ru/news/prinyata-strategiya-razvitiya-arkticheskoy-zony-rossii-do-2035-goda> (дата обращения: 11.02.2026).
2. Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2030 г. с прогнозом до 2036 г. : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февр. 2019 г. № 207-р [Электронный ресурс] / Правительство РФ, Мин-во экон. развития РФ. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/download/3b8e3a39329ce7949978d271195fdb6d/strategiya_prostranstvennogo_razvitiya_rf_na_period_do_2030_goda_s_prognozom_do_2036_goda.pdf (дата обращения: 11.02.2026).
3. Развитие Арктической зоны Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Москва, 2025. – URL: https://vostokgosplan.ru/wp-content/uploads/digest_arctic_2025.pdf (дата обращения: 08.04.2026).
4. «Ямал СПГ» [Электронный ресурс]: официальный сайт. – URL: <http://yamalng.ru> (дата обращения: 11.02.2026).
5. Все 15 газозовозов для «Ямал СПГ» [Электронный ресурс] // SeaNews. – 2019. – 11 дек. – URL: [ru/2019/12/11/ru-vse-15-gazovozov-dlja-jamal-spg/](https://seanews.ru/2019/12/11/ru-vse-15-gazovozov-dlja-jamal-spg/) (дата обращения: 08.04.2026).
6. Чижевский А. «НОВАТЭК» ввел в эксплуатацию 2-ю линию сжижения проекта «Арктик СПГ 2» [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. – URL: <https://neftegaz.ru/news/spg-szhizheniyu-prirodnyy-gaz/889183-novatek-vvel-v-ekspluatatsiyu-2-yu-liniyu-szhizheniya-proekta-arktisk-spg-2/> (дата обращения: 11.02.2026).
7. Ведомости: СПГ-завод «НОВАТЭКа» в Мурманске могут запустить позже плана [Электронный ресурс] // BCS-Express. – URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/vedomosti-spg-zavod-novateka-v-murmanske-mogut-zapustit-pozzhe-plana> (дата обращения: 08.04.2026).
8. Алифинова Е. В последний момент? Газпром отправил в Китай партию СПГ с КСПГ «Портовая» [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. – URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/879999-v-posledniy-moment-gazprom-otpravil-v-kitay-partiyu-spg-s-kspg-portovaya/> (дата обращения: 11.02.2026).
9. Как компании обеспечивают электроэнергией арктические проекты [Электронный ресурс] // Ведомости. – 2025. – 16 апр. – URL: https://www.vedomosti.ru/analytics/krupnyy_plan/articles/2025/04/15/1104624-kak-kompanii-obespechivayut-elektroenergiei-arkticheskie-proekti (дата обращения: 11.02.2026).
10. Михайлова Н. В., Мурадян Л. О., Папаратто Ф. Стратегия России в Арктике: энергетика, инфраструктура и безопасность // Гуманитарные науки. Вестник Финансового университета. – 2025. – Т. 15, № 4. – С. 36–41. – DOI: 10.26794/2226-7867-2025-15-4-36-41.
11. Митько А. В., Сидоров В. К. Перспективы ВИЭ в Арктике [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/624988-perspektivy-vie-v-arktike/> (дата обращения: 11.02.2026).
12. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 апр. 2025 г. № 908-р // Собрание законодательства РФ. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202504140013> (дата обращения: 11.02.2026).
13. Швец Н. Н., Травин Л. В., Басов Е. В., Филиппова А. В. Перспективы электрификации Арктической зоны РФ с применением электропередач постоянного тока высокого напряжения в контексте обеспечения энергетической безопасности // Экономика и предпринимательство. – 2022. DOI: 10.34925/EIP.2021.137.12.104 – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=48338488> (дата обращения: 11.02.2026).
14. Выход из изоляции: преимущества единой энергосистемы для развития Арктики и Севморпути [Электронный ресурс] // Kept.ru. – URL: <https://mustread.kept.ru/articles/industry/energetika/vykhod-iz-izolyatsii-preimushchestva-edinoy-energosisistemy-dlya-razvitiya-arktiki-i-sevmorputi/> (дата обращения: 11.02.2026).
15. Landrigan H., Imdie A., Pearson P. Permafrost Thaw Could Damage 30–50 % of Arctic Infrastructure by 2050 [Electronic resource] // International Cryosphere Climate Initiative. – URL: <https://iccinet.org/permafrost-thaw-could-damage-30-5-of-arctic-infrastructure-by-2-5-> (дата обращения: 11.02.2026).
16. Damage from permafrost thawing in Russian Arctic may top \$85B by 2–5 – [Electronic resource] // TACC. – URL: <https://tacc.com/society/16-3-> (дата обращения: 11.02.2026).
17. Permafrost thaw in Russia alone could cost more than \$8 billion in damaged infrastructure, report says [Electronic resource] // Arctic Portal. – URL: <https://arcticportal.org/ap-library/news/-8-permafrost-thaw-in-russia-alone-could-cost-more-than-billion-in-damaged-infrastructure-report-says> (дата обращения: 11.02.2026).
18. Hjort J., Streletskiy D., Doré G., Wu Q., Bjella K., Luoto M. Impacts of permafrost degradation on infrastructure [Electronic resource] // National Science Foundation. – URL: <https://par.nsf.gov/servlets/purl/> (дата обращения: 11.02.2026).

Геотермальные электростанции на Мутновском месторождении: состояние и перспективы развития

Geothermal power plants at the Mutnovsky field (Kamchatka): state and prospects of development

Григорий ТОМАРОВ
Профессор, д. т. н.,
гендиректор ООО «Геотерм-М»
E-mail: gr.tomarov@gmail.com

Grigory TOMAROV
Professor, Doctor of Technical Sciences,
CEO of Geotherm-M LLC
E-mail: gr.tomarov@gmail.com

Виталий БУТУЗОВ
Профессор, д. т. н., КубГАУ
E-mail: ets@nextmail.ru

Vitaly BUTUZOV
Professor, Doctor of Technical Sciences, KubGAU
E-mail: ets@nextmail.ru

Сепаратор для геотермальной электростанции

Источник: ru.pngtree.com



Аннотация. В настоящее время на Мутновском месторождении на полуострове Камчатка работают самые мощные и высокотехнологичные российские геотермальные электростанции: Мутновская ГеоЭС-1 (МГеоЭС-1) и Верхне-Мутновская ГеоЭС (В-МГеоЭС). Представлены особенности научно-технических разработок и основные технические характеристики геотермального оборудования для МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС, которые до сих пор по ряду показателей превосходят мировые аналоги. Рассмотрены характеристики геотермального теплоносителя и особенности ресурсной базы Мутновского месторождения для сооружения новых геотермальных электростанций. Учитывая наличие значительных прогнозных ресурсов Мутновского месторождения и созданную инфраструктуру при строительстве МГеоЭС-1, обоснованы технические возможности сооружения новых МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3, которые позволят довести суммарную установленную мощность геотермальной электрогенерации на Мутновском месторождении до 200 МВт и более. Рассмотрены возможности использования отечественных разработок и оборудования при сооружении МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3. *Ключевые слова:* геотермальные электрические станции (ГеоЭС), Мутновское геотермальное месторождение, прямой и обратный энергоциклы, резервы энергопотенциала Мутновской ГеоЭС и перспективы расширения.

