

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№6(209), июнь 2025

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

**НОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ
ТРАДИЦИОННЫХ ОТРАСЛЕЙ ТЭК**



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.

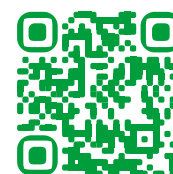
Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



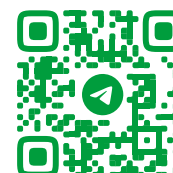
НАША КОМАНДА

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

Наш сайт



Мы в Telegram



Реклама 12+

ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ



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

Реклама 12+



 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
**«РОССИЙСКАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
НЕДЕЛЯ»**

Москва, ЦВЗ «Манеж», Манежная пл., д.1

**ВЫСТАВКА
ОБОРУДОВАНИЯ
И ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ ТЭК**

Москва, Гостиный двор,
ул. Ильинка, д.4

15-17
октября 2025 г.
Москва, Россия



rusenergyweek.com

Реклама 6+



7–10 октября 2025

XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

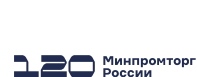


САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



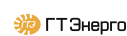
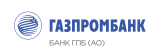
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ –
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



Путеводитель по городам российской энергетики

Сканируйте QR-код и отправляйтесь в уникальное
путешествие по энергетической России



ОНЛАЙН-ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ



Реклама 12+

Содержание

Слово редакторов

9 В. Бушуев, А. Горшкова.
Нерыночные энергоресурсы

Уголь

10 А. Серг, Т. Петрова. Некоторые аспекты
сокращения численности работников предприятий
угольной отрасли Кузбасса

Нефть

20 В. Шарыгин, А. Игнатик. Экспериментальное
исследование параметров гидравлического
режима работы трубопровода при подключении
лупинга

32 Ю. Петров. Механизмы диверсификации
экономики ресурсодобывающих регионов

Газ

42 И. Тверской. Проблемы нормативно-правового
обеспечения развития газоснабжения
и газификации субъектов РФ

Энергопереход

60 И. Нагайцев, А. Комендант, Т. Петрова.
Новый вид экономических рисков компаний
ТЭК в условиях углеродного регулирования

78 В. Битней, Н. Смотров, А. Тимофеев.
Разработка методики выбора оптимальных
режимов по реактивной мощности для
генерирующих установок ГТУ и ПГУ с помощью
цифрового расчетного аппаратах

Мир

90 А. Качелин. 30 лет нейтралитету Туркменистана –
много или мало? Российско-туркменское
сотрудничество в ТЭК на современном этапе



Contents

Editor's column

9 V. Bushuev, A. Gorshkova.
Non-market energy resources

Coal

10 A. Serg, T. Petrova. Some aspects of the reduction
in the number of employees of the coal industry
enterprises of Kuzbass

Oil

20 V. Sharygin, A. Ignatik. Experimental study
of the hydraulic mode operation parameters
of a pipeline when connecting a loop

32 Yu. Petrov. Mechanisms of economic diversification
in resource-producing regions

Gas

42 I. Tverskoy. Problems of regulatory support
for the development of gas supply and gasification of
the subjects of the Russian Federation

Energy transition

60 I. Nagaitsev, A. Komendant, T. Petrova.
A new type of economic risks of fuel and energy
companies in the context of carbon regulation

78 V. Bitney, N. Smotrov, A. Timofeev.
Development of a methodology for selecting optimal
reactive power modes for GTU and PGU generating
units using a digital calculation apparatus

World

90 A. Kachelin. Is 30 years of Turkmenistan's neutrality
a lot or a little? Russian-Turkmen cooperation
in the FEC at the present stage

УЧРЕДИТЕЛЬ

Министерство энергетики
Российской Федерации,
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»
В. М. Батенин – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. П. Безруких – д. т. н., проф. НИУ МЭИ
В. И. Богоявленский – член-корр. РАН,
д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., гл. директор
по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»
А. Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н.,
научный руководитель ИПНГ РАН
С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф.,
декан географического факультета МГУ

М. Ч. Залиханов – акад. РАН, д. г. н.,
проф., зав. ЦГиЧС КБГУ
В. М. Капустин – д. т. н., проф., зав. кафедрой
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
В. А. Крюков – акад. РАН, д. э. н.,
директор ИЭОПП СО РАН
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
Н. Л. Новиков – д. т. н., проф.,
зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
В. И. Рачков – член-корр. РАН, д. т. н., проф.

П. Ю. Сорокин – первый зам.
министра энергетики РФ
Д. А. Соловьев – к. ф.-м. н.,
научный сотрудник
Института океанологии РАН
В. А. Стенников – акад. РАН,
д. т. н., проф., директор ИСЭ
им. Мелентьева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН,
д. э. н., проф., декан 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
Виолетта Локтева

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 № 77–75080 от 07.03.2019

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

При перепечатке ссылка
на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных
материалов

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

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

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

Подписано в печать:
26.06.2025



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

15-18 СЕНТЯБРЯ 2025, ТЮМЕНЬ

Объединяем лидеров нефтегазовой промышленности

Промышленно-энергетический
форум TNF

ОРГАНИЗАТОРЫ



КОНТАКТЫ



OILGASFORUM.RU



@OILGASFORUM_TNF

Самая актуальная
информация о форуме
в Telegram-канале



Промышленность

Формирование модели
взаимодействия
промышленности и ТЭК



Технологии

Презентация новейших
технологических
разработок отрасли



Решения

Внедрение лучших
отраслевых практик
и инициатив

Нерыночные энергоресурсы

Основными потребителями российских энергоресурсов в условиях санкций являются Индия и Китай, поэтому в своих среднесрочных и долгосрочных планах Россия продолжает делать ставку на эти рынки. Однако будут ли они также перспективны лет через 10–15? Это главный вопрос, ответ на который определит будущее российской энергетики.

В своем выступлении на ПМЭФ-2025 глава «Роснефти» Игорь Сечин признал, что Китай стал мировым лидером по внедрению ВИЭ-технологий, который в ближайшее время превратится из импортера энергоносителей в крупного экспортера энергии. Но глава российской компании не стал уточнять, а что в этом случае будет делать сама «Роснефть», как крупнейший поставщик нефти в эту страну?

Ответ, казалось бы, очевиден – нужно уже сейчас создавать спрос на нефть своими силами за счет развития слож-

ной нефтехимии как внутри страны, так и на развивающихся рынках, однако пока «Роснефть», да и другие компании, такие как «Сургутнефтегаз», пребывают в иллюзиях сохранения некоего общемирового системного спроса на нефть и предпочитают работать по накатанной колее, проигрывая конкуренцию технологичным китайским компаниям на африканском и азиатском рынках.

Похожая ситуация складывается и в сфере энергетики. Застыв во внутренних проблемах, пропустив точку роста спроса на электроэнергию и не создав жизнеспособную энергетическую систему на Дальнем Востоке, Россия потеряла энергетический рынок Китая без права возвращения.

Так может пора перестать отрицать энергопереход и, создавая новых лидеров на внутреннем рынке, включиться в общемировую технологическую гонку?

Некоторые аспекты сокращения численности работников предприятий угольной отрасли Кузбасса

Some aspects of the reduction in the number of employees of the coal industry enterprises of Kuzbass

Алексей СЕРГ
Аспирант кафедры прикладных информационных технологий и программирования, Институт информационных технологий и автоматизированных систем, Сибирский государственный индустриальный университет
E-mail: serg2292@rambler.ru

Alexey SERG
Postgraduate student of the Department of Applied Information Technologies and Programming, Institute of Information Technologies and Automated Systems, Siberian State Industrial University
E-mail: serg2292@rambler.ru

Татьяна ПЕТРОВА
Профессор, д. э. н., профессор кафедры менеджмента и территориального развития, Институт технологий устойчивого развития, Сибирский государственный индустриальный университет
E-mail: serg2292@rambler.ru

Tatiana PETROVA
Professor, Doctor of Economics, Professor of the Department of Management and Territorial Development, Institute of Sustainable Development Technologies, Siberian State Industrial University
E-mail: serg2292@rambler.ru

Добыча угля на Кузбассе

Источник: kasheloff.ru



Аннотация. Кузбасс не раз преодолевал трудности развития угольной отрасли, которая является основополагающей для роста благосостояния региона. В действующей утвержденной программе развития угольной отрасли нет сценария развития в условиях беспрецедентного санкционного давления на страну и резкого падения мировых цен на уголь. Кроме того, не предусмотрены механизмы предотвращения остановки работы низкорентабельных угледобывающих предприятий.
Ключевые слова: Кузбасс, программа, динамика, приостановка, сокращение, конъюнктура.

Abstract. Kuzbass has repeatedly overcome fluctuations in the coal industry, which is fundamental for the region. In the approved program for the development of the coal industry, it was not possible to predict the unprecedented sanction pressure exerted on the industry as a whole, as well as the global change in product prices. Due to the high cost of logistics, as well as the low world price, while the lack of throughput capacity in the eastern direction, due to the refusal of countries in the western direction, a number of enterprises are forced to suspend production activities.
Keywords: Kuzbass, program, dynamics, suspension, reduction, market situation.



Тотальное снижение объемов производства угля в Кузнецком угольном бассейне отражается на всех отраслях жизни Кемеровской области



Эльгинское месторождение угля
Источник: УК «Эльга»

Введение

Правительство в 2020 г. утвердило Программу развития угольной отрасли до 2035 г. (рис. 1), которая предусматривала два сценария развития: первый – оптимистичный, второй – консервативный. Из рис. 1 видно, что в 2025 г. ожидаемый объем добычи несколько ниже объема консервативного варианта. Это происходит в связи с несколькими факторами, которые не могли быть спрогнозированы при утверждении программы, такими как:

1. Высокое санкционное давление и отказ западных государств от угольной продукции РФ.

2. Снижение мировых цен на уголь (рис. 2).
3. Высокая ставка ЦБ.

Тенденцию роста объемов добычи угля удалось продолжить только за счет ввода в эксплуатацию новых проектов таких компаний как УК «Эльга», УК «Колмар», АО ХК «Якутуголь» на Дальневосточных месторождениях. Компания «Эльга» в 2022 г. начала реализацию крупнейшего проекта по строительству частной железной дороги от Эльгинского угольного месторождения до порта Эльга на берегу Охотского моря Хаба-

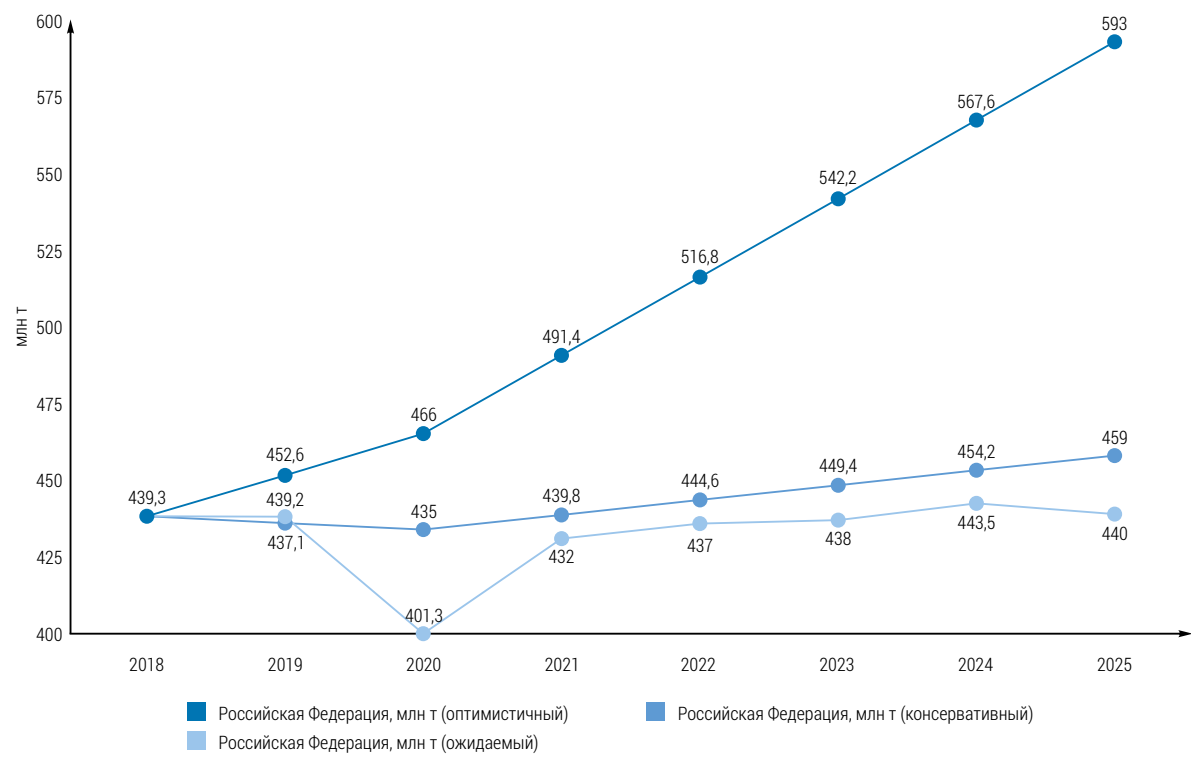


Рис. 1. Динамика добычи угля в Российской Федерации на период с 2018 по 2025 гг. [программа, ожидаемый] [5; 6]

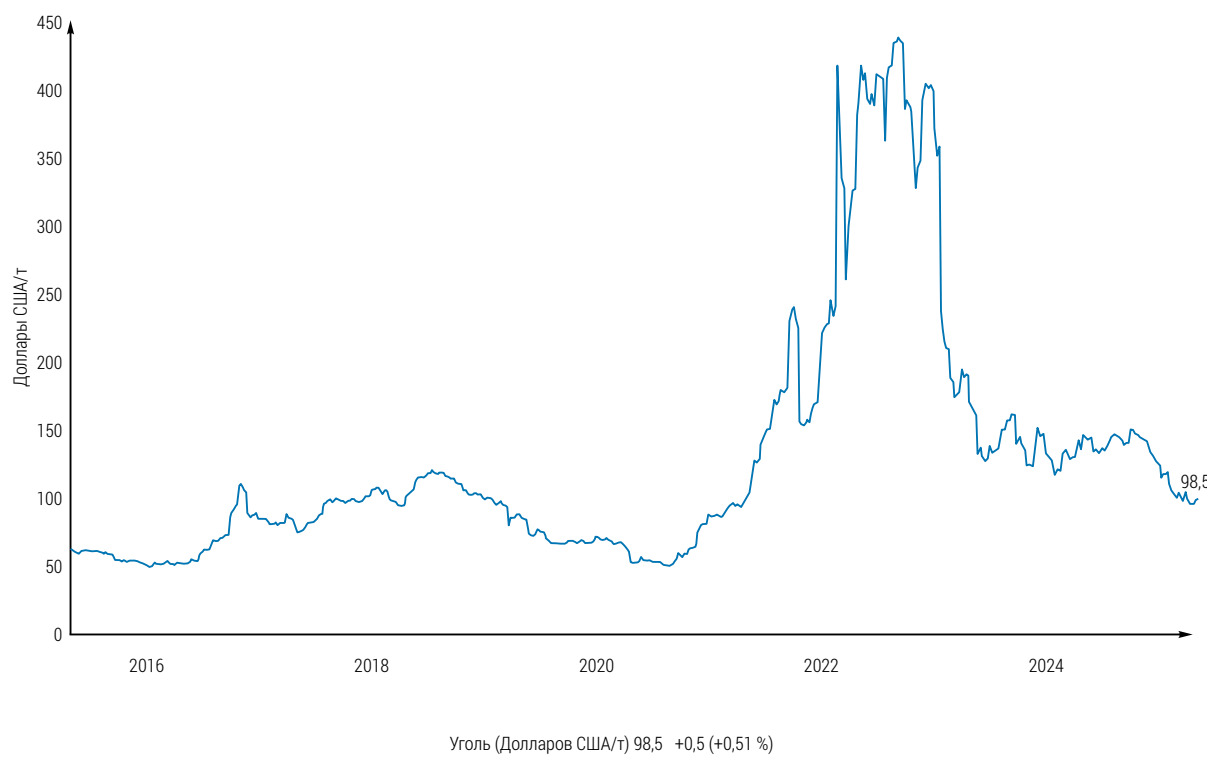


Рис. 2. Международная динамика изменения цен на уголь в период с 2018 по 2025 гг. [7]

ровского края протяженностью 531 км, который завершен в 2024 г. В связи с ростом объемов производства угля появилась необходимость увеличить пропускную способность этой железной дороги, и в 2025 г. «Эльгауголь» приняла решение о строительстве второй железнодорожной линии от разрабатываемого месторождения до экспортного терминала. Ввод в эксплуатацию второй линии позволит увеличить объем перевозки с 30 до 50 млн т угля в год.

зовался высоким спросом у западных стран, при этом за счет географического разделения потоков экспорта удавалось разгрузить логистические цепочки. В современных реалиях ОАО «РЖД» не в состоянии удовлетворить потребности угольщиков Кемеровской области по вывозам добываемой продукции на экспорт в восточном направлении в связи с логистическим ограничением провозной способности ж/д. Выходом в сложившихся условиях мог стать рост угольной электрогенера-



Кузбасские шахтеры

Источник: Владимир Вяткин / РИА «Новости»

Рассматривая отрасль в целом по стране, отметим постоянный рост объема добычи угля, начиная с 2020 г. В настоящее время угольная отрасль Кемеровской области переживает очередной кризис. Низкая цена товарной продукции, удаленное географическое положение, санкционное давление, сокращение спроса на металл, высокая ставка Центрального банка – стали причинами снижения экономической эффективности работы предприятий. До начала СВО отечественные производители угля активно торговали не только со странами восточного направления, Российский уголь поль-

ции, металлургического производства, как следствие – увеличение спроса на угли различных марок. Однако внутренний спрос, как на уголь коксующихся марок, так и на уголь энергетических марок, снизился. В связи с этим повысился риск закрытия либо приостановки деятельности угледобывающих предприятий. Тотальное снижение объемов производства угля в Кузнецком угольном бассейне отражается на всех отраслях жизни Кемеровской области, так как бюджетные поступления гораздо ниже плановых, в полной мере не реализуется региональная социальная политика. Круп-

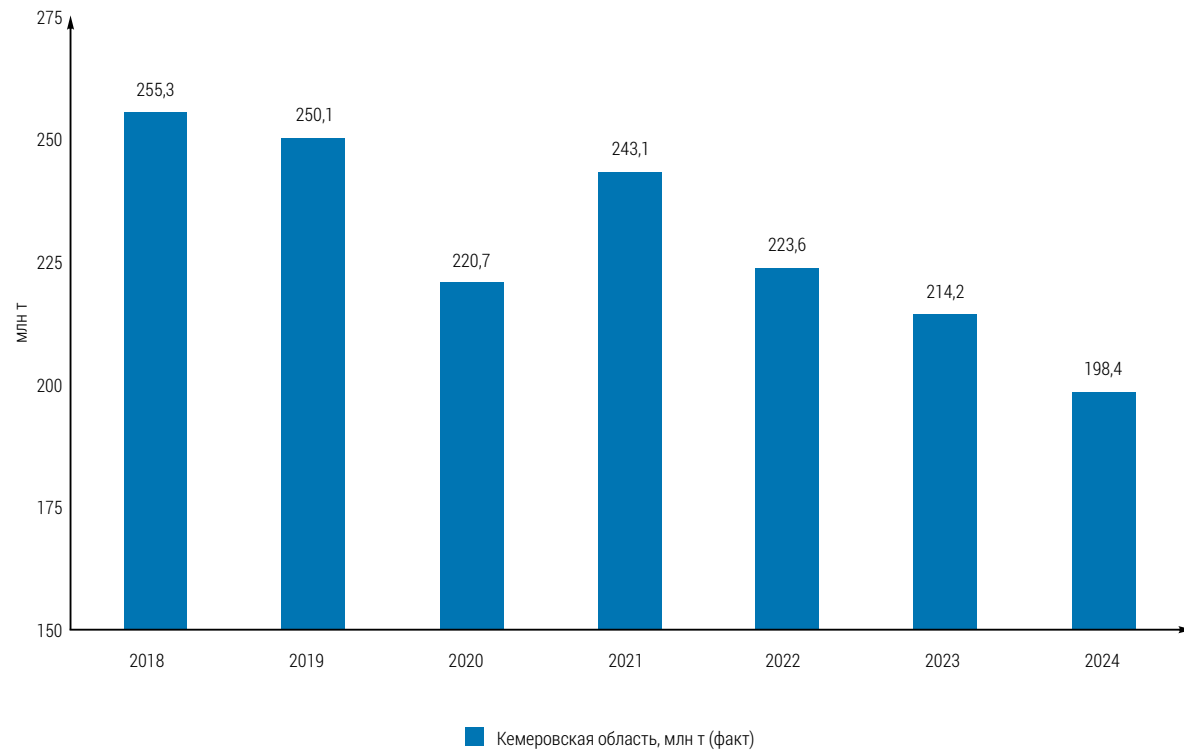


Рис. 3. Динамика добычи угля в Кемеровской области в период с 2018 по 2024 гг. [9]

ные компании-производители имеют возможность продержаться в сложный период, куда сложнее ситуация у небольших и средних угледобывающих компаний.

По состоянию на март 2025 г. в Кузбассе приостановлено производство на предприятиях, специализирующихся на подземной разработке, таких как: АО «Разрез «Инской», шахта «Ольжерасская-Новая», шахта «Южная Глубокая». Не менее негативная ситуация сложилась на предприятиях, осуществляющих добычу открытым способом: ООО «Разрез Киселевский», ООО «Разрез Бунгурский», ЗАО «Разрез Евтинский», ООО «Энергоснаб», ООО «Разрез Истокский», ООО «УК «СИБ-КОУЛ», ООО «Разрез «Задубровский Новый» [8]. Вышеперечисленные предприятия входят в состав различных небольших и средних угольных компаний, которым значительно труднее, чем крупным, преодолевать факторы, оказывающие негативное воздействие на результаты их деятельности. Поэтому наблюдается тенденция снижения объема производства на 3,6% в целом по отрасли региона (рис. 3) и сокращение численности занятых в отрасли. По данным на 10 апреля 2025 г. в отрасли трудятся 90,3 тыс.

сотрудников, тогда как в 2024 г. их численность достигала около 97 тыс. человек. Угледобывающие предприятия Кемеровской области в 2024 г. добыли 198,4 млн т угля, что на 15,8 млн т или на 7,3% меньше, чем в 2023 г. С 2022 г. наблюдается отрицательная динамика снижения объемов производства угля в Кузбассе, но тем временем в целом по стране происходит увеличение объемов производства. Угольные компании вынуждены оптимизировать расходы, приостанавливать дорогостоящие инвестиционные проекты, что влечет за собой сокращение штата и высвобождение сотрудников с последующим выходом на рынок труда.

Положение в ведущей отрасли региона оказывает влияние на социальную ситуацию: предприятия вынуждены либо сокращать штат работников, либо приостанавливать свою деятельность и увольнять почти всех сотрудников. Есть задолженность по заработной плате перед 1100 работниками угольной промышленности. Собственники занимаются изысканием средств для погашения этой задолженности. Ещё 22 предприятия отрасли находятся в «красной зоне» — пока работают, но уже испытывают финансово-

экономические трудности: не могут платить налоги или кредиты, взятые на развитие производства, в результате наблюдается снижение налоговых поступлений в казну региона, отсутствие финансирования части важных для региона проектов [10]. В 2024 г. бюджет недополучил 58 млрд руб. от угледобывающих предприятий: суммарно в казну направлено 49,7 млрд руб., то есть зафиксировано резкое падение поступлений в бюджет, начиная с 2022 г., когда они составили 130,6 млрд руб.

Социально-трудовые отношения между работниками и работодателями в угольной отрасли закреплены законодательно и регулируются нормативно-правовыми актами. Основным регламентирующим документом является Федеральное отраслевое соглашение (ФОС) по угольной отрасли на 2025–2027 гг., вступившее в законную силу 1 января 2025 г. [11]. В данном документе отражены права и гарантии работников, занятых в отрасли, в том числе попадающих под ликвидацию предприятий, сокращение штата сотрудников, выход на пенсию.

Рассмотрим ситуацию с сокращением штата на шахте «Южная Глубокая», которая до последнего времени являлась

Внутренний спрос как на коксующийся, так и на энергетический уголь, снизился. В связи с этим повысился риск закрытия либо приостановки деятельности угледобывающих предприятий

строющимся предприятием. По состоянию на 01.01.2025 г. протяженность горных выработок составляла 4610 м по пластам 69 и 70, которые являются склонными к самовозгоранию угля. Для продолжения реализации проекта по вводу предприятия в эксплуатацию необходимы значительные инвестиции в объеме 20 млрд руб. В связи с нестабильной ситуацией на рынке, высокой стоимостью кредитных средств, низкой ценой угля и небольшой потребностью рынка в углях марки ГЖО, руководством компании принято решение о приостановке работ по строительству шахты. Работы по проведению горных вы-

Шахтеры с шахты «Большевик», Кузбасс

Источник: Питер Тёрнли



К марту 2025 г. в Кузбассе приостановлено производство на предприятиях, специализирующихся на подземной разработке: разрез «Инской», шахта «Ольжерасская-Новая», шахта «Южная Глубокая»

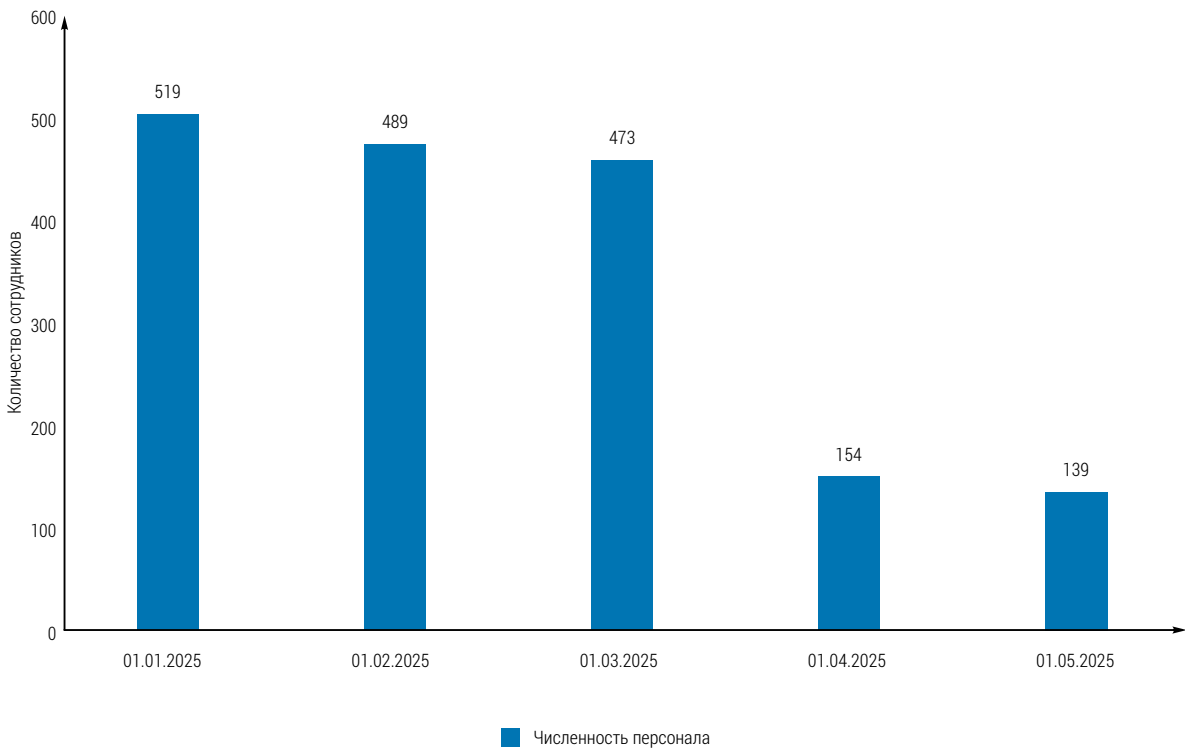
работок, а также монтажно-демонтажные работы приостановлены. Основанием приостановки производства с последующим сокращением штата сотрудников с экономической точки зрения является сокращение затрат на выплату заработной платы персонала, приобретение материалов для крепления горных выработок, поддержание, проветривание и контроль за состоянием горных выработок.

Руководствуясь приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 506

от 08.12.2022 г., п. № 787 [12], выработки на пластах угля, склонных к самовозгоранию, ведение горных работ по добыче угля на которых прекращено на срок, превышающий инкубационный период самовозгорания угля, предприятия-недропользователи обязаны консервировать с целью недопущения эндогенных пожаров. Общий объем законсервированных выработок по пласту 70 составляет 477 погонных метров, по пласту 69–87 погонных метров. Этот фактор обусловил необходимость ряда мероприятий до консервации шахты.

В период с 01.01.2025 по 24.03.2025 гг. основная задача состояла в выполнении мероприятий по консервации части горных выработок, подготовке и запуске главного водосборника шахты. На шахте разработана дорожная карта на выполнение работ, с учетом трудоемкости процессов и текущего количества персонала. Объемные работы выполняли три производственных участка шахты без привлечения подрядных и сторонних организаций. После выполнения намеченного объема работ проведено уменьшение численности работников.

Рис. 4. Изменение численности персонала шахты «Южная Глубокая» при выполнении мероприятий по сокращению штата



Угольный разрез на Кузбассе

Источник: immunocap.ru

Сокращение штата проведено с соблюдением Трудового кодекса Российской Федерации и ФОС. В разделе 5 ФОС «Социальные гарантии и компенсации» подраздела «Защита интересов высвобождаемых работников при ликвидации организации, сокращение численности или штата работников», начиная с пункта 5.16 до пункта 5.23, прописаны минимальные требования к работодателю и работникам в части социально-трудовых и связанных с ними экономических отношений. Коллективными договорами на предприятиях допускаются дополнительные преимущества и трудовые гарантии для работников.

Процедура сокращения численности на шахте была распределена в календарном порядке с 24.03.2025 г. по 04.04.2025 г. Максимальное количество сокращенных зафиксировано 24.03.2025 г., а именно – 93 сотрудника участка № 2 по проведению горных выработок. Затем 64 сотрудника сокращено 25.03.2025 г., 44 сотрудника – 26.03.2025 г., 68 сотрудников – 27.03.2025 г., 25 сотрудников – 28.03.2025 г., 12 сотрудников – 31.12.2025 г., 04.04.2025 г. сокращены начальники и заместители производственных участков.

Остаточный штат сотрудников после 04.04.2025 г. на предприятии занимается поддержанием жизнедеятельности шахты: откачкой воды, контролем крепления горных выработок и контролем азрогазовой обстановки.

Руководство ООО «Разрез Южный» в соответствии с требованиями Федерального отраслевого соглашения по угольной отрасли выполнило все социально-экономические обязательства, а также ряд дополнительных премиально-мотивационных доплат перед трудовым коллективом. На период реализации технологических решений по консервации части горных выработок шахты принято управленческое решение об увеличении премиальной части заработной платы, которое сопоставимо с поощрением при выполнении производственного задания основного участка по проведению горных выработок в размере 115%.