Abstract. Currently, the most powerful and high-tech Russian geothermal power plants are operating at the Mutnovsky field (Kamchatka): Mutnovskaya geothermal power Plant-1 (MGEPP-1) and Verkhne-Mutnovskaya geothermal power Plant (V-MGEPP). The article presents the features of scientific and technical developments and the main technical characteristics of geothermal equipment for MGeoES-1 and V-MGeoES, which still surpass their global counterparts in a number of indicators. The characteristics of the geothermal coolant and the features of the Mutnovsky field resource base for the construction of new geothermal power plants are considered. Taking into account the presence of significant forecast resources of the Mutnovsky field and the infrastructure created during the construction of MGeoES-1, the technical possibilities of constructing new MGeoES-2 and MGeoES-3 have been substantiated, bringing the total installed capacity of geothermal power generation at the Mutnovsky field to 200 MW or more. The possibilities of using domestic developments and equipment in the construction of MGeoES-2 and MGeoES-3 are considered. *Keywords:* geothermal power plants (GEOP), Mutnovsky geothermal field, direct and reverse energy cycles, reserves of energy potential of Mutnovskaya GEOP and prospects for expansion.

Введение

По данным Всемирной геотермальной ассоциации (WGA), установленная мощность ГеоЭС России в 2023 г. составила 81,9 МВт с выработкой электроэнергии 122 ГВт·ч/год. Самыми мощными и экономичными станциями являются Верхне-Мутновская ГеоЭС (В-МГеоЭС) и Мутновская ГеоЭС-1 (МГеоЭС), построенные на Камчатке. Действующая с 2002 г. МГеоЭС-1 является флагманом отечественной геотермальной энергетики. Ряд отечественных разработок и энергетическое оборудование для МГеоЭС-1 имеют показатели, по ряду характеристик превосходящие или соответствующие аналогам ведущих мировых производителей [1, 2].

К таким следует отнести горизонтальные сепараторы, работающие на новых физических принципах, ранее не применяемых в геотермальной энергетике, с использованием механизма гравитационного осаждения капельной влаги, что обеспечило рекордно низкую степень влажности пара (менее 0,05%) перед турбиной. Турбоустановки ПАО «КТЗ» с двухпоточными турбинами мощностью 25 МВт обладают лучшими в своем классе показателями эффективности преобразования тепловой энергии геотермального теплоносителя в электроэнергию.

В технологической схеме МГеоЭС-1 впервые в отечественной практике применены смешивающие конденсаторы, изготовленные из коррозионностойкого



Долина гейзеров на Камчатке

Источник: muha04 / depositphotos.com

биметалла. Высокую антикоррозионную защиту также обеспечило применение секционной вентиляторной испарительной градирни, где несущие и ограждающие конструкции изготовлены из стеклопластика. За фундаментальные исследования в области геотермальной энергетики и создание на их основе геотермальных электрических станций (в том числе МГеоЭС-1) в 2003 г. коллективу разработчиков была присуждена Госпремия РФ в области науки и техники [1].

Более 20 лет МГеоЭС-1 демонстрирует надежную работу, обеспечивая до 25% от суммарного потребления электроэнергии в изолированном энергоузле Петропавловска-Камчатского, что свидетельствует о правильности принятых технико-технологических решениях при ее проектировании. В то же время, развитие современных геотермальных энерготехнологий и наличие значительных запасов геотермальных ресурсов могут обеспечить повышение эффективности использования геотермального теплоносителя МГеоЭС-1 и сооружение новых ГеоЭС на Мутновском месторождении.

Эксплуатация МГеоЭС-1 показала наличие значительных резервов теплового потенциала, не используемых в производ-

стве электроэнергии сепарата и конденсата с температурой 150–170 °С, позволяющих повысить ее установленную мощность без бурения дополнительных скважин. Это можно реализовать путем их утилизации в комбинированной энергоустановке с бинарным циклом. Более масштабными являются проекты по сооружению новых МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3 с доведением суммарной установленной мощности всех геотермальных электростанций на Мутновском месторождении до 200 МВт и более. Реализация этих проектов позволит обеспечить на долгосрочную перспективу дешевой и экологически чистой электроэнергией развитие Камчатки.

Ресурсная база Мутновского геотермального месторождения

В соответствии с результатами исследований Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН (Петропавловск-Камчатский) прогнозные запасы Мутновского геотермального месторождения оценены до 300 МВт электрической мощности [3]. Мутновское месторождение парогидротерм расположено в Елизовском

районе Камчатского края, в 70 км (по прямой) к юго-западу от г. Петропавловска-Камчатского, к северу от Мутновского вулкана. Максимальные значения глубинного теплового потока измерены на уже освоенном Дачном участке (777 мВт/м²) и Вулканном (2120 мВт/м²). Источником тепла Мутновского месторождения является магматический очаг на глубине более 4–5 км [4]. Геотермальный теплоноситель для действующих МГеоЭС и В-МГеоЭС подается от 15–20 скважин Мутновского месторождения, которые эксплуатируются фонтанным способом парлифта.

Считается, что зона высоких значений теплового потока простирается в северо-восточном и южном направлениях месторождения, где расположены В-МГеоЭС и МГеоЭС. На рис. 1 представлена схема расположения геотермальных скважин в районе площадки МГеоЭС [5]. Здесь продуктивные зоны геотермального резервуара находятся на глубине 800–2200 м. При этом температура пароводяной смеси из производительных скважин глубиной более 1000–2200 м может достигать 240–300 °С, а давление на устье составляет порядка 0,7–0,95 МПа. Эксплуатационные скважины имеют дебиты пароводяной смеси от 15 до 60 кг/с, включая 3–15 кг/с паровой фазы.