Благодаря разработанной программе мотивации труда, по итогам работы в период выполнения мероприятий по консервации шахты удалось сохранить основную численность коллектива, что позволило достичь намеченной цели, выполняя различные задачи. По видам работ в консер-

Наименование выплаты	Время обращения работника /срок выплаты	Документы, необходимые для выплаты	Примечания
Выходное пособие в размере среднего месячного заработка за первый месяц	Дата увольнения / 04 апреля 2025 г.	-	-
Средний месячный заработок за второй месяц	С 04 по 09 июня / 11 июня 2025 г.	1) заявление о выдаче пособия (бланк в отделе кадров); 2) оригинал трудовой книжки; 3) выписка с сайта госуслуг для работников, перешедших на электронные трудовые книжки	
Средний месячный заработок за третий месяц	С 04 по 09 июля / 11 июля 2025 г.	1) заявление о выдаче пособия (бланк в отделе кадров); 2) оригинал трудовой книжки; 3) выписка с сайта госуслуг для работников, перешедших на электронные трудовые книжки; 4) справка из центра занятости по месту регистрации	При условии, что в течение 14 рабочих дней со дня увольнения работник обратился в службу занятости и не был трудоустроен в течение двух месяцев со дня увольнения
Средний месячный заработок за второй и третий месяцы или его часть выплачивается пропорционально периоду трудоустройства на другом предприятии			

Таблица 1. Порядок выплаты пособия работникам

вируемых горных выработках выполнены: демонтаж и выдача основных коммуникаций: пневмомагистрального трубопровода d-114 мм в объеме 618 м, трапов в объеме 576 м, пожаро-оросительного трубопровода d-159 мм в объеме 594 м, кабельной продукции разного сечения в объеме более 2 км, скребковых конвейеров в объеме 714 м, усиление крепления в зонах ПГД (бетонировка бортов и свода) в объеме 67 п. м; возведение пяти взрывоустойчивых изолирующих перемычек в горных выработках; монтаж главного водосборника шахты (двух водооткачных трубопроводов d-159 мм до поверхности в объеме 1732 м) для откачки шахтных вод в очистные сооружения на поверхности; изоляция запад-

В настоящее время количество работников, занятых в угольной отрасли Кузбасса, составляет 90,3 тыс. человек, тогда как в 2019 г. в отрасли были задействованы около 106 тыс. сотрудников

ного наклонного ствола. Также помимо плановых работ выполнены дополнительные объемы по ревизии подвешного монорельсового пути в объеме 248 м и стрелочных переводов в объеме 14 шт по всем горным выработкам шахты. Таким образом, коллектив предприятия в полной мере справился с поставленными задачами.

Списочная численность работников шахты в период с 01.01.2025 г. по 20.03.2025 г. уменьшилась на 8,9%. Для получения 13 заработной платы основным условием принято отсутствие листов не трудоспособности в период выполнения мероприятий. По итогам работы выплачена премия в размере 80% от средней заработной платы по 2024 г. Всем сотрудникам, которых сократили, а также тем, кто был задействован в мероприятиях по поддержанию жизнедеятельности шахты, выплачена премия за выслугу лет за фактический отработанный период в 2025 г. Следует отметить, что в декабре 2024 г. премия всем сотрудникам также выплачена. Таким образом, на дату увольнения сотруднику выплачена заработная плата за ранее отработанный месяц март, заработная плата за последующий за отработанным месяц апрель, выходное пособие за дни неиспользованного отпуска (таблица 1). Также предусмотрена выплата средней заработной платы за второй

и третий месяцы после увольнения для тех, кто не трудоустроился в этот период. Для того, чтобы получить заработную плату за второй месяц, необходимо написать заявление на имя генерального директора с приложением трудовой книжки. Для того чтобы получить заработную плату за третий месяц, кроме трудовой книжки, также требуется приложить справку из центра занятости по месту регистрации о том, что сотрудник находится на учете, при этом встать на учет необходимо на протяжении 14 рабочих дней с момента увольнения с предприятия.

Заключение

Конъюнктура угольного рынка – циклична. В 2025 г. отрасль переживает очередной кризис, главным образом связанный с падением мировых цен на уголь до уровня цен 2021 г. При этом на внутреннем рынке не наблюдается высокого роста потребления в связи с отсутствием вводимых предприятий по угольной генерации. Относительно углей коксующихся марок динамика также негативна в связи со снижением спроса со стороны глав-

ных потребителей – металлургов. Следует отметить крайне неблагоприятное географическое положение Кузнецкого угольного бассейна (расстояния до морских угольных терминалов превышают 4000 км), в связи с этим развитие проектов по строительству частных железных дорог становится не актуальным. Обстоятельства, описанные выше, негативно влияют на полную себестоимость продукции, которая становится не конкурентоспособной, в следствие чего предприятия вынуждены приостанавливать производство до позитивного этапа конъюнктуры. В настоящее время количество работников, занятых в угольной отрасли Кузбасса, составляет 90,3 тыс. человек, тогда как в 2019 г., когда объем добычи превысил 250 млн т, в отрасли были задействованы около 106 тыс. сотрудников. Мероприятия по ликвидации предприятий и сокращению штата за редким исключением проходят согласно регламентирующим нормативно-правовым актам, что способствует поддержанию имиджа у квалифицированного персонала и возможности в более благоприятной конъюнктуре вернуться к производственным процессам.

Использованные источники

1. Гутак Я.М. Кузнецкий каменноугольный бассейн (в истории и личностях исследователей) // Известия Алтайского отделения Русского географического общества. 2019. №2(53). С. 90–100.

2. Журавков Ю.М. Роль Кузнецкого металлургического комбината в формировании градостроительной структуры г. Новокузнецка (1930-1950-е гг.) // Ретроспективная художественная выставка «К 65-летию КМК». – Новокузнецк, 1997. С. 22–34.

3. 300 лет истории угольного Кузбасса / В.Б. Попов, А.С. Голик, А.А. Дружинин [и др.] // Уголь. 2021. № 8(1145). С. 84–88. DOI: 10.18796/0041-5790-2021-8-84-88. EDN: OGRRNG.

4. Соловенко И.С. Общественно-политическая нестабильность как фактор роста протестного движения шахтеров Кузбасса во время перехода к рынку (1992-1999 гг.) // Вестник Томского государственного университета. История. 2013. № 1(21). С. 110–112. EDN: RUEFRV.

5. Распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 г. №1582-р (ред. от 21.10.2024 г.) «Об утверждении Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 г.».

6. А. Новак: РФ в 2025 г. может снизить добычу угля до менее 440 млн т // Информационное агентство России «ТАСС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/23513429/> (Дата обращения: 02.05.2025).

7. Динамика изменения цен на уголь [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://tradingeconomics.com/commodity/coal/> (Дата обращения: 05.05.2025).

8. Власти Кузбасса перечислили 9 угольных предприятий, приостановивших работу [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://kuzbass.aif.ru/society/vlasti-kuzbassa-perechislili-9-ugolnyh-predpriyatij-priostanovivshih-rabotu?ysclid=m85spx4z9h264953393/> (Дата обращения: 20.04.2025).

9. Добыча угля в Кузбассе по итогам 2024 г. сократилась на 7,3%, экспорт - на 10,4%. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/coal/875926-dobycha-uglya-v-kuzbasse-po-itogam-2024-g-sokratilas-na-7-3-eksport-na-10-4/> (Дата обращения: 26.04.2025).

10. Шахты добывают льготы и преференции [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rbc.ru/newspaper/2025/04/30/680e5fda9a794728b7a28fb4/> (Дата обращения: 30.04.2025).

11. «Федеральное отраслевое соглашение по угольной промышленности Российской Федерации на 2025–2027 гг.» (с изм. от 24.12.2024 г.) (утв. Российским независимым профсоюзом работников угольной промышленности, ассоциацией «Общероссийское отраслевое объединение работодателей угольной промышленности» 07.11.2024 г.).

12. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 8 декабря 2020 г. № 506 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Инструкция по аэрологической безопасности угольных шахт» (с изменениями и дополнениями)».

19

УГОЛЬ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(209) / 2025

Экспериментальное исследование параметров гидравлического режима работы трубопровода при подключении лупинга

Experimental study of the hydraulic mode operation parameters of a pipeline when connecting a loop

Валерий ШАРЫГИН
Профессор кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, д. т. н., старший научный сотрудник, Ухтинский государственный технический университет
E-mail: sharm-vn@yandex.ru

Анатолий ИГНАТИК
Доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, к. т. н., доцент, Ухтинский государственный технический университет
E-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Valery SHARYGIN
Professor of the Department Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Doctor of Technical Sciences, Professor, Ukhta State Technical University
E-mail: sharm-vn@yandex.ru

Anatoly IGNATIK
Associate Professor of the Department Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Ukhta State Technical University
E-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Аннотация. В ходе эксплуатации магистрального нефтепровода может возникнуть необходимость повышения его пропускной способности вследствие увеличения объёмов добычи нефти. Один из методов решения указанной задачи – это строительство лупинга, который представляет собой участок трубопровода, параллельный основной магистрали. В статье рассмотрены методика и результаты эксперимента по моделированию режимов работы трубопровода с отключённым и подключённым лупингом на лабораторном стенде. Выполнены измерения и расчёты гидравлических параметров трубопровода, получены их процентные изменения при подключённом лупинге по сравнению отключённым. При работе лупинга расход в трубопроводе увеличился в среднем на 2,67 %, а общие потери напора уменьшились на 10,62 %, что говорит об уменьшении потерь энергии в трубопроводе. *Ключевые слова: гидравлический режим работы трубопровода, линия гидравлического уклона, лупинг, потери напора, пропускная способность трубопровода.*

Abstract. During the operation of the main oil pipeline, it may be necessary to increase its throughput due to an increase in oil production and consumption. One of the methods of solving this problem is the construction of a loop that is a section of pipeline parallel to the main pipeline. This article discusses the methodology and results of an experiment on modeling the operating modes of a pipeline with disconnected and connected loop on a laboratory stand. Measurements and calculations of the hydraulic parameters of the pipeline were performed, and their percentage changes were obtained when the loop was connected compared to the disconnected one. During the operation of the loop the volume flow rate in the pipeline increased by an average of 2.67 %, and the total head loss decreased by 10.62 % which indicates a decrease in energy losses in the pipeline. *Keywords: hydraulic operating mode of pipeline, hydraulic pressure gradient, pipe loop, head drop, pipeline throughput.*

"

Ввод лупинга приводит к изменению гидравлических параметров работы трубы, в частности, уменьшаются энергозатраты на перекачку

Введение

Магистральные нефтепроводы играют важную роль в топливно-энергетическом комплексе страны. По ним перекачивают в больших объёмах нефть от месторождений до потребителей. Обеспеченность потребителей сырой нефтью и продуктами её переработки зависит от гидравлического

режима работы трубопровода, его функциональной и конструктивной надёжности. Одной из основных гидравлических характеристик магистрального нефтепровода является его пропускная способность. При эксплуатации нефтепровода может возникнуть необходимость ее повысить вследствие увеличения объёмов поставок и потребления нефти. При проектировании требование увеличить расход возникает при округлении числа перекачивающих станций в меньшую сторону. Известны несколько способов повышения пропускной способности существующей или проектируемой магистрали. Среди них выделяют:

- 1) прокладка лупинга;
- 2) строительство вставки;
- 3) введение противотурбулентной присадки;
- 4) увеличение числа нефтеперекачивающих станций;
- 5) уменьшение вязкости нефти.

Также можно выделить метод строительства новой нитки трубопровода. В данной статье рассматривается влияние лупинга на гидравлические параметры работы трубопровода.

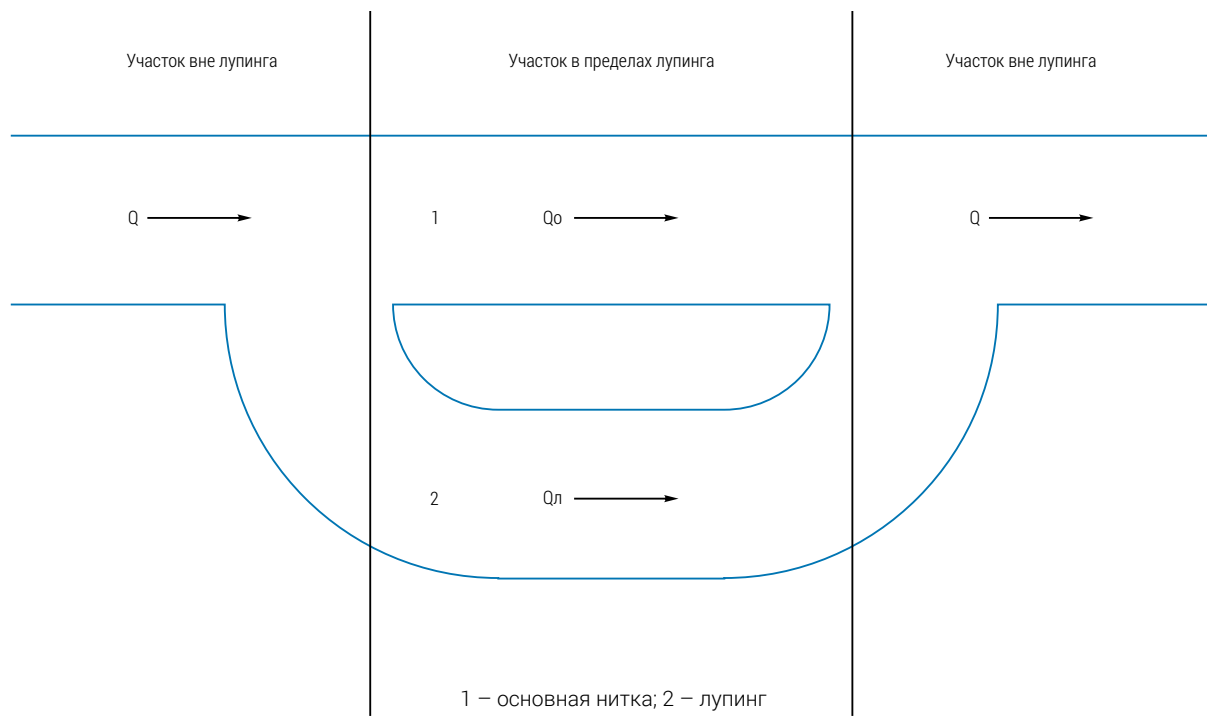
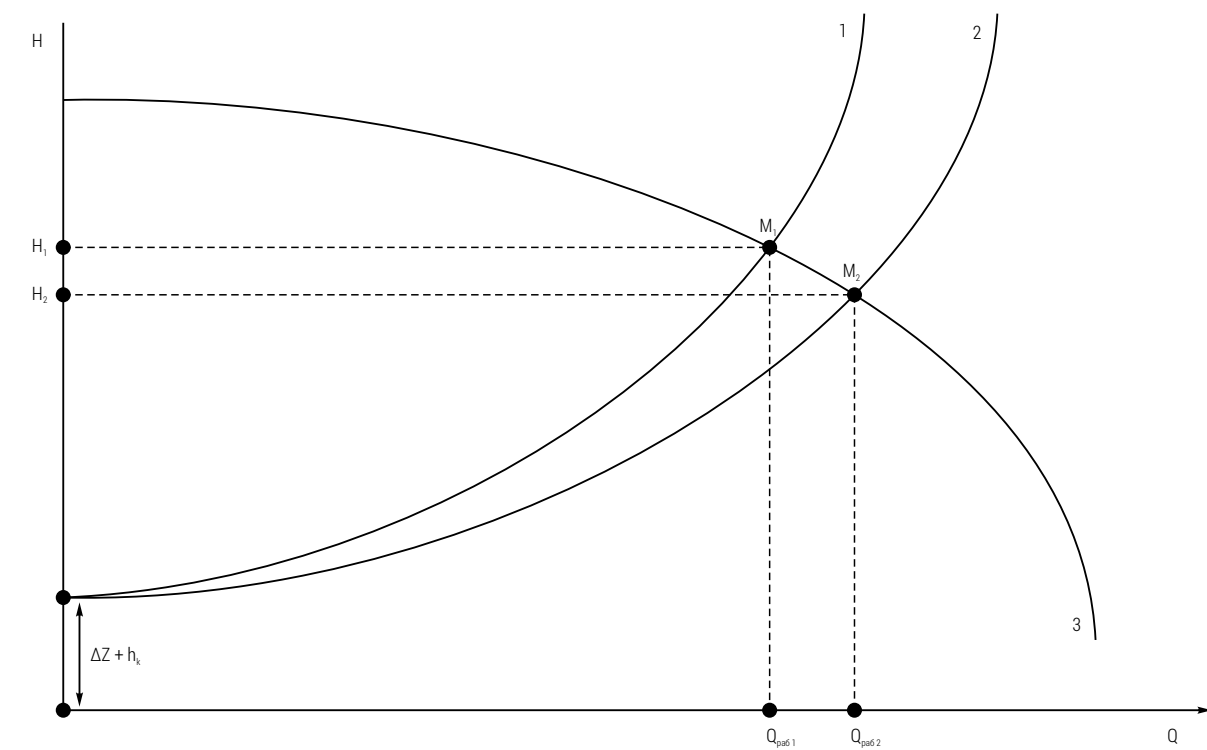


Рис. 1. Схема трубопровода с лупингом



1 – Q–H характеристика нефтепровода без подключения лупинга; 2 – Q–H характеристика нефтепровода с подключением лупинга; 3 – Q–H характеристика насосов; M1 и M2 – рабочие точки при эксплуатации трубопровода без и с подключением лупинга; Qраб 1, Qраб 2 – рабочие расходы без и с подключением лупинга; H1 и H2 – противонапор (пассивный напор) без и с подключением лупинга

Рис. 2. Совмещённая Q–H характеристика

Теоретические положения

Лупинг – это участок трубопровода, параллельный его основной линии (рис. 1). Он имеет начальную и конечную точки врезки в основную нитку трубопровода. Диаметр лупинга может быть такой же или меньше, чем у основной линии.