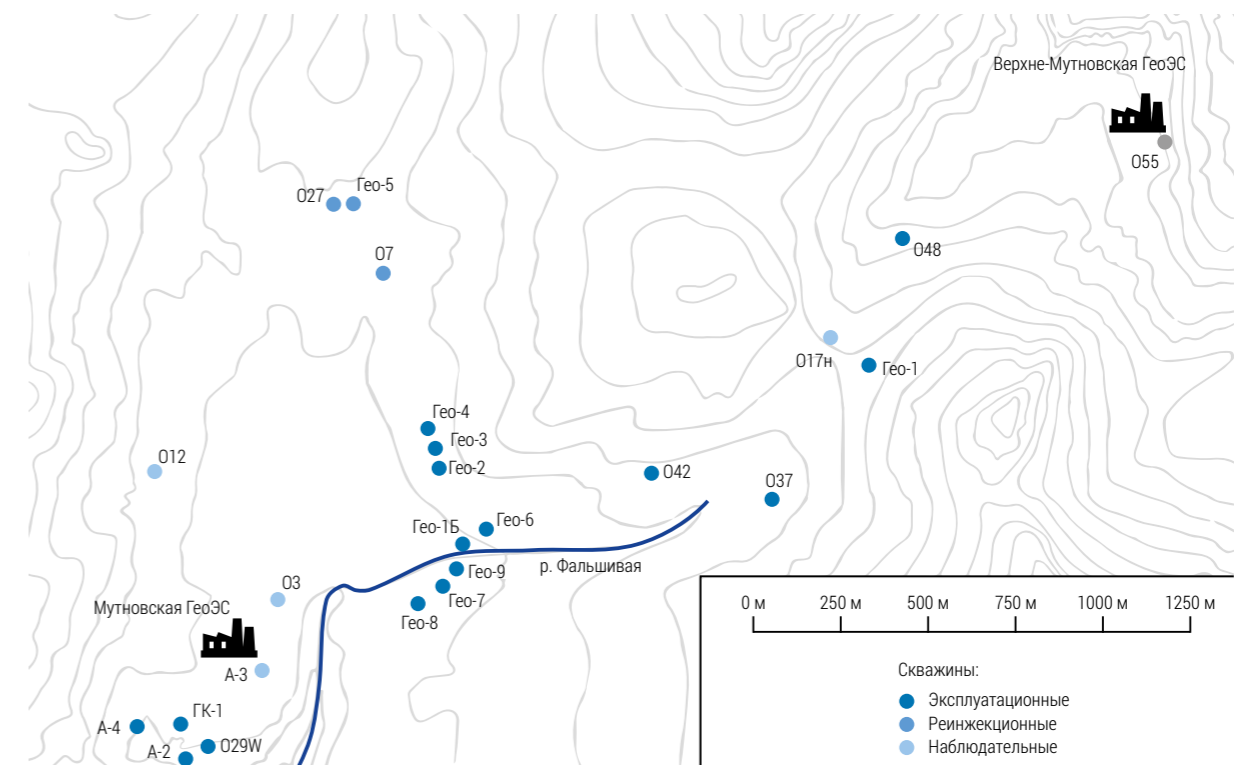
Результаты мониторинга свидетельствуют о том, что средние значения режимных параметров геотермального теплоносителя по Мутновскому месторождению составляют:

- давление на устье – 0,7 МПа;
- энтальпия – 1234 кДж/кг;
- паросодержание – 26%.

Химический состав геотермальных вод в резервуаре характеризуется нейтральной или слабо щелочной реакцией, а также хлоридно-натриевым и сульфатно-хлоридным натриевым составом с минерализацией 1–2,5 г/л. Кроме того, в их составе имеется кремниевая кислота с концентрацией 450–650 мг/л и хлориды с содержанием 400–1000 мг/л. В 2017 г. запасы пароводяной смеси Мутновского месторождения были утверждены сроком на 10 лет по категориям В+С₁+С₂ в количестве 946 кг/с, из них 226 кг/с пара.

Потребность в паре для двух новых геотермальных электростанций суммарной мощностью около 100 МВт, принимая расход пара на один МВт 1,8 кг/с, составит около 180 кг/с. Если ориентироваться на теплоэнергетические показатели, используемые при подсчете эксплуатационных запасов, которые обеспечивают работу МГеоЭС и В-МГеоЭС, а также

Рис. 1. Схема расположения геотермальных скважин на Мутновском месторождении



усредненные характеристики добычных скважин, то для получения указанного количества пара потребуется около 800 кг/с ПВС со средней энтальпией порядка 1200 кДж/кг и паросодержанием не менее 23% при рабочем давлении на устье до 0,8 МПа.

С учетом так называемого «коэффициента удачи» при бурении, который принимается равным 0,8 на основе практики работ, проведенных на Мутновском месторождении, для вывода на поверхность требуемого количества пароводяной смеси необходимо иметь ориентировочно не менее 20 скважин. Дебит одной скважины по аналогии с существующими добычными принимаем равным 12 кг/с пара (или 52 кг/с пароводяной смеси). В соответствии с результатами бурения разведочных скважин можно ожидать, что глубина эксплуатационных скважин будет достигать 1500–2000 м.

Основные технические характеристики и особенности оборудования МГеоЭС-1

Многолетняя эксплуатация МГеоЭС-1 подтвердила ряд важных ее технико-экономических и экологических преимуществ

[6, 7]. Так, экологическая чистота работы станции обеспечивается закачкой отработавшего геотермального теплоносителя обратно в пласт без контакта с внешней средой. В отличие от других энерготехнологий на основе возобновляемых источников (в том числе с использованием энергии солнца, ветра и др.), на производство электроэнергии на МГеоЭС-1 не влияют климатические условия. Практика показала высокий коэффициент использования установленной мощности МГеоЭС-1, который превышает 0,7, а в базовом режиме может достигать 0,9. МГеоЭС-1 производит самую дешевую электроэнергию в центральном энергоузле Камчатки. Все это свидетельствует о привлекательности геотермальной электрогенерации в данном регионе.

Результаты фундаментальных научных исследований и разработок [8] позволили реализовать уникальные технологические и технические решения при проектировании и создании оборудования МГеоЭС-1. Впервые в мировой практике были разработаны и применены высокоэффективные горизонтальные сепараторы для двухступенчатого удаления жидкой фазы из геотермальной пароводяной смеси с использованием гравитационного осаждения влаги (рис. 2). Это обеспечило рекордно

Рис. 2. Гравитационные горизонтальные сепараторы на энергоблоке МГеоЭС-1



Рис. 3. Машинный зал с турбинами мощностью 25 МВт МГеоЭС-1

низкую степень влажности пара перед турбиной (не более 0,05%).

Результаты исследования двухфазных влажно-паровых потоков [9] были востребованы при создании высокоэкономичной двухпоточной геотермальной паровой турбины АО «КТЗ» мощностью 25 МВт с эффективной системой внутриканальной сепарации влаги и уникальной ступенчатой сепарацией в проточной части турбины (см. рис. 5). В результате удалось вывести из проточной части до 80% жидкой фазы и увеличить КПД турбины примерно на 2%. Научно обоснованный выбор эрозийно-коррозионностойких материалов для изготовления оборудования турбоустановки [10], применение системы защиты от стояночной коррозии и внедрение других разработок обеспечили высокую надежность оборудования МГеоЭС-1.

Эти и другие инновационные технические решения позволили достичь наилучших в своем классе технико-экономических показателей турбоустановок МГеоЭС-1, в том числе самого низкого значения удельного расхода пара равного 6,89 кг/кВт·ч [1]. Основные технические характеристики турбин мощностью 25 МВт для МГеоЭС-1 показаны в таблице 1.

В технологической схеме МГеоЭС-1 применены смешивающие конденсаторы, изготовленные из специального биметалла, что обеспечило защиту от коррозионно-агрессивного геотермального пара с относительно высоким содержанием неконденсирующихся газов CO_2 и H_2S . Использование стеклопластика обеспечило высокую антикоррозионную защиту несущих и ограждающих конструкций 4-секционной вентиляционной испарительной градирни.

Таблица 1. Основные технические характеристики турбины АО «КТЗ» мощностью 25 МВт для МГеоЭС-1

Тип турбины	K-25–06-Geo
Номинальная электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	25
Номинальные расчетные параметры пара:	
давление пара перед турбиной, МПа	0,62
степень сухости пара перед турбиной	0,9998
содержание в паре неконденсирующихся газов (по массе), %	0,4
давление пара в конденсаторе, кПа	5
Расход пара на турбоустановку при номинальных параметрах, кг/с	44,5



Паровая турбина

Источник: energy-management.ru

Многолетний опыт эксплуатации МГеоЭС-1 подтвердил правильность принятых проектных решений, и в настоящее время станция производит до 25% электроэнергии центрального энергоузла Камчатки.

Увеличение установленной мощности МГеоЭС-1 на основе использования тепла сбросного обработавшего теплоносителя

Актуальность данного проекта обусловлена тем, что в технологическом контуре производства электроэнергии МГеоЭС-1 используется только паровая фаза поставляемого геотермального теплоносителя. Значительное количество сепарата (более 1000 т/ч) с температурой 150–170 °С, получаемого в результате фазового разделения пароводяной смеси из продуктивных скважин, закачивается обратно в георезервуар. При этом за счет использования тепла сбросного сепарата можно увеличить установленную мощность МГеоЭС-1 без бурения дополнительных скважин.

Достижение этой цели технически возможно на основе сооружения на МГеоЭС-1 утилизационного двухконтурного ком-

плекса с паровым и бинарным циклами. Оценки показывают, что для обеспечения требуемого количества вторичного пара и сепарата на паровые и бинарные турбины соответственно можно рассмотреть дополнительно использование некондиционных скважин, которые не пригодны для турбин МГеоЭС-1 мощностью 25 МВт из-за низкого давления. В результате для энергоблоков утилизационного комплекса может быть задействован геотермальный теплоноситель от трех источников:

- сбросной сепарат из технологической схемы МГеоЭС-1 с параметрами $G_c = 179$ кг/с, $p = 0,7$ МПа, $t = 150$ °С;
- сепарат из предвключенного сепаратора перед МГеоЭС-1 с параметрами $G_c = 93$ кг/с, $p = 0,7$ МПа, $t = 170$ °С;
- теплоноситель от некондиционных скважин с ориентировочными параметрами пароводяной смеси $G_{пвс} = 17$ кг/с, $p = 0,5$ МПа, $t = 150$ °С.

Расчеты показывают, что эти ресурсы геотермального теплоносителя позволяют при давлении в расширителе около 0,2 МПа получить около 22 кг/с вторичного пара для двух паровых турбин. По некоторым наблюдениям можно ожидать, что при длительной эксплуатации производительных скважин будет расти степень

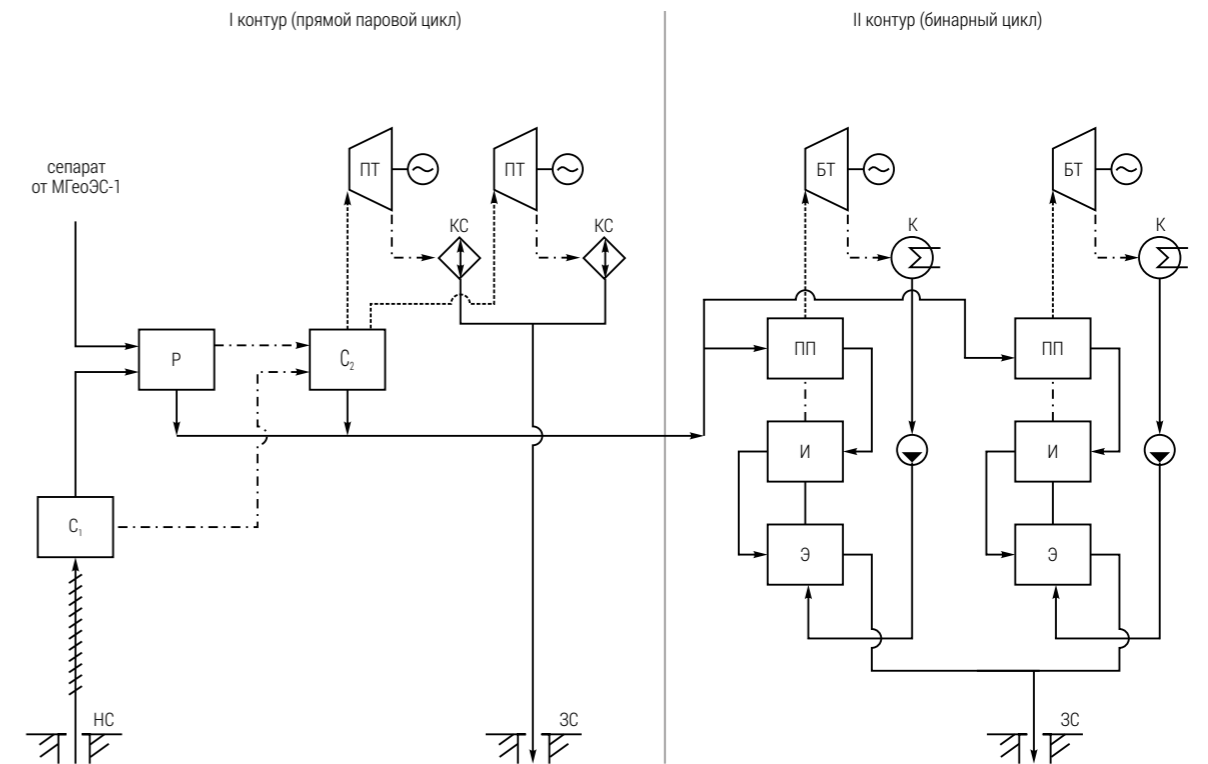
влажности пара, т. е. увеличиваться доля жидкой фазы в виде сбросного сепарата и вторичного пара МГеоЭС-1.

На рис. 4 показана принципиальная тепловая схема энергетической утилизационной установки МГеоЭС-1 мощностью 13–16 МВт в зависимости от использования бинарных энергоблоков различной единичной мощности. Первый контур представляет собой прямой паровой цикл общей мощностью 8 МВт, который включает расширитель, сепаратор на линии трубопровода от некондиционных скважин, вторичный сепаратор перед паровыми турбинами. Преобразование тепловой энергии вторичного пара в электроэнергию в первом контуре осуществляется двумя паровыми турбинами мощностью 4 МВт каждая с воздушными конденсационными установками. Поскольку в России на ПАО «КТЗ» освоено производство геотермальных паровых турбин мощностью 4 МВт, которые установлены на В-МГеоЭС, целесообразно рассмотреть их использование в этом проекте.