Общий расход Q в трубопроводе вне лупинга складывается из расхода в лупинге $Q_л$ и основной нитке Q_0 : $Q = Q_л + Q_0$. Если диаметры лупинга и основной нитки равны, то $Q_л = Q_0 = 0,5 \cdot Q$.

Потери напора между точками врезки лупинга равны, если идти по ходу движения продукта по нитке лупинга или по основной нитке: $h_л = h_0$. Общие потери напора h между сечениями врезки лупинга равны одному из напоров $h_л$ или h_0 . Напоры $h_л$ и h_0 не суммируются при параллельном соединении трубопроводов.

Посмотрим, как влияет подключение лупинга на Q–H характеристику нефтепровода. На рис. 2 изображена совмещённая Q–H характеристика. Из неё видно, что наличие лупинга приводит к перемещению Q–H характеристики нефтепровода вправо в область больших расходов. Также наблюдается одновременное уменьшение потерь напора (см. точки H₁ и H₂ на рис. 2).

Система лупинга на трубопроводе «Кенкияк–Атырау»

Источник: inbusiness.kz

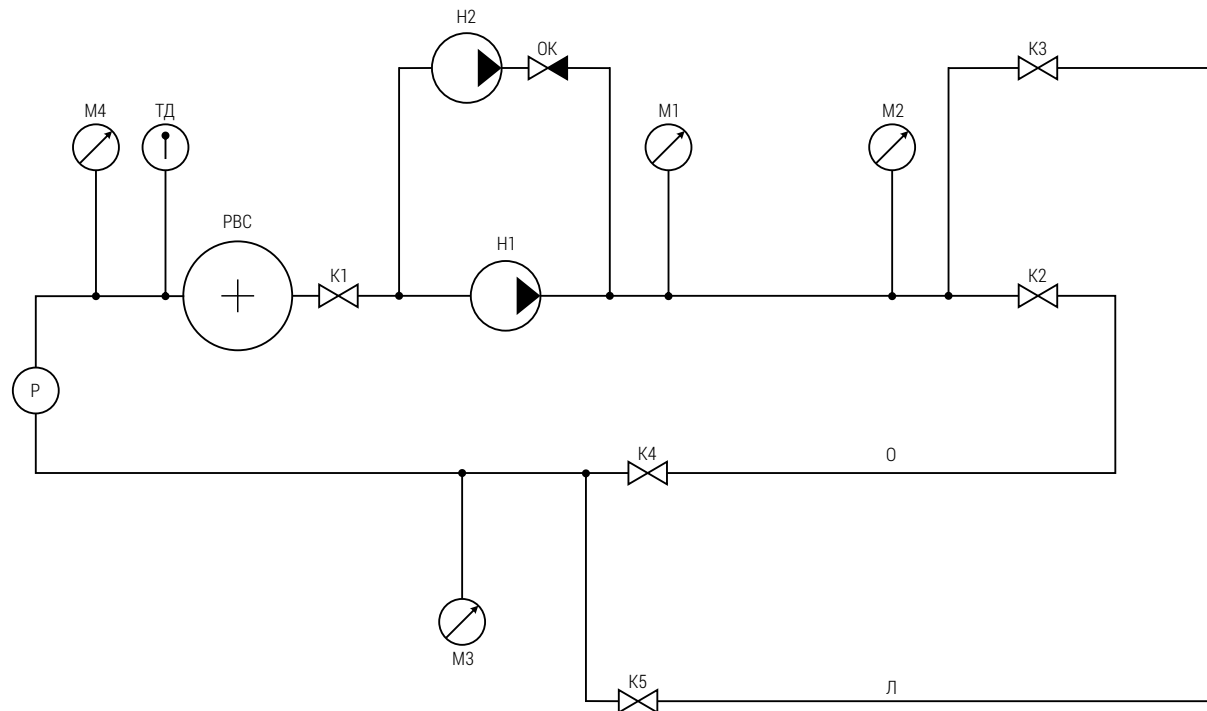


В ходе эксплуатации нефтепровода может возникнуть необходимость повышения его пропускной способности из-за роста добычи. Один из методов решения этой задачи – строительство лупинга

Рабочая точка при подключении лупинга перемещается вправо и вниз. Отметим, что характеристики нефтепровода выходят из точки $Q = 0$; $H = \Delta Z + h_k$, где ΔZ – разность высотных отметок конечной и начальной точек трубопровода; h_k – напор в конечной точке трубопровода.

Анализ литературных источников

В учебной литературе [1–3] достаточно подробно описана методика гидравлического расчёта магистрального нефтепровода с лупингом. Практической целью



РВС – резервуар вертикальный стальной; Н1 и Н2 – насосы; К1, К2, К3, К4 и К5 – краны; ОК – обратный клапан; М1, М2, М3 и М4 – манометры; Р – расходомер; ТД – температурный датчик; О – основная линия; Л – лупинг

Рис. 3. Технологическая схема лабораторного стенда

такого расчёта является определение длины лупинга. Однако в источнике [4] вычисление длины лупинга выполняется из условия равенства потерь напора в трубопроводе до и после прокладки лупинга, а расход увеличивается на некоторую величину. В то же время мы видим из рис. 2, что после строительства лупинга одновременно изменяется расход и потери напора.

В статье [5] учитываются дополнительные местные сопротивления трубопровода с лупингом и потери напора на них, в связи с этим уточнена математическая модель участка трубопровода с лупингом. В работе [6] выполнены вычислительные эксперименты для определения влияния основных гидравлических параметров трубопровода на его пропускную способность, получены выражения для оценки оптимальной длины лупинга. В статье [7] рассмотрена экономическая эффективность трубопровода с лупингом, причём применялся критерий наименьшей металлоёмкости труб. В работе [8] исследовано влияние утечки на гидравлический режим работы трубопровода

с лупингом. Во всех проанализированных научных источниках выводы обосновываются вычислениями без проведения физических экспериментов.

Целью данной статьи является определение количественных гидравлических параметров работы трубопровода и их процентное изменение при работе с подключением лупинга на трубном лабораторном стенде.

Методика экспериментального исследования

Эксперименты выполнялись на лабораторном стенде, расположенном в Ухтинском государственном техническом университете. Его технологическая схема представлена на рис. 3.

По трубопроводам стенда перекачивается жидкость с плотностью 1022 кг/м³ и кинематической вязкостью 1,3 сСт при температуре 22 °С. Она содержится в цилиндрической ёмкости РВС номинального объёма 200 л.

Манометр	М1	М2	М3	М4
Линейная координата x	$x_1 = 1,81$ м	$x_2 = 5,13$ м	$x_3 = 17,21$ м	$x_4 = 22,70$ м
Высотная отметка Z	$Z_1 = 0,885$ м	$Z_2 = 0,900$ м	$Z_3 = 0,885$ м	$Z_4 = 0,635$ м

Таблица 1. Линейные координаты x и высотные отметки Z манометров стенда

Нумерация режима	Условное обозначение режима
I	Н1 (МАКС), О
II	Н1 (МАКС), О + Л
III	Н1 (МАКС) + Н2 (МАКС), О
IV	Н1 (МАКС) + Н2 (МАКС), О + Л
V	Н1 (СР), О
VI	Н1 (СР), О + Л
VII	Н1 (СР) + Н2 (СР), О
VIII	Н1 (СР) + Н2 (СР), О + Л

Таблица 2. Нумерация и условные обозначения режимов работы стенда

Стенд включает в себя два параллельно соединённых насоса Н1 и Н2. После насоса Н2 установлен обратный клапан ОК. Он необходим для того, чтобы насос Н1 мог работать одиночно без движения жидкости через неработающий насос Н2. Каждый насос имеет три режима работы: максимальной (МАКС), средней (СР) и минимальной (МИН) мощности. В проведённых экспериментах насосы функционируют на режимах МАКС и СР. На режиме МИН в трубопроводе стенда образуется самотёчный участок. В нашей статье вопрос исследования режима трубопровода с самотёчным участком не рассматривается.

Установка подготовки нефти
Источник: *hms-neftemash.ru*



Имеется участок с лупингом, содержащий основную нитку О и нитку лупинга Л. Внутренние диаметры основной линии и лупинга одинаковы: $d = 35,9$ мм. Краны К3 и К5 служат для подключения лупинга. Длина трубопровода между манометрами М1 и М4 (или точками М1 и М4) равна 20,89 м. Длина лупинга 11,18 м. Соотношение длины лупинга к длине участка от М1 до М4 составляет 0,54.

Стенд содержит следующие измерительные приборы:

- четыре манометра для измерения давления: М1 (после насосов); М2 (перед участком с лупингом); М3 (после участка с лупингом); М4 (в конце трубопровода);
- расходомер Р для измерения объёмного расхода и скорости потока;
- температурный датчик ТД для измерения температуры жидкости.

Линейные координаты x и высотные отметки Z манометров М1, М2, М3 и М4 указаны в таблице 1. Линейная координата x отсчитывается от места выхода трубопровода из РВС, где $x = 0$. Она откладывается в горизонтальной плоскости. Высотные отметки Z отсчитываются от уровня пола в лаборатории.

В ходе выполнения экспериментов моделировалось восемь режимов работы стенда. Их нумерация и условные обозначения представлены в таблице 2. Например, обозначение режима «Н1 (МАКС) + Н2 (МАКС), О + Л» говорит о том, что включены два насоса, они оба работают на режиме максимальной мощности (МАКС), подключены основная нитка О и лупинг Л.

Пять способов повышения пропускной способности нефтепровода: прокладка лупинга; строительство вставки; введение противотурбулентной присадки; увеличение числа НПС; уменьшение вязкости нефти

На каждом режиме работы стенда из таблицы 2 выполняется три серии измерений следующих величин:

- давлений P_1, P_2, P_3, P_4 (в кПа) соответственно по манометрам М1, М2, М3, М4;
- объёмного расхода Q (в л / мин) и скорости w (м / с) по расходомеру Р.

Затем определялись средние значения измеряемых величин.

Результаты измерений и гидравлических расчётов

Средние значения измеряемых величин внесены в таблицу 3 (за исключением скорости w). Кроме того, в этой таблице приведены процентные изменения величин Π (в %), которые вычислялись по формуле:

$$\Pi = \frac{X_{л} - X_{без\ л}}{X_{без\ л}} \cdot 100, \tag{1}$$

где $X_{л}$ – параметр работы трубопровода при подключённом лупинге; $X_{без\ л}$ – параметр работы трубопровода при отключённом лупинге.

Таблица 3. Данные измерений (давления и расход) и расчётов (потери давления и напора) гидравлических параметров работы трубопровода стенда и их процентные изменения

Номер режима	P_1 , кПа	P_2 , кПа	P_3 , кПа	P_4 , кПа	Q , л / мин	ΔP_{1-4} , кПа	h_{1-4} , м
I	25,50	22,58	19,24	14,83	42,03	10,67	1,314
II	24,03	21,12	19,48	15	43,13	9,03	1,151
Π , %	– 5,76	– 6,49	1,26	1,12	2,62	– 15,34	– 12,42
III	35,40	31,10	25,72	17,57	52,73	17,84	2,029
IV	34,09	29,48	26,86	18,07	54,23	16,02	1,848
Π , %	– 3,71	– 5,22	4,43	2,85	2,84	– 10,17	– 8,91
V	19,37	17,39	15,25	13,11	33,57	6,26	0,874
VI	18,47	16,52	15,56	13,24	34,43	5,22	0,771
Π , %	– 4,65	– 5	2,06	1,02	2,58	– 16,52	– 11,79
VII	27,60	24,46	20,67	15,43	45,23	12,17	1,464
VIII	26,46	23,08	21,21	15,67	46,43	10,80	1,327
Π , %	– 4,12	– 5,67	2,63	1,51	2,65	– 11,26	– 9,34
$\Pi_{ср}$, %	– 4,56	– 5,60	2,60	1,63	2,67	– 13,32	– 10,62

В ходе проведения экспериментов температура жидкости по температурному датчику ТД составляла 22–23 °С.

В таблице 3 представлены значения потерь давления между точками стенда, где установлены манометры М1 и М4, $\Delta P_{1-4} = P_1 - P_4$. Соответствующие потери напора h_{1-4} вычисляются согласно формуле:

$$h_{1-4} = \frac{P_1 - P_4}{\rho g} - (Z_4 - Z_1), \tag{2}$$

где ρ – плотность перекачиваемой жидкости, $\rho = 1022$ кг / м³; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м / с².

В последней строке таблицы 3 приведены средние значения $\Pi_{ср}$ процентного изменения гидравлического параметра режима работы стенда (среднее из четырёх значений). Отрицательное значение величины Π или $\Pi_{ср}$ говорит о том, что соответствующий гидравлический параметр при подключении лупинга уменьшается. Если значение процентного изменения положительное, то гидравлический параметр режима работы стенда увеличивается при подключении лупинга.

Из данных таблицы 3 видно, что значения давления на выходе из насосов P_1 при подключении лупинга уменьшаются в среднем на 4,56%. Давление перед лупингом P_2 тоже уменьшается в среднем на 5,6%. А значения давления после участка с лупингом P_3 и в конце трубопровода стенда P_4 увеличиваются соответственно на 2,6 и 1,63%.

Расход при работе трубопровода с лупингом повышается в среднем на 2,67%. Потери давления между манометрами М1 и М4 уменьшаются в среднем на 13,32%, а соответствующие потери напора – на 10,62%.

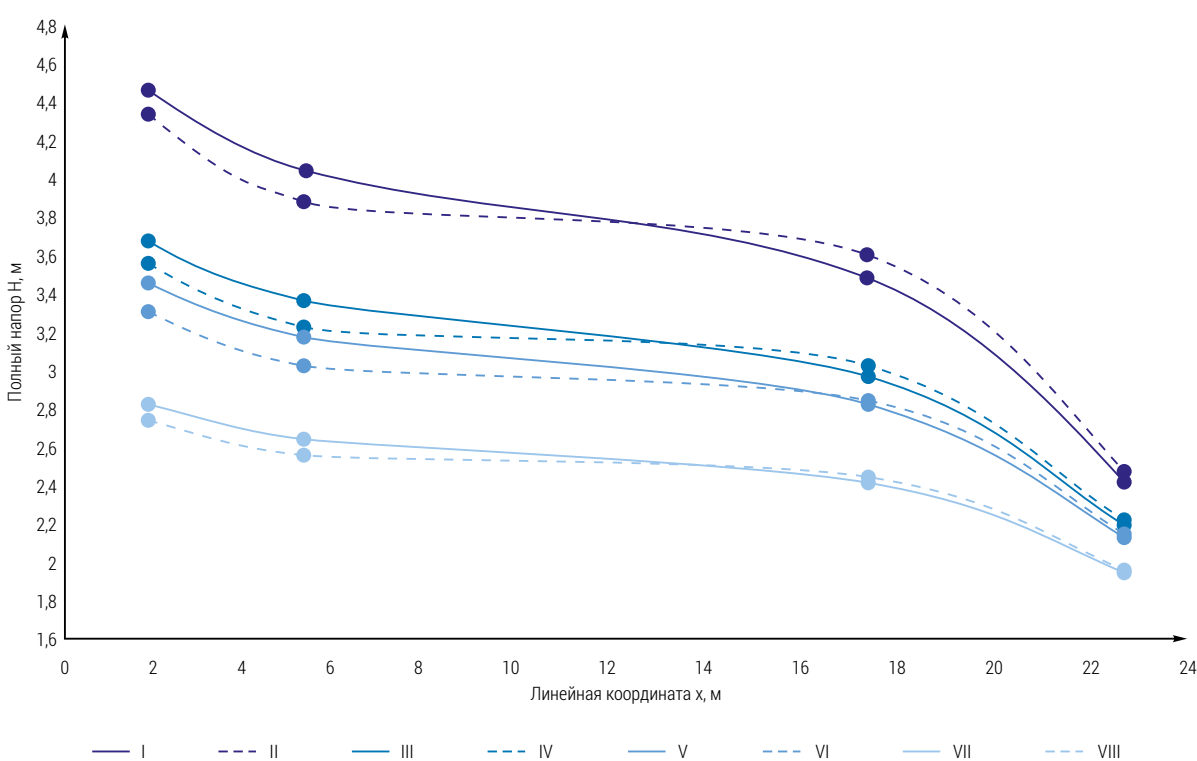


Рис. 4. Графики распределения полного напора по длине трубопровода (линии гидравлического уклона) всех восьми режимов работы стенда

Следовательно, в наших случаях работы трубопровода процентное уменьшение потерь напора (– 10,62%) больше процентного увеличения расхода (2,67%). Можно сказать, что подключение лупинга приводит к более существенному уменьшению потерь напора в трубопроводе, чем к увеличению расхода.