Мощность ГеоЭС России составила 81,9 МВт с выработкой электроэнергии 122 ГВт·ч/год. Самыми мощными и экономичными станциями являются Верхне-Мутновская ГеоЭС и Мутновская ГеоЭС-1

Первичным источником энергии для второго контура с бинарным циклом является тепло сепарата с температурой 120 °С, поступающего из расширителя и вторичного сепаратора. Второй контур может включать два бинарных энергоблока мощностью до 2,5–4 МВт каждый. Требуется отдельное рассмотрение целесообразности использования разработанного отечественного бинарного энергоблока

Рис. 4. Принципиальная тепловая схема энергоустановки комбинированного цикла мощностью для утилизации тепла сбросного геотермального теплоносителя Мутновской ГеоЭС-1



ПТ – паровая турбина; БТ – бинарная турбина; С1 – сепаратор пароводяной смеси от некондиционной скважины; Р – расширитель; С2 – вторичный сепаратор перед паровыми турбинами; ПП – пароперегреватель; И – испаритель; Э – экономайзер; КС – конденсатор смешивающий; К – конденсационная установка; НС – некондиционная скважина; ЗС – закачная скважина

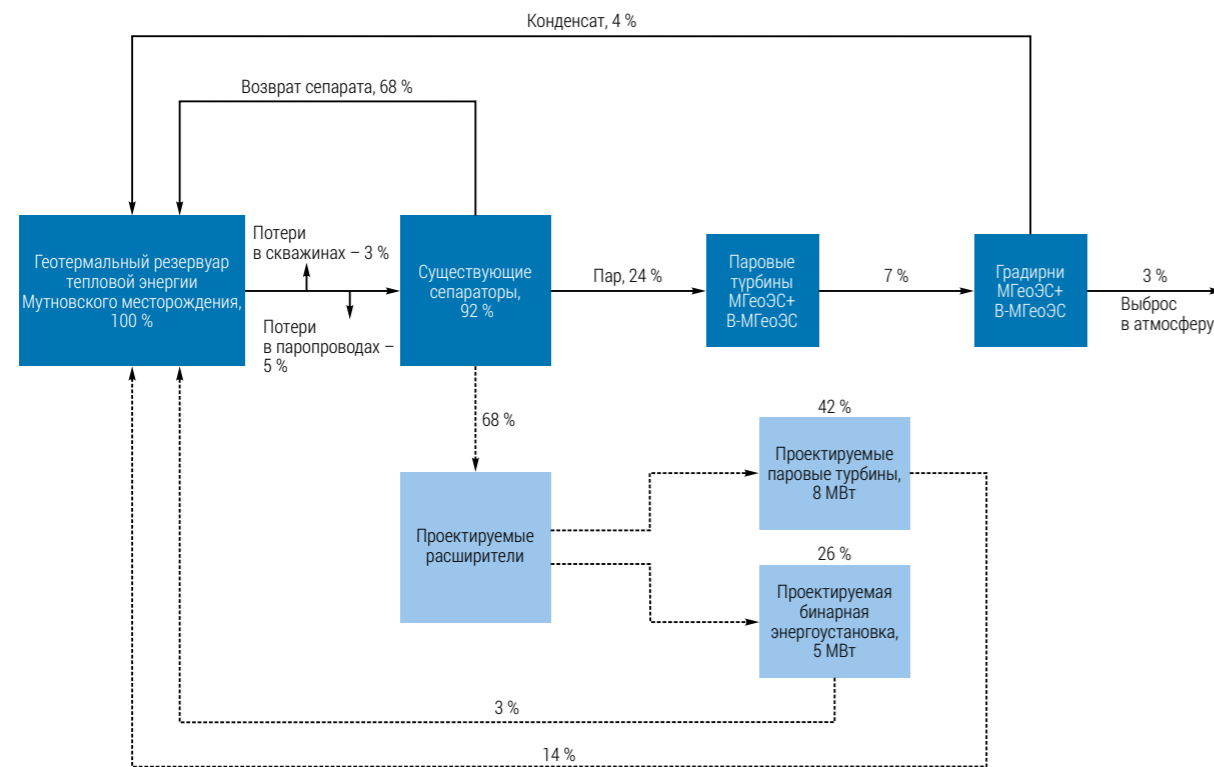
Действующая с 2002 г. МГеоЭС-1 является флагманом отечественной геотермальной энергетики. Ряд разработок для нее имеют показатели, по ряду характеристик превосходящие иностранные аналоги

мощностью 2,5 МВт [11] или зарубежного аналога мощностью до 4 МВт.

Бинарный энергоблок включает турбину на низкокипящем органическом рабочем теле, а также экономайзер, испаритель и пароперегреватель. Для охлаждения отработавшего в турбине пара применяются вентиляторные градирни испарительного типа. В качестве рабочего тела в бинарном цикле используется низкокипящий органический теплоноситель. Суммарная мощность утилизационной энергоустановки может составить 13–16 МВт.

На рис. 5 представлено распределение суммарного теплового потенциала исходного геотермального теплоносителя на МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС с учетом проекта по расширению МГеоЭС-1 утилизационной двухконтурной энергоустановкой (мощностью 13 МВт). Пунктиром обозначены основные объекты проектируемой утилизационной двухконтурной энергоустановки с паровыми и бинарными турбинами. Предполагается, что геотермальный теплоноситель линии возврата сепарата в георезервуар (68% от суммарного теплового потенциала исходного геотермального теплоносителя на МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС) будет использоваться в утилизационной энергоустановке. В расширителе испаряется часть сепарата и образуется пар, тепло которого (42%) используется в паровой турбине утилизационной энергоустановки. Тепло жидкой фазы после расширителя (26%) используется в бинарной турбине второго контура. Таким образом, применение утилизационной двухконтурной энергоустановки с паровыми и бинарными турбинами позволяет получить дополнительную мощность более 13 МВт без бурения новых производительных скважин.

Рис. 5. Распределение теплового потенциала исходного геотермального теплоносителя на МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС при расширении МГеоЭС-1 утилизационной двухконтурной энергоустановкой (мощностью 13 МВт)



Мутновские ГеоЭС

Источник: *interfax-russia.ru*

Сооружение новых геотермальных электростанций на Мутновском месторождении

Прогнозные ресурсы Мутновского месторождения позволяют получить не менее 300 МВт электрической мощности. Имеющийся научно-технический задел и опыт эксплуатации геотермальных энергоблоков МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС [12] позволяют рассматривать технические возможности сооружения новых ГеоЭС, чтобы довести суммарную установленную мощность геотермальных электростанций на Мутновском месторождении в ближайшие годы до 200 МВт.

МГеоЭС-1 является базовой электростанцией, имеющей закрытое высоковольтное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ-220 кВ), на которое можно принимать электроэнергию от новых геотермальных электростанций на Мутновском месторождении. Электроэнергия от КРУЭ-220 кВ передается в энергосистему АО «Камчатскэнерго» по имеющейся ЛЭП-220 кВ «Мутновская ГеоЭС – подстанция «Авача» длиной 77 км.

Проектом сооружения МГеоЭС-1 была предусмотрена возможность дальнейшего расширения КРУЭ-220 кВ для приема от новых ГеоЭС на Мутновском месторождении, и передачи в энергосистему до 300 МВт электрической мощности [2].

Опыт эксплуатации МГеоЭС-1 показал, что зимой возможны отключения ЛЭП по причине коротких замыканий из-за гололедообразования и схода снежных лавин с горных склонов по маршруту ВЛ-220 кВ. Поэтому с целью повышения надежности работы новых ГеоЭС целесообразно предусмотреть строительство второй ЛЭП с защитой от снежных лавин.

Важным является вопрос оптимального выбора единичной мощности энергоблоков новых ГеоЭС, поскольку от этого в значительной степени зависит формирование технологической схемы и определение состава энергетического оборудования. По предварительным оценкам целесообразно строительство новых ГеоЭС суммарной мощностью около 100 МВт без учета сооружения энергоустановок с бинарным циклом для утилизации тепла сбросного геотермального теплоносителя. В мире освоено производство геотермальных энергоблоков с паровыми турбинами мощностью 20, 25 и 50 МВт. Поэтому прак-

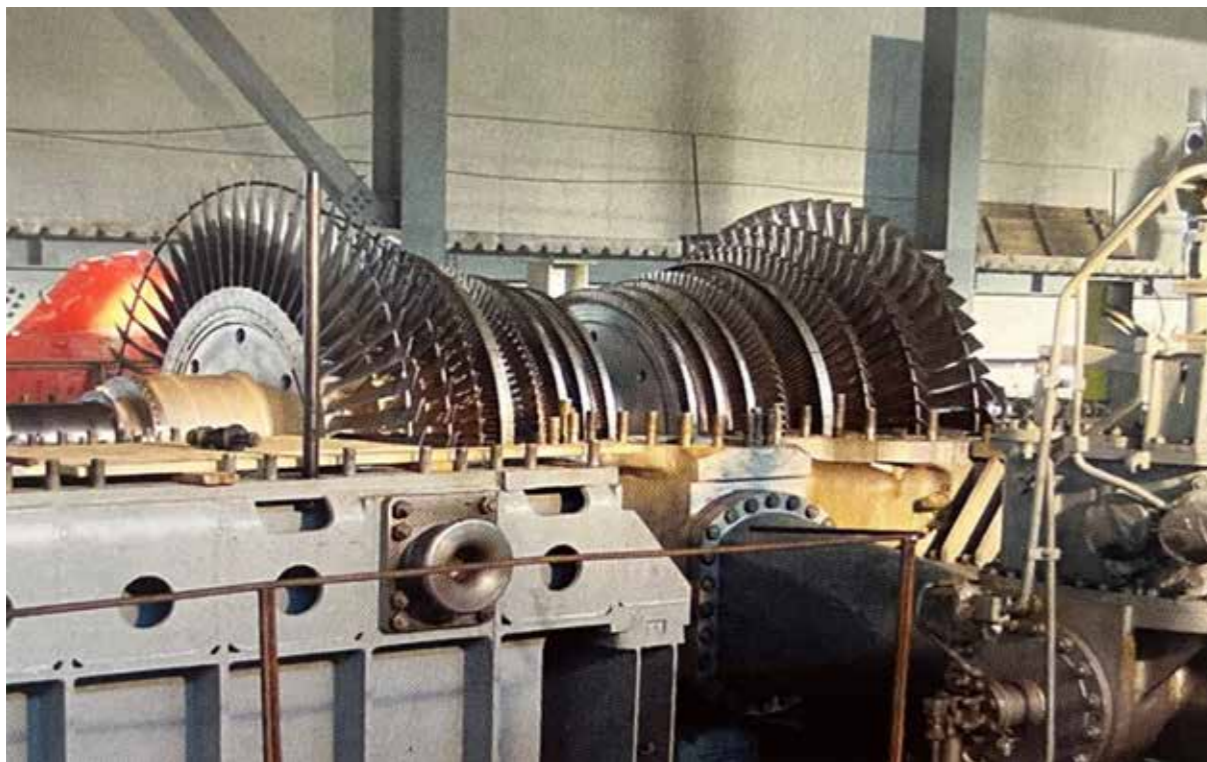


Рис. 6. Паровая одноцилиндровая двухпоточная турбина ПАО «КТЗ» мощностью 25 МВт изготовлена для МГеоЭС-1

тически возможны следующие варианты комплектации этих ГеоЭС энергоблоками: 2×50 МВт; 4×25 МВт; 5×20 МВт.

Вариант использования на новых ГеоЭС энергоблоков относительно большой мощности (50 МВт) обладает определенными преимуществами, которые связаны прежде всего с уменьшением затрат на строительство и повышением эффективности (КПД) электростанции при всех прочих равных условиях. В то же время при внезапном отключении энергоблока мощностью 50 МВт могут быть крайне негативные последствия для энергосистемы Камчатки, учитывая ее изолированность

Развитие современных геотермальных энерготехнологий и наличие значительных запасов геотермальных ресурсов могут обеспечить сооружение новых ГеоЭС на Мутновском месторождении

и фактически отсутствие достаточных для такой ситуации резервных мощностей. Необходимо также принимать во внимание, что турбогенератор такой мощности и другое энергетическое оборудование имеют значительный вес и габариты, что может создать дополнительные трудности и затраты на их транспортировку на площадку строительства в условиях крайне сложного рельефа района.

Учитывая сложившуюся ситуацию в мире и наметившуюся в стране стратегию по продвижению отечественных импортозамещающих технологий и оборудования, принятие решения о типе и мощности энергоблоков должно выполняться с учетом того, что российские энергомашиностроительные предприятия освоили производство геотермального оборудования энергоблоков мощностью до 25 МВт. При этом следует отметить положительный опыт сооружения и эксплуатации этих энергоблоков на МГеоЭС-1 мощностью 25 МВт в крайне сложных климатических условиях.

Необходимо также подчеркнуть, что энергоблоки МГеоЭС-1 обладают наилучшими в своем классе показателями по КПД и удельному расходу пара на выработку электроэнергии. Исходя из вы-

шеизложенного, можно утверждать, что предпочтительным является вариант создания новых ГеоЭС с использованием энергоблоков мощностью 25 МВт с турбоустановками производства ПАО «КТЗ».