Для каждого режима работы трубопровода стенда построим линию гидравлического уклона, то есть график распределения полного напора $H(x)$. Полный напор H в некотором сечении трубопровода x вычисляется по формуле:

$$H(x) = \frac{P(x)}{\rho g} + Z(x) + \frac{w^2}{2g}. \tag{3}$$

Скорость жидкости в трубопроводе вне участка с лупингами – это постоянная величина. В параллельных нитках одинакового диаметра скорость уменьшается в два раза по сравнению с участками вне лупинга и тоже неизменна. Все манометры установлены вне лупинга, поэтому скорость w не зависит от линейной координаты x .

Значения $P(x)$ приведены в таблице 3, значения $Z(x)$ – в таблице 1. Скорость w на каждом режиме работы измерялась по расходомеру, её значения отдельно

не представлены. Все данные для использования формулы (3) имеются. На рис. 4 изображены все восемь графиков распределения полного напора. При отключённом лупинге линии сплошные, а при подключённом лупинге линии штриховые.

Все графики на рис. 4 построены по четырём точкам, которые соединены гладкими кривыми. Видим, что на начальном участке трубопровода линия гидравлического уклона трубопровода с лупингом ниже линии гидравлического уклона трубопровода без лупинга. На конечном участке трубопровода – наоборот: график при подключении лупинга выше графика при отключении лупинга. Пересекаются линии гидравлического уклона парных режимов работы (I и II, III и IV, V и VI, VII и VIII) в интервале линейной координаты x от 12 до 15 м. «Парные» режимы работы отличаются только подключением / отключением лупинга. Они на рис. 4 имеют одинаковый цвет линий гидравлического уклона.

Выполним гидравлический расчёт известных параметров работы стенда. Число Рейнольдса Re вычисляется по формуле:

$$Re = \frac{wd}{\nu}, \tag{4}$$

Номер режима	Re	λ	i , мм / м	$i_{\text{ср}}$, мм / м	$h_{\text{тр}}$, м	$h_{\text{м}}$, м
I	19147	0,0340	23,2	23,2	0,485	0,829
II	19331* / 9665**	0,0340 / 0,0369	23,6 / 6,4	14,4	0,301	0,850
П, %	0,96* / - 49,52**	- 0,09 / 8,42	1,84 / - 72,37	- 37,88	- 37,88	2,45
III	23933	0,0333	35,5	35,5	0,742	1,287
IV	24670 / 12335	0,0332 / 0,0357	37,6 / 10,1	22,9	0,479	1,370
П, %	3,08 / - 48,46	- 0,25 / 7,14	5,98 / - 71,54	- 35,51	- 35,51	6,42
V	15096	0,0349	14,8	14,8	0,309	0,565
VI	15373 / 7686	0,0348 / 0,0381	15,3 / 4,2	9,4	0,195	0,576
П, %	1,83 / - 49,09	- 0,20 / 9,37	3,48 / - 71,65	- 36,73	- 36,73	1,84
VII	20712	0,0337	26,9	26,9	0,563	0,901
VIII	21172 / 10586	0,0337 / 0,0364	28,1 / 7,6	17,1	0,358	0,969
П, %	2,22 / - 48,89	- 0,20 / 7,88	4,28 / - 71,82	- 36,44	- 36,44	7,61
$\Pi_{\text{ср}}$, %	2,02 / - 48,99	- 0,19 / 8,20	3,90 / - 71,85	- 36,64	- 36,64	4,58

Примечание:
* – на участке трубопровода вне лупинга;
** – на участке трубопровода в пределах лупинга.

Таблица 4. Результаты расчёта числа Рейнольдса Re, коэффициента гидравлического сопротивления λ , гидравлических уклонов i и $i_{\text{ср}}$, потерь напора на трение $h_{\text{тр}}$ и на местных сопротивлениях $h_{\text{м}}$ при работе трубопровода стенда

где d – внутренний диаметр трубы, $d = 35,9$ мм; ν – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости, $\nu = 1,3$ сСт = $1,3 \cdot 10^{-6}$ м² / с.
Результаты расчёта Re представлены в таблице 4. Когда лупинг подключён, число Рейнольдса вне участка с лупингом в два раза больше, чем в параллельных нитках на участке с лупингом.
Параметр Рейнольдса лежит в диапазоне 15096–24670 вне лупинга и в диапазоне 7686–12335 на участке с лупингом. Режим течения жидкости турбулентный. Определим зону течения.

Эксперименты на трубном стенде показали, что при подключении лупинга расход увеличивается в среднем на 2,7%, а общие потери напора уменьшаются на 10,6% по сравнению отключенным лупингом

Назначим значение абсолютной шероховатости внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2$ мм. Тогда первое переходное число Рейнольдса $Re_1 = 17,5 \cdot d / \Delta = 17,5 \cdot 35,9 / 0,2 = 3141$, а второе переходное число $Re_2 = 531 \cdot d / \Delta = 531 \cdot 35,9 / 0,2 = 95315$ [9]. Так как полученные в экспериментах числа Рейнольдса находятся в интервале между Re_1 и Re_2 , то имеем зону смешанного трения. В этой зоне коэффициент гидравлического сопротивления λ рассчитывается по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \tag{5}$$

Гидравлический уклон i вычисляется согласно формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{w^2}{2g}. \tag{6}$$

На режимах работы трубопровода без лупинга гидравлический уклон i постоянен по всей длине стенда. Когда работает лупинг, то гидравлические уклоны вне лупинга $i_{\text{вне л}}$ и в пределах лупинга $i_{\text{л}}$ отличаются друг от друга, причём $i_{\text{вне л}} > i_{\text{л}}$.
Потери напора на трение $h_{\text{тр}}$ при отключённом лупинге рассчитываются по формуле:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L_{1-4}, \tag{7}$$

где L_{1-4} – длина трубопровода между точками М1 и М4, $L_{1-4} = 20,89$ м.
Если лупинг подключён, то:

$$h_{\text{тр}} = i_{\text{вне л}} \cdot L_{\text{вне л}} + i_{\text{л}} \cdot L_{\text{л}}, \tag{8}$$

где $L_{\text{вне л}}$ – длина трубопровода вне лупинга $L_{\text{вне л}} = 9,71$ м; $L_{\text{л}}$ – длина лупинга $L_{\text{л}} = 11,18$ м.
Средний гидравлический уклон $i_{\text{ср}}$ трубопровода при работе лупинга:

$$i_{\text{ср}} = i_{\text{вне л}} \cdot \frac{L_{\text{вне л}}}{L_{1-4}} + i_{\text{л}} \cdot \frac{L_{\text{л}}}{L_{1-4}}. \tag{9}$$

Потери напора на местных сопротивлениях $h_{\text{м}}$ трубопровода стенда определяются согласно выражению:

$$h_{\text{м}} = h_{1-4} - h_{\text{тр}}. \tag{10}$$

Общие потери напора h_{1-4} определяют с помощью формулы (2) по экспериментальным данным, и их значения приведены в таблице 3.
Результаты расчёта λ , i , $i_{\text{ср}}$, $h_{\text{тр}}$ и $h_{\text{м}}$ внесены в таблицу 4. При работе лупинга рассчитаны Re, λ , i вне и в пределах параллельно соединённых ниток трубопровода.

КС «Транснефть – Восток»

Источник: vostok.transneft.ru



Гидравлический уклон в пределах лупинга уменьшается в среднем на 71,8%, а средний гидравлический уклон трубопровода с лупингом уменьшается на 36,6 % по сравнению с работой без лупинга

Вычислены процентные изменения Π и $\Pi_{\text{ср}}$ расчётных гидравлических параметров работы стенда.

Обсуждение результатов расчётов

Данные из таблицы 4 показывают, что гидравлический уклон в пределах лупинга уменьшается в среднем на 71,85%, а средний гидравлический уклон всего трубопровода с лупингом уменьшается на 36,64% по сравнению с работой без лупинга. На такую же величину процентов – 36,64% – уменьшаются потери напора на трение $h_{\text{тр}}$.

А потери напора на местных сопротивлениях h_m в среднем увеличиваются на 4,58%, поскольку увеличивается скорость и возрастает количество местных сопротивлений, о чём говорится в [5]. А общие потери напора из таблицы 3 уменьшаются на 10,62%. Поэтому энергетические затраты на перекачку сокращаются.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ в параллельных нитках (лупинге и основной нитке) увеличивается в среднем на 8,2% по сравнению со случаями, когда лупинг отключён. Это обусловывается уменьшением числа Рейнольдса в параллельных трубопроводах.

Заключение

Ввод в эксплуатацию лупинга приводит к изменению гидравлических параметров режима работы трубопровода. Проведённые экспериментальные исследования на трубном стенде в лабораторных условиях показали, что при подключении лупинга расход увеличивается в среднем на 2,67%, а общие потери напора уменьшаются на 10,62% по сравнению с режимами, когда лупинг отключён, что качественно подтверждается совмещённой $Q-H$ характеристикой (рис. 2). Потери напора на трение и средний гидравлический уклон уменьшаются на 36,64%, а по-

тери напора на местных сопротивлениях увеличиваются на 4,58%. Следовательно, при работе лупинга уменьшаются энергетические затраты на перекачку продукта по трубопроводу.

Получены графики распределения полного напора (линии гидравлического уклона) для всех рассматриваемых режимов работы стенда. В начале трубопровода линия гидравлического уклона выше для трубопровода при отключённом лупинге, а в конце трубопровода эта линия выше для трубопровода с подключённым лупингом.

Экспериментальные числа Рейнольдса находились в диапазоне от 15096 до 24670 (вне лупинга) и от 7686 до 12335 (в пределах лупинга). При помощи этих безразмерных чисел подобия предполагается осуществлять переход к натурным нефтепроводам, чтобы распространить полученные в статье результаты на промышленные объекты. Методика перехода от экспериментальных данных на модельной трубе к натурному нефтепроводу предложена в работе [10].

В целом данная статья направлена на развитие эмпирических подходов определения численных значений гидравлических параметров работы трубопроводов, перекачивающих жидкие среды, на различных режимах эксплуатации.

Испытательный стенд «Транснефти»

Источник: fans-de-bretagne.com



Испытательный стенд «Транснефти»

Источник: niitn.transneft.ru

Использованные источники

1. Лурье М. В., Мастобаев Б. Н., Ревель-Муроз П. А., Сощенко А. А. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: учебник для нефтегазовых вузов. – 2-е изд., стереотипное – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2023. – 434 с.
2. Коршак А. А., Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 540 с.
3. Типовые расчёты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков и др.; под ред. Л. И. Быкова. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
4. Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.
5. Шестаков Р. А., Резанов К. С., Матвеева Ю. С., Ванчугов И. М. Усовершенствованная математическая модель участка магистрального трубопровода с лупингом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 2. С. 123–131.
6. Алибеков А. К., Алиев Р. М., Давудов И. А., Курбанов Р. А. Оценка пропускной способности трубопровода с лупингом // Научные исследования: наука и перспективы. – 2021. Т. 2. № 3. С. 3–9.
7. Алибеков А. К., Агаханов Э. К. Поиск экономичного варианта из трубопроводов с лупингом и вставкой // Вестник Луганского государственного университета имени Владимира Даля. 2023. № 11. С. 14–17.
8. Шестаков Р. А., Резанов К. С., Ванчугов И. М. Уточненная математическая модель участка магистрального трубопровода с лупингом при возникновении утечки // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 3. С. 90–99.
9. Морозова Н. В., Коршак А. А. О границах зон трения при гидравлическом расчёте нефте- и нефтепродуктопроводов // Нефтегазовое дело. 2007. Т. 5. № 1. С. 120–125.
10. Игнатик А. А. Физическое моделирование режимов работы трубопровода при различной температуре перекачиваемой жидкости // Технологии нефти и газа. 2024. № 3. С. 51–56.

Механизмы диверсификации экономики ресурсодобывающих регионов

Mechanisms of economic diversification in resource-producing regions

Юрий ПЕТРОВ

Доцент, к. г. н., доцент кафедры

геоэкологии и природопользования ТюмГУ

E-mail: petrov19811201@gmail.com

Yuri PETROV

Associate Professor of the Department of Geoecology

and Environmental Management University of

Tyumen, Ph. D. (Geography), Associate professor

E-mail: petrov19811201@gmail.com

Добыча нефти на севере ХМАО

Источник: Vartpilot / depositphotos.com



Аннотация. Статья посвящена систематизации механизмов для организации диверсификации экономики ресурсодобывающего региона. В качестве модельного рассмотрен западносибирский территориально-производственный комплекс, созданный на основе теоретической проработки советскими географами и подтвердивший свою практическую устойчивость при смене общественно-политической формации. Предложены механизмы принятия управленческих решений для организации диверсификации экономики ресурсодобывающей территории с учётом сложившейся совокупности внешних и внутренних условий.

Ключевые слова: территориально-производственный комплекс, ресурсодобывающая территория, территориальная общественная система, территориальная общность людей, диверсификация экономики, сбалансированное развитие.

Abstract. The article is devoted to the systematization of mechanisms for organizing the diversification of the economy of a resource-producing region. The West Siberian territorial production complex, created on the basis of theoretical study by Soviet geographers and confirmed its practical stability during the change of socio-political formation, is considered as a model. The mechanisms of managerial decision-making for the organization of economic diversification of the resource-producing territory are proposed, taking into account the prevailing combination of external and internal conditions.

Keywords: territorial production complex, resource-producing territory, territorial social system, territorial community of people, economic diversification, balanced development.



Проведение инвентаризации ресурсов должно ориентироваться на долгосрочные цели развития территории, захватывая несколько десятилетий

Введение

Добыча нефти, газа и угля в СССР организовывалась на основе учёта сочетаний производственных факторов в составе определённого территориально-производственного комплекса (ТПК) [1, 2], благодаря чему формировались устойчивые в социально-экономическом отношении управленческие территориальные единицы. За размещёнными производ-

ственными объектами (месторождения, трубопроводы, перерабатывающие заводы) закреплялись плановые целевые показатели, которые взаимно сопоставлялись с планировочными единицами других разрядов. Такое планирование функционирования территориально-производственных комплексов оформлялось на основе энергопроизводственного цикла [3, 4], что позволяло на долгосрочной основе формировать экстенсивный (геологоразведка и построение промысловой инфраструктуры на новых территориях) и интенсивный (углубление степени переработки сырья, увеличение производственных мощностей объектов) пути развития производства, социальной сферы.

Преимущества такой организации экономики проявляются в её технологической устойчивости, экономии масштаба; недостатки – в инертности к конкурентоспособности отдельных звеньев, а не комплекса в целом. После войны Судного дня 1973 г. [5, 6] звено непосредственных поставок сырой нефти стало приоритетным в организации государственного планирования, что привело к возникновению дисбаланса в структуре позднесоветской экономики. Распад СССР с провозглашённым переходом на рыночные рельсы привёл

к закреплению сырьевой направленности в функционировании сложившихся территориально-производственных комплексов в Западной Сибири и в Кузбассе, встраиванию их компонентов в международные цепочки поставок, к отказу от планирования интенсификации производственных цепочек внутри страны, к сокращению научно-производственных разработок [6, 7].