Таким образом, освоение ресурсов Мутновского месторождения возможно строительством двух ГеоЭС суммарной мощностью 100 МВт. Предлагается их расположить на отдельно стоящих площадках на Южном блоке Дачного участка и на Восточном блоке Мутновского месторождения, которые отличаются наиболее высокими значениями температуры геотермального теплоносителя. Целесообразность строительства двух отдельных МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3, каждая из которых установленной мощностью 50 МВт, диктуется в том числе сложностями сбора на одной площадке необходимого количества геотермального теплоносителя требуемой кондиции.

При строительстве МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3 возможно использование незадействованных эксплуатационных запасов геотермального тепла и необходимость бурения новых нескольких скважин в соответствии с прогнозными запасами геотермального тепла на Мутновском месторождении. Реализация проектов сооружения МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3 предполагает выполнение практически идентичных по сути

Эксплуатация МГеоЭС-1 показала наличие значительных резервов теплового потенциала, не используемых в производстве электроэнергии сепарата и конденсата с температурой 150–170 °С

и одинаковых по объему работ с использованием аналогичного энергетического оборудования, которое уже успешно себя зарекомендовало на Мутновской ГеоЭС-1.

Следует отметить, что в случае успешной реализации проекта по расширению МГеоЭС-1 комбинированной энергоустановкой с паровым и бинарным циклом мощностью 13–16 МВт, следует рассмотреть их тиражирование после сооружения МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3. По некоторым оценкам, строительство только МГеоЭС-2 мощностью 50 МВт может снизить полезный отпуск электроэнергии Камчатских ТЭЦ на более чем 350 млн кВт·ч/год, что позволит экономить на поставках СПГ около 100 млн м³ природного газа ежегодно.

Мутновская ГеоЭС

Источник: «Русгидро»



Стратегия развития геотермальной электрогенерации на Мутновском месторождении

Исходя из вышеизложенного, предлагается рассмотреть следующий вариант стратегии освоения геотермальных ресурсов Мутновского месторождения для производства электроэнергии. На первом этапе целесообразно реализовать проект по увеличению установленной мощности МГеоЭС-1 путем утилизации тепла сбросного геотермального теплоносителя с использованием комбинированного цикла, включая две паровые турбины по 4 МВт на вторичном паре и две бинарные турбины по 2,5–4 МВт на низкокипящем органическом рабочем теле. Данный проект на сегодня является наиболее подготовленным к реализации, поскольку освоено производство отечественного основного геотермального энергетического оборудования и не требуется выполнения дорогих мероприятий по бурению дополнительных скважин (есть необходимый источник тепла). Кроме того, имеется соответствующая инфраструктура в районе МГеоЭС-1, что

крайне важно, учитывая сложные климатические условия и труднодоступность площадки строительства (рис. 1). Практическая значимость проекта заключается в отработке отечественных бинарных энерготехнологий на основе использования низкокипящих органических веществ, которые широко применяются за рубежом на ГеоЭС, а также для утилизации тепла производственных низкотемпературных сбросов.

Второй этап может заключаться в сооружении на отдельной площадке МГеоЭС-2 мощностью 50 МВт, включая два энергоблока по 25 МВт каждый. Осуществление этого проекта и последующих возможно после выполнения соответствующих гидрогеофизических изысканий, бурения необходимого дополнительного количества скважин и соответствующей защиты эксплуатационных запасов геотермального теплоносителя в установленном порядке.

В качестве перспективного варианта третьего этапа может быть реализация проекта по увеличению на 13–16 МВт установленной мощности вновь построенной МГеоЭС-2 путем утилизации тепла сбросного геотермального теплоносителя с использованием комбинированного цикла. Это обусловлено наличием к этому

Освоение ресурсов Мутновского месторождения возможно строительством двух ГеоЭС суммарной мощностью 100 МВт, расположенных на Дачном участке и на Восточном блоке Мутновского месторождения

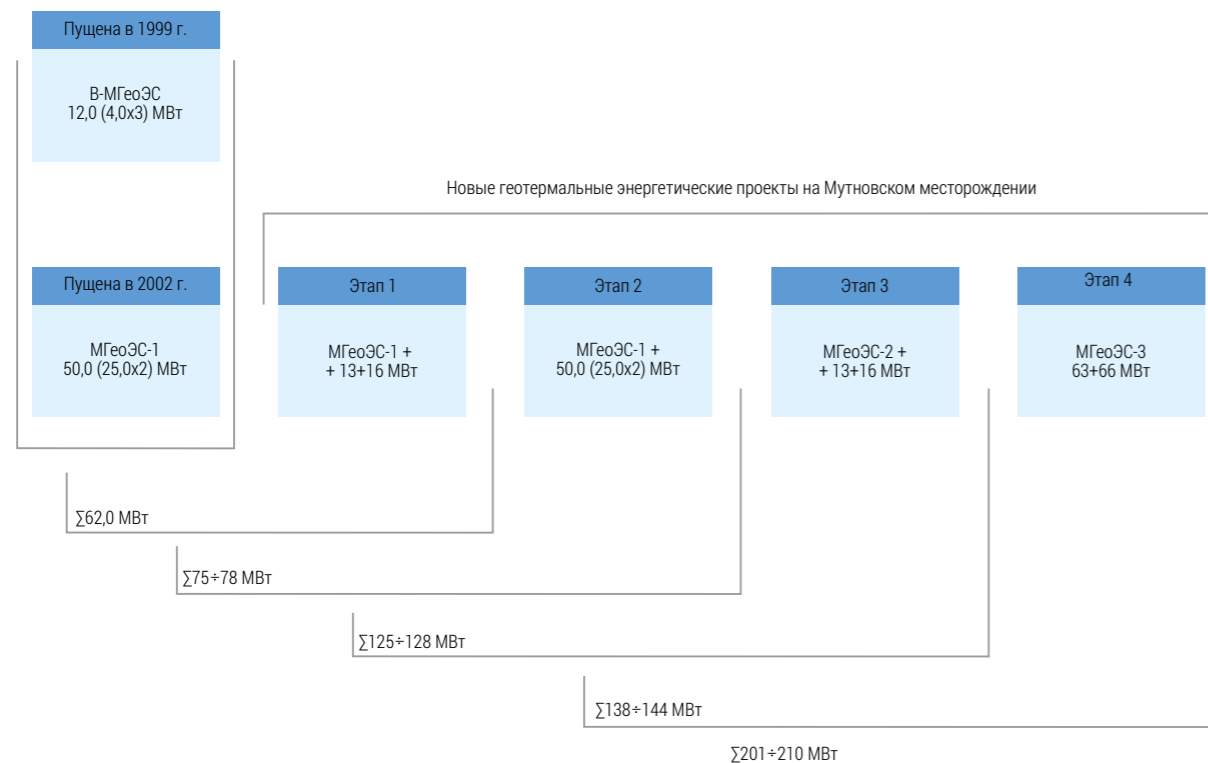
времени успешного опыта, полученного при создании и эксплуатации аналогичного утилизационного энергоблока на МГеоЭС-1, который будет использован при осуществлении этого проекта.