После начала ввода зарубежных нерыночных рестрикций против российского энергетического сектора в 2022 г. интеграционное включение в международные поставки углеводородов оказалось уязвимым элементом в российском топливно-энергетическом комплексе. Международные институты организации транспорта, страхования, консалтинга продажи углеводородов – всё это стало ограниченным в российской практике, соответственно, переход на свободное рыночное регулирование территориально-производственных комплексов при наличии суверенных интересов у РФ невозможно в текущих геополитических реалиях [8]. С другой стороны, изначально само государственное планирование территориально-производственных комплексов [1] осуществлялось для организации народного хозяйства в условиях окружения враждебными капиталистическими экономиками, поэтому исключало свободные рыночные отношения. Впрочем, суверенная энергетическая политика в квазисвободном международном географическом разделении труда – даже для США и КНР – являются целевыми ориентирами, исключающими свободное рыночное регулирование.

Целью исследования является систематизация направлений диверсификации экономики ресурсодобывающих территорий в составе западносибирского территориально-производственного комплекса.

Географические особенности организации добычи углеводородов в Западной Сибири

Для ресурсодобывающих территорий западносибирского ТПК характерны суровые природно-климатические условия, которые также подвержены влиянию глобального потепления, усиливающего сте-



Становище хантов
Источник: ru.pinterest.com

пень неопределённости смены климата. В социальном плане необходимо выделить сохранение на огромных пространствах традиционной экономики коренных народов со своими экстенсивными характеристиками природопользования, традициями социальной организации территориальных общностей людей [4]. Третьей уникальной особенностью региона являются сформировавшиеся производственная, транспортная, социальная инфраструктуры, объединяющие гигантские производственные объекты, путепроводы и динамично выросшие города со своими зонами административного окружения [9].

При таких вводных любое производство товаров и услуг изначально требует повышенных эксплуатационных затрат в сравнении с мировыми площадками. Для компенсации высоких издержек необходимо использование географических преимуществ: выгоды местоположения и концентрации природных ресурсов, сочетания природных ресурсов и социально-экономических факторов. В границах сложившегося западносибирского ТПК целесообразно рассмотреть на основе выделенных факторов механизмы диверсификации территориальной экономики, позволяющие ориентироваться на полноценное функционирование всех потенциальных производственных сочетаний.

Выгоды экономико-географического местоположения

В основе данной позиции ориентируемся на тезис о выстраивании устойчивой сбалансированной экономики, а не получении оперативного конкурентоспособного преимущества на мировом рынке за счёт встраивания в текущее международное географическое разделение труда. Соответственно, в базовом сценарии отталкиваемся от преимуществ местоположения относительно других отечественных территориально-производственных комплексов. В результате отмечаем:

- выход территории к Северному морскому пути со сложившимся режимом круглогодичной возможности транспортировки с ямальских портов;
- соседство с технологичным Уральским экономическим районом;
- устойчивую инфраструктуру для автомобильного, железнодорожного и авиасообщений;
- энергетическую объединённую систему, сеть взаимосвязанных промысловых и магистральных трубопроводов.

Планирование социально-экономического развития территориального комплекса должно опираться на все эти фак-

Новосибирский авиационный завод
Источник: kasheloff.ru



Формирование привлекательного инвестиционного климата для обширной территории требует гибкости государственного и муниципального участия. Это эффективно только для локальных объектов

торы с применением ряда потенциальных механизмов реализации:

- природно-ресурсной инвентаризации;
- восстановления ретроспективных хозяйственных основ сложившейся сети населённых пунктов территориальных общественных систем;
- задания параметров государственной социально-экономической безопасности в границах западносибирского ТПК;
- выстраивания полноценной совокупности технологических взаимосвязей по разнонаправленным интенсивному и экстенсивному путям.

Природно-ресурсная инвентаризация

В основе данного механизма заложена необходимость выстраивания долгосрочного планирования, учитывающего всю совокупность имеющихся природных ресурсов и их сочетаний. Итогом внедрения данного механизма является полноценное вовлечение природно-ресурсного потенциала территории в хозяйственный оборот. При этом природно-ресурсный потенциал рассматривается в широкой трактовке [10], с получением не только совокупности имеющегося распределения местонахождения природных ресурсов, но и их устойчивого использования, исключающего нанесение вреда окружающей среде и коренным народам, живущим традиционным образом жизни.

По итогам полноценной инвентаризации всех природных элементов ландшафта – недр, почв, атмосферного воздуха и природных вод, объектов растительного и животного миров – проводится

комплексное картографическое представление конкурентоспособных ареалов местоположения природных ресурсов. Далее по каждому такому объекту принимается планирование его вовлечения в хозяйственный оборот. Исходя из имеющегося концептуально-проектного задела, в качестве приоритетного направления диверсификации, с учётом отмеченных выгод экономико-географического положения, можно обозначить освоение месторождений твёрдых полезных иско-

следуем сможет определить жизненные приоритеты для выбора специалистами места проживания на территории Западной Сибири. Соответственно, достижение баланса должно позволять позиционировать каждую территориальную общественную систему в качестве участника долгосрочных территориальных целей планирования. Исходя из высоких инвестиционных затрат на комплексное освоение природных ресурсов планирование закрепляется на государственном уровне с привлечением



Месторождение им. А. Жагина в Кондинском районе ХМАО

Источник: «Газпромнефть-Хантос»

паемых Полярного и Приполярного Урала [11, 12], масштабное вовлечение запасов торфа, повышение в энергобалансе доли от использования попутного нефтяного газа [13, 14], расширение использования пастбищ, увеличение производства древесины в лесоизбыточных и обеспеченных транспортной инфраструктурой районах, промышленную организацию сбора дикоросов и добычи объектов животного мира (охота и рыболовство).

Проведение инвентаризации природных ресурсов должно ориентироваться на долгосрочные цели развития территории, захватывая несколько десятилетий, что в по-

механизмов государственной и муниципальной поддержек для субъектов предпринимательской деятельности. Государственное участие предполагает и наличие целей за рамками коммерческого успеха, когда в расчёте эффективности территориального управления рассматриваются такие сводные показатели, как:

- обеспечение государственной безопасности (военной, экономической, социальной) в определённом межотраслевом комплексе;
- сохранение безопасного для жизнедеятельности качества окружающей среды;



Газовый промысел № 1 Бованенковского месторождения

Источник: «Газпром»

- обеспечение устойчивости функционирования социальной инфраструктуры и поселенческой сети.

Восстановление ретроспективных хозяйственных основ сложившейся сети населённых пунктов

Освоение природно-ресурсного потенциала Западной Сибири в разных её районах базировалось на различных предпосылках экономической целесообразности: освоение земельных угодий под пашни и пастбища, охотничьи, лесопромысловые и рыболовные базы, фактории, логистические узлы, пункты организации добычи углеводородов [15]. После начала фазы активной добычи нефти, природного газа, конденсата, а также последовавшего перехода на рыночные механизмы отечественной экономики, исходные экономические первопричины образования сибирских населённых пунктов оказались невостребованными для государственного управления, так как требовали существенных организационно-материальных

затрат на фоне соседствующего рентбельного функционирования объектов топливно-энергетического комплекса. В настоящее время, когда в отношении отечественной экономики применяются враждебные рестрикции, бинарная оценка хозяйственного функционирования населённых пунктов западносибирского ТПК в формате соответствия выбранным государственным приоритетам должна проводиться по категоризации «опорный населённый пункт» и «средовой населённый пункт».

Если разобрать перечисленные приоритетные причины образования населённых пунктов, то их можно разделить на 4 категории:

- агропромышленный вектор;
- логистический вектор;
- углеводородный вектор;
- промысловый вектор.

Все перечисленные первопричины актуальны и в настоящее время, на фоне ввода враждебных рестрикций, при стратегической важности для страны западносибирского ТПК, особенно если учесть, что в стране присутствует дефицит производства основных видов потребительских товаров на фоне кризиса перепроизводства,



Завод Евраз ЗМСК

Источник: *siberia.business-magazine.online*

угрожающего ведущим зарубежным экономикам, что явно подчеркнула политикой ввода госпошлин новая администрация в США. Очевидно, что данное восстановление приоритетов должно планироваться на современной технологической базе, но, в некоторых случаях придётся отталкиваться и от восстановления существовавшей хозяйственной структуры, например, как в части формирования кооперативного сбора дикоросов, организации пушной переработки, звериного хозяйства и т. п.

Для опорных населённых пунктов целесообразна разработка паспортов обслужи-

ваемой территории, на которых должны быть представлены пункты организации приоритетного вида экономической деятельности в формате «фактическая характеристика, планируемые показатели в разбивке по времени, логистическая организация поставок, повышение объёма предоставляемых услуг».

Так как населённые пункты приоритетной промысловой ориентации оказались в наименее защищённых внешних условиях после распада СССР, то и перевод их на сбалансированный путь развития требует принятия оперативных и доступных механизмов, которые, с одной стороны, привлекут возврат исходных инвестиций предпринимательскому сообществу, с другой стороны, не приведут к формированию дотационных производств, не производящих востребованную продукцию [16]. Одним из таких механизмов государственного решения может рассматриваться переориентация государственных закупок продовольственного обеспечения для бюджетных объектов с увеличением в рационе доли продукции местного происхождения: рыба и морепродукты, дикоросы, дичь, оленина и т. д. В этом случае начинает

В географически выверенном формате потребуется формирование паспортов территорий, в которых описывается существующее состояние, планы с достижением отчётных показателей эффективности

работать механизм отношений «потребитель – производитель», который и сегодня существует, но в «серой зоне экономики», за счёт продажи ягод и грибов вдоль трасс, бытового сбыта рыбы и т. п.

Задание параметров государственной социально-экономической безопасности

При проведении дифференциации населённых пунктов принципиальным моментом выступает определение государственных задач в области обеспечения для нужд военной, экономической, социальной безопасности страны и понимание того, какие задачи выполняет тот или иной населённый пункт. Здесь могут быть запланированы цели по выполнению населёнными пунктами государственных функций:

- охрана государственной границы;
- обеспечение функционирования логистической сети;
- охрана объектов культурного наследия;
- обеспечение функционирования особо охраняемых природных территорий;
- ведение традиционного образа жизни коренных народов для сохранения культурного многообразия.

Заполярное месторождение

Источник: «Газпром»



Эти части селитебной зоны ресурсодобывающего региона становятся устойчивыми при наличии гарантированного бюджетирования и постановки регламентированных задач с получением отчётного результата по ключевым показателям эффективности. При наличии соответствующего долгосрочного баланса материального снабжения и долгосрочных перспектив устойчивости для социально-экономического благополучия проживающих здесь людей населённые пункты обеспечат географическую связность территории, что повысит долгосрочную инвестиционную привлекательность районов их местоположения.

Выстраивание полноценной совокупности технологических взаимосвязей по разнонаправленным интенсивному и экстенсивному путям

Сформировавшееся сочетание производств в составе западносибирского ТПК в настоящее время организовано на советской базе с привлечением корпоративного долгосрочного планирования. Вместе с тем, если в области интенсификации производства вертикально-интегрированные нефтяные компании и естественные монополии имеют сбалансированные конкурентоспособные, хоть и разрозненные, цели, то в части экстенсивного пути организации природопользования остаются пробелы в государственном планировании, что связано с низкой инвестиционной привлекательностью освоения обширных пространств. Формирование привлекательного инвестиционного климата для обширной территории требует соответствующей гибкости инструментов государственного и муниципального соучастия. Это эффективно только в части локальных объектов, чтобы исключить общее распределение лимитированного бюджета в среднем в небольших непривлекательных для предпринимательского сообщества размерах. Соответственно, здесь в географически выверенном формате опять же потребуется формирование паспортов территорий (территориаль-

ных общественных систем), в которых описывается существующее состояние, планы с их отчётным достижением через систему принятых показателей эффективности, а также комплексирование с долгосрочными корпоративными планами природопользователей.

В формате действующих паспортов территорий можно выделить планы недропользователя по освоению месторождения с соблюдением установленных темпов извлечения запасов, планы рекультивации территории, поэтапного возвращения земель для нужд других природопользователей с получением соответствующего социально-экономического дохода. Внутри данных планов могут рассматриваться и предложения по локализации используемых товаров и услуг для корпоративных планов.

Заключение

В условиях воздействия враждебных рестрикций против отечественной энергетики разработка механизмов диверсификации экономики ресурсодобывающих территорий становится задачей государственного управления. Наследие от административно-плановой системы

в организации территориальных производственных комплексов оказалось устойчивым к смене общественных формаций, но требует соответствующей интенсификации работ по развитию организации функционирования таких образований. Основным направлением ресурсодобывающих регионов для долгосрочного государственного планирования, с их рисками, является диверсификация территориальной экономики.

Предложенные механизмы диверсификации экономики территории основаны на учёте исторического хозяйственного пути и существующей географической уникальности. В качестве модельной территории выбран западносибирский территориально-производственный комплекс, на который приходится основная доля добычи углеводородов в стране. Отдельные механизмы решений по диверсификации сырьевой экономики могут внедряться опосредованно, но наибольший эффект достигается при комплексном подходе одновременного применения всех рассмотренных механизмов с регулярным добавлением актуальных геополитических и экономических ключевых показателей эффективности.

Омский НПЗ

Источник: «Газпром нефть»



Болота Западной Сибири

Источник: Grigoriy Pisetckii / depositphotos.com

Использованные источники

1. Колосовский Н. Н. Основы экономического районирования. М.: Госполитиздат, 1958. – 200 с.
2. Бакланов П. Я. Об объекте, предмете и задачах современной социально-экономической географии // Социально-экономическая география. Вестник Ассоциации российских географов-обществоведов. 2014. № 3. С. 4-12.
3. Шувалов В. Е. Энергопроизводственный цикл // Научно-образовательный портал «Большая российская энциклопедия». 2024. № 3. DOI 10.54972/00000001_2024_3_26
4. Шарыгин М. Д. Общественная география в России: тернистый путь развития // Географический вестник. 2017. №2(41). С. 17–25. DOI 10.17072/2079-7877-2017-2-17-25
5. Скороходова О. Н. США и Западная Европа в условиях нефтяного кризиса 1973-1974 годов // Новая и новейшая история. 2013. №1. С. 37–53.
6. Наумкин В. В., Кузнецов В. А. «Октябрьская» война 1973 года и Советский Союз // Россия в глобальной политике. 2023. Т. 21, №5(123). С. 192-207. DOI 10.31278/1810-6439-2023-21-5-192-207
7. Сысоева Н. М. Развитие потребительской среды региона Новосибирск: Издательство Сибирского отделения РАН, 2004. – 189 с.
8. Симонов К. Нефтегазовый комплекс России в период геополитической турбулентности: как найти верный ответ на санкции? // Энергетическая политика. 2022. №7(173). С. 38–57. DOI 10.46920/2409-5516_2022_7173_38
9. Петров Ю. В., Кочуров Б. И. Трансформация сети городских населенных пунктов в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в постсоветское время // Экология урбанизированных территорий. 2023. №1. С. 55–59. DOI 10.24412/1816-1863-2023-1-55-59
10. Бакланов П. Я. Динамика природно-ресурсного потенциала территории и методы ее оценки // География и природные ресурсы. 2000. №3. С. 10–16.
11. Латышев П., Юшкин Н. Урал промышленный – Урал Полярный // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2006. №1(133). С. 13–14.
12. Месторождения Полярного и Приполярного Урала и их значение для реализации национальной программы «Урал промышленный – Урал полярный» / В. А. Коротеев, Ю. Н. Федоров, К. С. Иванов и др. // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2006. №2. С. 15–25.
13. Брехунцов А. М., Петров Ю. В. Систематизация сведений по природно-ресурсному потенциалу Ямало-Ненецкого автономного округа для устойчивого развития // Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. География. Геология. 2023. Т. 9, №1. С. 17–32.
14. Токарев А. Н. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа: интересы и роль нефтедобывающих регионов // Регион: Экономика и Социология. 2009. № 3. С. 212–231.
15. Худуев З. М. Государственное регулирование промысловой охоты в Западной Сибири в XIX – начале XX в. // Вестник Томского государственного университета. 2007. № 294. С. 175–167.
16. Бляхер Л. Е., Григоричев К. В., Пешков И. О. Управление пустотой, или особенности властных отношений на межселенных территориях // Мир России. Социология. Этнология. 2022. Т. 31, №3. С. 75–95. DOI 10.17323/1811-038X-2022-31-3-75-95.

Проблемы нормативно-правового обеспечения развития газоснабжения и газификации субъектов РФ

Problems of regulatory support for the development of gas supply and gasification of the subjects of the Russian Federation

Игорь ТВЕРСКОЙ
Главный научный сотрудник
АО «Газпром промгаз», к. ф.-м. н.
E-mail: i.tverskoy@mail.ru

Igor TVERSKOY
Chief Scientific Officer
Gazprom Promgaz JSC, Ph.D.
E-mail: i.tverskoy@mail.ru

Газопровод в поселке Снегири села Вильгорт Республики Коми

Источник: «Газпром»



Аннотация. Статья анализирует историю, текущее состояние и перспективы развития нормативно-правовой базы газификации внутреннего рынка России. Автор подробно раскрывает принципы формирования топливно-энергетических балансов и участие «Газпрома» в них. Особое внимание уделено проблемам разработки документов федерального уровня по развитию газоснабжения в субъектах РФ. Основной вывод исследования заключается в необходимости обеспечить согласованность разрабатываемых документов, регламентирующих региональную газификацию.

Ключевые слова: нормативно-правовая база, газификация, топливно-энергетический баланс, спрос на газ, внутренний рынок газа, газопроводы.

Abstract. The article analyzes the history, current state and development prospects of the regulatory framework for gasification of the domestic market of Russia. The author reveals in detail the principles of formation of fuel and energy balances and Gazprom's participation in them. Particular attention is paid to the problems of developing federal-level documents on the development of gas supply in the constituent entities of the Russian Federation. The main conclusion of the study is the need to ensure the consistency of the documents being developed regulating regional gasification.

Keywords: regulatory framework, gasification, fuel and energy balance, gas demand, domestic gas market, gas pipelines.



**В генеральной
схеме учитывается
максимальный охват
населенных пунктов,
предложенный регионом
без учета межтопливной
конкуренции**

Введение

Газоснабжение и газификация создают основу для подъема производительности промышленных предприятий и социально-экономического развития регионов, позволяют улучшить условия труда и быта населения, снизить социально-экономический разрыв между уровнем жизни населения в сельской местности и в городах, снизить загрязнение окружающей среды, способ-

ствуют более равномерному распределению трудоспособного населения по секторам народного хозяйства.

Несмотря на принятые и сохраняющиеся в стране рыночные приоритеты, развитие газоснабжения и газификации России, как показывает анализ [1, 2] и практика разработки генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов РФ, должно осуществляться преимущественно на основе плановых принципов, что предусматривает формирование целевых показателей, механизмов и перечень мероприятий их обеспечивающих. Исходя из этих позиций, в статье рассматриваются проблемы нормативно-правового обеспечения развития газоснабжения и газификации субъектов РФ.

Первая федеральная программа газификации, разработанная в целях улучшения социально-бытовых условий жизни граждан, была поддержана указом Президента РФ¹ и одобрена Постановлением Правительства РФ № 819².

Указом Президента РФ поручалось Правительству РФ «определить источники

¹ Указ Президента РФ от 20.05.1996 г. № 742 «О федеральной целевой программе "Газификация России" на 1996–2000 гг.»
² Постановлением Правительства РФ от 18 июля 1996 г. № 819 «О развитии газификации Российской Федерации в 1996–2000 гг.»

финансирования федеральной программы в 1996 г., а также предусматривать средства на ее финансирование в проектах федеральных бюджетов на 1997 г. и последующие годы», а региональным властям «разработать и утвердить на основе федеральной программы региональные программы газификации территорий субъектов Российской Федерации». Постановлением Правительства № 819 указанные выше поручения Президента РФ рекомендовались к исполнению «органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации», были определены и утверждены государственные заказчики реализации программы: Министерство топлива и энергетики РФ (координатор работ) и Министерство сельского хозяйства и продовольствия РФ. Включение в заказчики Министерства сельского хозяйства и продовольствия связано с реализуемым в то время Постановлением Совета министров РСФСР «О развитии газификации села»³. Соответствующая федеральная программа газификации была разработана АО «Гипрониигаз» (Саратов).

При формировании целевых показателей за основу была принята схема газоснабжения России, разработанная АО «Гипрониигаз» в 1984 г. Однако к моменту работы над федеральной программой она уже не соответствовала текущим задачам развития страны и регионов. Заявленные показатели программы не могли быть достигнуты ввиду завышенных показателей, не обеспеченности ресурсами и не согласованностью с программами по развитию единой системы газоснабжения (ЕСГ) ПАО «Газпром» и региональными

³ Постановление Совета министров РСФСР «О развитии газификации села» от 04.01.1991 г. № 11 (с изменениями от 13 апреля 1993 г.)

Действующей правовой базой не закреплена ответственность потребителей за заявляемые потребности. Как результат, приходится учитывать охват газификации, указанный региональными властями



В деревенских домах зимой топят углем и дровами
Источник: diego.fiore1981@gmail.com / depositphotos.com

программами, а также последующего прекращения государственного финансирования (20% от общего финансирования).

Вместе с тем, следует отметить существенный вклад этой программы в строительство объектов газовой инфраструктуры и газоснабжение сельской местности, апробацию механизма финансирования через надбавку к оптовой цене поставляемого газа потребителям. В 2002 г. была утверждена Федеральная целевая программа «Социальное развитие села до 2010 г.»⁴. Основной целью программы в области развития газификации в сельской местности является повышение уровня снабжения природным газом сельского населения и создание комфортных условий труда и быта в сельской местности. Программа была направлена на строительство уличных газопроводов на селе, для которых была уже разработана проектно-сметная документация, при этом структура финансирования предусматривала участие федерального бюджета – 25%, регионального бюджета – 40% и внебюджетных источников – 35%. Газификация домовладений предусматривалась с участием регионального бюджета – 60% и 40% внебюджетных средств.

В 2003 и 2004 гг. Минтопэнерго и Федеральное агентство по энергетике (Росэнерго) России продолжили работы по фор-

⁴ Утверждена Постановлением Правительства РФ от 03.12.2002 г. № 858.

мированию федеральной программы газификации, учитывая положительный опыт ОАО «Газпром» по разработке генеральных схем газоснабжения и газификации в ряде регионов страны. Однако данные попытки оказались не реализованными, в том числе с учетом проводимой реструктуризации Правительства РФ.

Участие «Газпрома» в газификации: отраслевые нормативы

В начале «нулевых» в отсутствие федеральных программ развития газоснабжения и газификации, ОАО «Газпром» (далее – Общество) сформировало Концепцию региональной политики и Концепцию участия ОАО «Газпром»⁵ в газификации регионов Российской Федерации, которые определили задачи и ответственность компании за формирование перспектив развития рынка газа России.

Совместное участие с исполнительными властями субъектов РФ в развитии газоснабжения и газового рынка страны стало одним из стратегических приоритетов Общества, как социально ориентированной компании. Успешная реализация Обществом программ строительства объектов газоснабжения в субъектах РФ обеспечила

⁵ Утверждена Председателем Правления ОАО «Газпром» Р.И. Вяхиревым РВ-1490 05.04.2000 г.

Укладка межпоселкового газопровода
Источник: kasheloff.ru



рост уровня газификации населения и переход к ее завершающему этапу [3].

Общество самостоятельно сформировало нормативные основы своего участия в развитии газоснабжения страны с учетом системного подхода к развитию сложных энергетических систем, которыми являются расположенные на территориях субъектов РФ газовые инфраструктуры. В основе системного подхода – синхронизация развития газовых ресурсов, газотранспортных и газораспределительных мощностей с обоснованными потребностями в природном газе. В настоящее время нормативная база развития газоснабжения Общества представлена следующими документами:

1. Концепция участия ПАО «Газпром» в газификации регионов Российской Федерации⁶.
2. Порядок разработки, согласования и утверждения генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации⁷.
3. СТО «Газпром» 2–2.3–670–2012 «Правила разработки, утверждения генеральных схем, проектной документации на строительство систем газораспределения».

Порядок участия ПАО «Газпром» в газификации регионов РФ с необходимыми пояснениями схематично приведен на с. 69 годового отчета ПАО «Газпром» за 2023 г.⁸ Основными элементами (документами) его реализации являются:

- соглашения о сотрудничестве с субъектами РФ;
- топливно-энергетические балансы (далее ТЭБ) субъектов РФ;
- генеральные схемы газоснабжения и газификации субъектов РФ;
- межрегиональные и региональные программы газификации ЖКХ, промышленности и других организаций на 10 лет (далее М/Р ПГ) [4];
- программы развития газоснабжения и газификации субъектов РФ на 5-летний период, реализуемые ПАО «Газпром» совместно с исполнительной властью субъектов РФ;
- ежегодные план-графики выполнения программ развития газоснабжения и газификации субъектов РФ.

⁶ Текущая 4-я редакция утверждена постановлением Правления ПАО «Газпром» № 40 от 12.10.2023 г.

⁷ Утвержден приказом ОАО «Газпром» № 239 от 17.09.2010 г.

⁸ URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/29/426570/application-1-2024.pdf>

Отметим, что только разработка ТЭБ и М/Р ПГ относится к ответственности субъектов РФ, оставшиеся элементы – ответственность ПАО «Газпром».

Федеральное законодательство по газоснабжению

Появление на газовом рынке страны новых участников (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.) потребовало совершенствование российского законодательства в области развития газоснабжения субъектов РФ, в части его регулирования на федеральном уровне. При этом следует констатировать, что созданная к настоящему времени нормативно-правовая база практически не привела к участию указанных компаний в плановом и комплексном развитии систем газоснабжения и газификации субъектов РФ.

К числу первых знаковых нововведений законодательства следует отнести Правила разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций [4], которые установили ответственность субъектов РФ за разработку и реализацию соответствующих программ. Разработка документа учитывала практический опыт взаимодействия «Газпрома» с регионами при совместном формировании и реализации мероприятий программ развития газоснабжения и газификации регионов РФ.

По замыслу Минэнерго РФ, данные региональные программы должны объединить в регионе все мероприятия, связанные с объектами газоснабжения и газораспределения, включая действующую Программу развития газоснабжения и газификации ПАО «Газпром» с целью консолидации усилий, синхронизации мероприятий, ликвидации дублирования мероприятий в различных программах и оптимизации средств на их реализацию. Для каждого мероприятия программы должны быть установлены ответственные лица, сроки реализации и источник финансирования.

Начало современного этапа совершенствования законодательно-правовой базы развития газоснабжения субъектов РФ связано с поручением Правительства

РФ⁹ о разработке новой экономической модели газификации. При этом экономическая модель должна была решить задачи:

- определения территории, подлежащих газификации;
- сроков, объемов и источников финансирования мероприятий по газоснабжению и газификации соответствующих территорий;
- обеспечения взаимной финансовой ответственности участников газификации.

В 2020 г. задачи были конкретизированы в поручениях Президента РФ о внедрении социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов РФ¹⁰.

Реализацией поручений Президента РФ стало формирование и выполнение Плана мероприятий по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов РФ¹¹, в котором были намечены конкретные направления в части совершенствования законодательно-правовой базы. В рамках реализации ука-

⁹ Поручение п. 2.1 протокола совещания у заместителя Председателя Правительства РФ Д. Н. Козака (Поручения Правительства Российской Федерации от 12.04.2019 г. № ДК-П9-6 1 пр.)

¹⁰ Перечень поручений по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов (утвержден Президентом Российской Федерации от 31.05.2020 г. № Пр-907).

¹¹ Утвержден Распоряжением Правительства РФ от 30 апреля 2021 г. № 1152-р.

Подключение частного дома к сетевому газу

Источник: «Газпром межрегионгаз»



Межпоселковый газопровод
Источник: flyural66 / depositphotos.com

занного плана внесены изменения в ФЗ № 69 о газоснабжении [5]. К наиболее значимым, в части развития объектов газовой инфраструктуры, отнесем закрепление на федеральном уровне в статье 2 «Основные понятия» новых понятий: единый и региональные операторы газификации (далее ЕОГ и РОГ); схема газоснабжения и газификации субъекта РФ.

Новые понятия, в свою очередь, инициировали дополнительные изменения в части указания функций и ответственности ЕОГ/РОГ за разработку и реализацию М/Р ПГ: статьей 8 «Полномочия федеральных органов государственной власти в области газоснабжения» к полномочиям Правительства РФ отнесено утверждение порядка взаимодействия ЕОГ/РОГ при реализации М/Р ПГ и правил технологического присоединения. В статье 8.2 «Полномочия органов местного самоуправления по организации газоснабжения населения» расширены полномочия органов местного самоуправления, в том числе прописана их ответственность за подготовку населения к использованию газа в соответствии с М/Р ПГ и согласование схем расположения объектов газоснабжения, используемых для обеспечения населения газом.

Статьей 13 «Полномочия организации – собственника Единой системы газоснабжения» дополнены полномочия организации, собственника ЕСГ по участию в:

- мероприятиях по газификации территорий РФ на основе системного подхода, предполагающего в том числе координацию научных, проектных, организационных, производственных и финансовых мероприятий;
- разработке схем газоснабжения и газификации субъектов РФ, согласовании ТЭБ субъектов РФ, муниципальных образований и М/Р ПГ.

Статьей 17 «Правовые основы развития газификации территорий Российской Федерации» указано, что:

- Правительство РФ определяет и назначает юридическое лицо – ЕОГ, который осуществляет свою деятельность согласно перечню территорий и субъектов РФ;
- ЕОГ и РОГ участвуют в разработке и согласовании М/Р ПГ;
- Развитие газификации территорий Российской Федерации осуществляется ЕОГ, РОГ совместно с органами государственной власти субъекта Российской Федерации, органами публичной власти федеральных территорий в соответствии с разработанными на основании схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации с учетом ТЭБ, утверждаемых соответственно высшими должностными лицами субъектов Российской Федерации, руководителями исполнительно-распорядительных органов федеральных территорий, и принятыми в установленном порядке М/Р ПГ, а также со схемами расположения объектов газоснабжения, используемых для обеспечения населения газом;

Участие субъектов не существенное после того, как регионы лишились своей ответственности за развитие газовой инфраструктуры внутри населенных пунктов, эта ответственность перешла к ЕОГ/РОГ

- Порядок составления ТЭБ субъектов Российской Федерации, муниципальных образований утверждается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса. Финансирование М/Р ПГ может осуществляться за счет средств федерального бюджета, бюджетов соответствующих субъектов Российской Федерации и иных не запрещенных законодательством Российской Федерации источников;



Установка газового счетчика
Источник: АО «Ставропольгоргаз»

- Порядки разработки и реализации схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации, а также М/Р ПГ, утверждаемые Правительством Российской Федерации, должны предусматривать порядок (процедуру) согласования и утверждения указанных схем и программ, а также процедуру учета потребностей промышленных организаций в обеспечении газом эксплуатируемых ими объектов и (или) объектов, планируемых ими к запуску.

Также, во исполнение новых положений ФЗ № 69, постановлениями Правительства РФ:

- 1) актуализированы:
- Правила технологического присоединения к сетям газораспределения¹²;
 - Правила разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций [4].
- 2) приняты:
- Правила взаимодействия единого оператора газификации, регионального оператора газификации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов публичной власти федеральных территорий и газораспределительных организаций, привлекаемых единым оператором газификации или региональным оператором газификации, при реализации мероприятий межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций¹³;
 - Правила разработки и реализации схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации [6].
 - Распоряжением Правительства¹⁴ определен перечень федеральных территорий и субъектов РФ, в которых действует единый оператор газификации.

Приказом Минэнерго РФ определены:

- Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований [7];
- Требования к альбому схемы газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации¹⁵.

Современная модель газификации субъектов РФ

В целом текущую модель социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов РФ можно представить в виде трех согласованных последовательных блоков: «Определение потребности

¹² Утверждены Постановлением Правительства РФ № 1547 от 13.09.2021 г.
¹³ Утверждены Постановлением Правительства РФ № 1550 от 13.09.2021 г.
¹⁴ Утверждены Распоряжением Правительства РФ от 15.12.2021 г. № 3603-р.
¹⁵ Утверждены Приказом Минэнерго от 28.08.2024 г. № 1132.