В рамках выполнения четвертого этапа предполагается сооружение МГеоЭС-3 установленной мощностью 63–66 МВт, включая два энергоблока по 25 МВт каждый и два энергоблока комбинированного цикла суммарной мощностью 13–16 МВт. Рассмотренные технические возможности и вариант стратегии поэтапного сооружения новых ГеоЭС на Мутновском месторождении могут быть использованы при обосновании технико-технологических решений и подготовке инвестиционных геотермальных проектов развития энергоузла Петропавловска-Камчатского.

Выводы

1. Анализ ресурсной базы Мутновского месторождения позволяет рассчитывать на увеличение электрогенерирующих мощностей ГеоЭС с 62 до 200 МВт и более.
2. Рассмотрены технологические принципы и состав основного оборудования по проекту увеличения установленной мощности на 13–16 МВт действующей Мутновской ГеоЭС-1 на основе утилизации тепла сбросного сепарата в энергетической установке парового и бинарного циклов без бурения дополнительных дорогостоящих скважин.
3. Обоснованы технико-технологические возможности сооружения новых МГеоЭС-2 и МГеоЭС-3 суммарной установленной мощностью более 100 МВт с указанием перспективных площадок строительства ГеоЭС в зонах максимальных температур геотермального поля.
4. Предложены концепция и вариант стратегии поэтапного сооружения новых ГеоЭС с доведением суммарной мощности геотермальных электростанций на Мутновском месторождении до 200 МВт и более.

Рис. 7. Поэтапное развитие геотермальной электрогенерации на Мутновском месторождении (Камчатка)



Использованные источники

1. Геотермальная энергетика: справочно-методическое издание / Г. В. Томаров, А. И. Никольский, В. Н. Семёнов, А. А. Шипков; под ред. П. П. Безруких. – М.: Интехэнерго – Издат, Теплоэнергетик, 2015. – 304 с.
2. Бритвин О. В., Поваров О. А., Клочков Е. Ф., Томаров Г. В. и др. Мутновский геотермальный энергетический комплекс на Камчатке // Теплоэнергетика. – 2001. – № 2. – С. 18–25.
3. Кирюхин А. В., Сугробов В. М. Геотермальные ресурсы Камчатки и ближайшие перспективы их освоения // Вулканология и сейсмология. – 2019. – № 6. – С. 50–65.
4. Нурмухамедов А. Г., Чернев И. И., Алексеев Д. А., Яковлев А. Г. Трёхмерная геоэлектрическая модель Мутновского месторождения парогидротерм // Вулканология и сейсмология. – 2021. – № 1. – С. 40–56.
5. Спектор С. В., Чернев И. И., Красников Р. В. Мутновское месторождение парогидротерм: анализ результатов многолетней эксплуатации // Разведка и охрана недр. – 2025. – № 2.
6. Бутузов В. А., Томаров Г. В. Российская геотермальная электроэнергетика: состояние и перспективы развития // Теплоэнергетика. – 2023. – № 4. – С. 23–32.
7. Томаров Г. В., Шипков А. А. Краткий обзор современного состояния и тенденций развития геотермальной энергетики // Теплоэнергетика. – 2023. – № 2. – С. 37–46.
8. Поваров О. А., Томаров Г. В., Никольский А. И., Семёнов В. Н. Фундаментальные исследования в области геотермальной энергетики // Теплоэнергетика. – 2005. – № 1.
9. Поваров О. А., Лукашенко Ю. Л. Турбины и сепараторы для геотермальных электростанций // Теплоэнергетика. – 1997. – № 1. – С. 41–47.
10. Томаров Г. В. Физико-химические процессы и закономерности эрозии-коррозии металла энергетического оборудования в двухфазном потоке // Теплоэнергетика. – 2001. – № 9. – С. 59–67.
11. Томаров Г. В., Никольский А. И., Семёнов В. Н., Шипков А. А. Повышение эффективности использования геотермальных ресурсов на основе применения комбинированного энергоблока с бинарной установкой на сбросном сепарате Мутновской ГеоЭС // Теплоэнергетика. – 2016. – № 5.
12. Томаров Г. В. Разработка геотермального оборудования и сооружение Верхне-Мутновской и Мутновской геотермальных электростанций // Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 32–40.

Редакционная этика журнала

Редакция журнала «Энергетическая политика» стремится соответствовать самым высоким международным требованиям публикационной этики, которые распространяются на деятельность всех участников процесса публикации: редакторов, авторов и рецензентов.

Редакция журнала следует этическим стандартам международного Комитета публикационной этики (COPE). Они включают непредвзятость к материалам и авторам статей, обеспечение понятного и прозрачного процесса рецензирования, нераспространения неопубликованных материалов, сокрытие личных данных авторов и рецензентов при рецензировании. Редакционная коллегия признает и принимает ответственность за публикуемые материалы.

Рецензенты статей должны соблюдать правила научного этикета и формального общения. В случае невозможности проведения рецензирования, рецензент должен своевременно уведомить редактора. Рецензенты обязуются не передавать рецензируемые статьи или информацию о них третьим лицам.

Автор статьи гарантирует, что его статья не содержит плагиат, не была полностью или частично опубликована ранее в других изданиях и не будет опубликована в других изданиях до публикации в журнале, не нарушает авторских прав, товарных знаков, патента, законного права или имущественного права других лиц. В случае необходимости соответствия процесса публикации научных исследований внутреннему регламенту организации, текст статьи должен быть одобрен ответственным представителем организации.

Автор гарантирует, что текст статьи одобрен всеми членами авторского коллектива. Автор несёт ответственность за достоверность данных в предоставленной статье. В случае обнаружения ошибок и неточностей автор обязуется немедленно уведомить об этом редакцию журнала. В случае использования частей работ других авторов, результатов исследований, данных или графических материалов автор обязан делать ссылки на публикации, из которых это было заимствовано.

В случае несоблюдения или нарушения требований публикационной этики редакционная коллегия журнала оставляет за собой право отклонить публикацию и не допускать работы данного автора к рассмотрению.

Уважаемые авторы!
С требованиями к оформлению и отправке статей,
а также с правилами рецензирования
вы можете ознакомиться по ссылке:
<https://energy-policy.ru/redakcziya/>



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» можно напрямую у издателя ООО «ГУ ИЭС». По вопросам подписки обращаться по адресу energypolicyjournal@yandex.ru. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energy-policy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ


 ЛУКОЙЛ

 ЦЭУ
ЦЕНТР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛУГ

 ТРАНСНЕФТЬ

 РВП
СОВМЕСТНАЯ КОМПАНИЯ

 ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

 ИНТЕР РАО
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ

 РОССЕТИ



ISSN 2409-5516



2409 5516

Источник фото на обложке:
mangz / depositphotos.com