сти в газе», «Формирование программы газификации» и «Реализации программы газификации». Состав этих блоков приведен на рис. 1.

Схема взаимодействия между документами федерального (в соответствии с требованиями федерального законодательства) и отраслевого (нормативные документы ПАО «Газпром») уровней в области развития систем газоснабжения и газификации субъектов РФ схематически приведены на рис. 2.

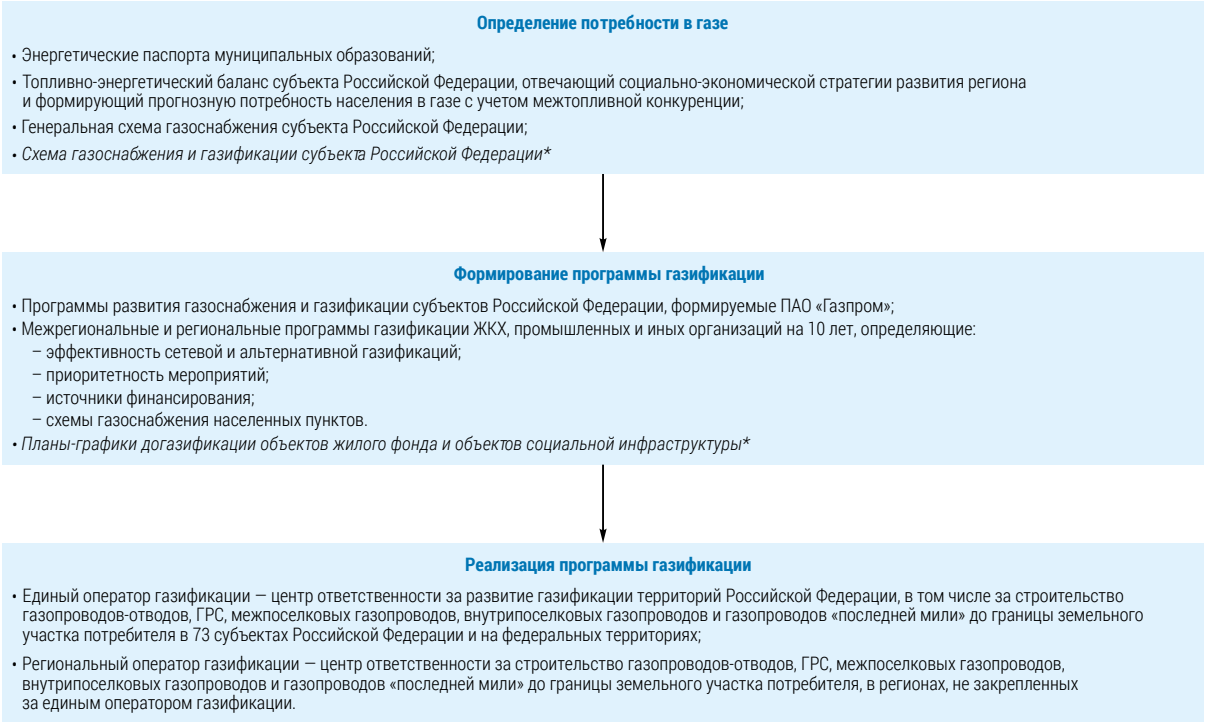
Как видно, на федеральном и отраслевом нормативном уровнях одновременно фигурируют два вида программ газификации (М/Р ПГ и программы ПАО «Газпром») и два вида схем (схемы в соответствии с Правилами разработки и реализации [4] и генеральные схемы). При этом, если программа «Газпрома» по сути является составной частью М/Р ПГ, то требования к схемам практически идентичны. В этом случае основная задача состоит в обеспечении согласованности и непротиворечивости существующих и разрабатываемых документов развития газоснабжения субъектов РФ в соответствии с рекомендациями Постановления Правительства РФ [6].

Рис. 1. Текущая модель социально ориентированной и экономически эффективной системы газоснабжения и газификации субъектов РФ

Для большинства регионов привлечение средств под строительство региональных газопроводов является существенной проблемой, так как многие из них относятся к дотационным субъектам

На федеральном уровне перспективы развития газоснабжения регламентируются триадой взаимосвязанных базовых нормативно-правовых документов по разработке и реализации основных направлений развития газоснабжения и газификации на территории субъекта РФ: «ТЭБ» (Приказ Минэнерго РФ [7]), «Схема газоснабжения и газификации» [6], «Межрегиональная или региональная программы газификации ЖКХ, промышленных и других организаций» [4].

Источник: представленная модель сформирована на основе модели, представленной на с. 64 Годового отчета ПАО «Газпром» за 2021 г. «Синергия успеха»



* Изменения

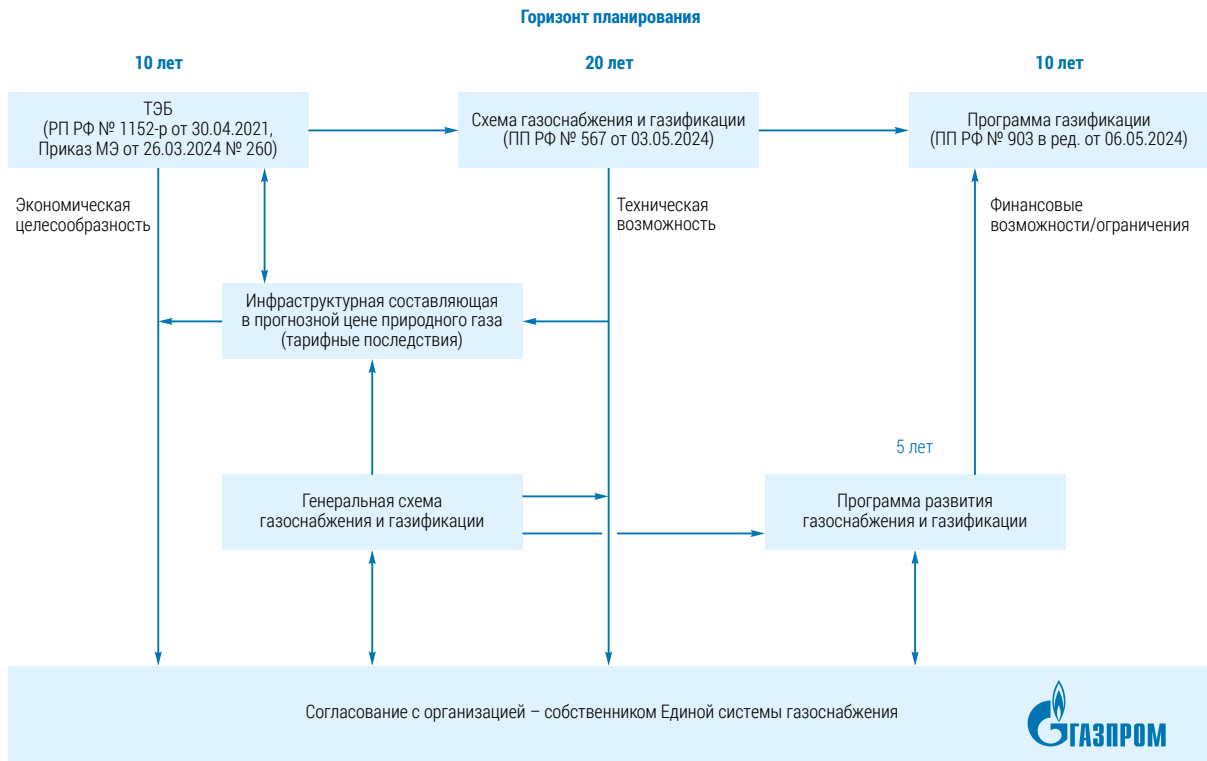


Рис. 2. Схема взаимодействия нормативных документов развития газоснабжения и газификации субъектов РФ

Последовательность разработки документов соответствует порядку их указания, что и отражено в статье 2 ФЗ № 69 в определении понятия «Схема газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации»:

- схема должны учитывать ТЭБ;
- программа должна формироваться на основе схемы.

Федеральная и отраслевая нормативные базы в области газоснабжения

Нормативно-правовые документы федерального уровня разрабатывались с учетом апробированных в практической деятельности нормативных документов ПАО «Газпром». Сравним аналогичные документы, уделив особое внимание потенциальным проблемам при их формировании согласно требованиям федерального уровня, разработка которых в зоне ответственности исполнительной власти субъекта РФ. Результаты такого сопоставления приведены в таблице 1.

Исключение – Приказ Минэнерго [7], аналог которого формально отсутствует

в нормативной базе «Газпрома», но при этом аналогичные оценки выполняются при разработке/актуализации генеральной схемы в разделе по энергоснабжению в рамках определения рациональной доли газа в ТЭБ субъекта РФ, которая и определяет охват газификации, учитываемый в генеральной схеме.

В рамках разработки генеральной схемы также осуществляется согласование принятого охвата и перспективной потребности в газе субъекта РФ как с органами муниципальной власти, так и с крупными действующими и перспективными промышленными потребителями, правительством субъекта РФ по объектам, реализуемым по инвестиционным проектам федерального и регионального уровней.

К сожалению, действующей правовой базой не закреплена ответственность потребителей за заявляемые ими потребности в газе. Как результат, в генеральных схемах приходится учитывать охват газификации, указанный региональными властями (близок к учету всех населенных пунктов региона), и объемы по заявки потребителей, которые часто сформированы без должной проработки и обоснования.

Основные документы модели взаимодействия в зоне ответственности субъектов РФ				
Показатель	Топливо-энергетический баланс (ТЭБ)	Схема газоснабжения и газификации	Межрегиональная/региональная программа газификации	
Разрабатываемый документ	Приказ Минэнерго от 29.10.2021 г. № 1169 с изм. Приказа Минэнерго от 26.03.2024 г. № 260	ППРФ от 03.05.2024 г. № 567	ППРФ от 10.09.2016 № 903 с изм. от 06.05.2024 г.	
Ответственность за разработку	Субъект РФ	Субъект РФ совместно с собственником ЕОГ, ЕОГ/РОГ	Субъект РФ совместно с собственником ЕОГ, ЕОГ/РОГ	
Цели	Определить и обосновать экономически эффективный охват газификации	Сформировать мероприятия по газификации н/п в соответствии с обоснованным охватом	Конкретизировать сроки и ответственность за реализацию	
Предпосылки, предшествующий практический опыт	Приказ МЭ № 600 от 14.12.2011 г.	• Концепция участия ПАО «Газпром» в газификации регионов Российской Федерации; • Порядок разработки, согласования и утверждения генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации; • СТО «Газпром» 2–2.3–670–2012 «Правила разработки, утверждения генеральных схем, проектной документации на строительство систем газораспределения»	Концепция участия ПАО «Газпром» в газификации регионов Российской Федерации	
Критерии	Экономическая целесообразность	Техническая возможность	синхронизация мероприятий по технической возможности; финансовое обеспечение	
Участие собственника ЕОГ, ЕОГ/РОГ согласно НПА	ЕОГ совместно с «Газпромом» рассчитывают инфраструктурную составляющую по заданным субъектам целевым показателям развития газификации	предоставляет по запросу исходные данные; согласовывает результаты	Согласовывает результаты (мероприятия программы)	
Проблемы/вызовы выполнения требований у субъекта РФ	• отсутствие компетенций; • дополнительные бюджетные затраты на разработку; • методика расчета ИС – не регламентирована, в том числе по срокам; • расчет ИС требует информацию в объеме генеральной схемы, где рассмотрен предложенный охват газификации	• отсутствие компетенций; • дополнительные бюджетные затраты на разработку; • отсутствие ТЭБ, разработанного в соответствии с Приказом № 1169 – т. е. нет обоснованного охвата газификации; • совпадение требований с генеральной схемой, при этом не определен порядок синхронизации при разработке; • рекомендованные сроки малы для разработки документа и его утверждения по правилам	• отсутствие полной финансовой обеспеченности мероприятий программы; • бюджеты участников реализации программ имеют разные сроки планирования; программы планируют создание технической возможности для газификации, а не саму газификацию (подготовку потребителей к приему газа)	

Таблица 1. Сопоставление основных нормативных документов модели газификации

В отдельных регионах страны удается в рамках такой разработки/актуализации согласовать критерии учета населенных пунктов с профильной структурой исполнительной власти, ответственной за взаимодействие при разработке генеральной схемы. Как правило, в качестве критериев принимается число домовладений в населенном пункте, а также удаленность от газифицированного или планируемого к газификации населенного пункта. В этом случае в генеральной схеме удастся не учитывать населенные пункты, объемы потребления которых заведомо не могут компенсировать даже затраты на эксплуатацию объектов газораспределения, требуемых к строительству для поставки газа в эти населенные пункты.

Задача прогнозного ТЭБ, составляемого по [7] – определить охват населенных пунктов региона для газификации, экономически взаимно обоснованный, для потребителей и поставщиков. Прогнозные ТЭБ субъектов РФ, директивно составленные и утвержденные в 2022 г., были выполнены без учета инфраструктурной составляющей, то есть не в соответствии, на момент разработки, требований [7]. Использование таких ТЭБ для целей разработки схем газоснабжения и газификации [6] и М/Р ПГ [4], практически бесполезно.

Следует признать, что в настоящее время отсутствуют адекватные прогнозные ТЭБ субъектов РФ, согласованные с ПАО «Газпром» и ЕОГ, а также утвержденные главой исполнительной власти субъекта РФ, что требует текущие положения [7]. Разработка ТЭБ в установленном порядке предусматривает учет инфраструктурной составляющей (далее – ИС) при определении экономической целесообразности перехода на газ с других видов топливно-

Велика вероятность, что разработку документов развития могут поручить не вполне компетентным исполнителям, организациям без практического опыта в этой сфере, но предложившим меньшую цену



Газопровод в деревне
Источник: *uprgkh.pnzreg.ru*

энергетических ресурсов, расчет которой невозможен без наличия полной информации по необходимым мероприятиям, для всех предложенных к газификации населенных пунктов.

В данном случае принципиально необходимым для ЕОГ (как ответственного за расчет ИС) могут стать результаты работы генеральной схемы субъекта РФ, в которой рассмотрены вопросы определения потенциальных источников и схемы поставки газа для газификации населенных пунктов, предлагаемых к газификации субъектом, при запросе на расчет ИС. При отсутствии материалов генеральной схемы, для определения ИС сначала придется разработать рациональные схемы поставки газа в населенные пункты, заявленные субъектом РФ в качестве целесообразных для учета в ИС, согласовать их техническую реализуемость с соответствующими газораспределительными и газотранспортными организациями. По существу, указанные процедуры, соответствуют разработке обоснованных технических решений по развитию газоснабжения и газификации на территории региона в рамках разработки генеральной схемы.

Учет рассчитанной ИС в полном соответствии с требованиями [7] позволяет определить экономически обоснованный и целесообразный охват газификации в ТЭБ как для потребителей, так и для газовых компаний, который должен быть согла-

сован ЕОГ и «Газпромом», и впоследствии утвержден высшим должностным лицом исполнительной власти субъекта РФ.

Правила [6] были утверждены в мае 2024 г. Сопоставление их с аналогичными требованиями нормативной базы «Газпрома» показывает, что в полном объеме сохранены требования, апробированные в системе «Газпрома» в рамках разработки и актуализации действующих генеральных схем почти на всех субъектах РФ. Потенциальные отличия возможны с учетом разного охвата газификации, принятых при разработке этих документов. Можно предположить, что охват газификации в строгом соответствии с ТЭБ [7] может быть меньшим, чем учтенный в генеральной схеме. Как было отмечено выше, в генеральной схеме, как правило, учитывается максимальный охват населенных пунктов, предложенный регионом без учета межтопливной конкуренции, при этом для удаленных населенных пунктов в качестве альтернативы рассматриваются и схемы газоснабжения СПГ.

Реализация мероприятий М/Р ПГ и входящие в них программы ПАО «Газпром» создают условия для газификации объектов ЖКХ, промышленности и иных организаций, при этом сама газификация этих объектов зависит от финансовых возможностей их владельцев с учетом льгот, предоставляемых региональными и федеральными властями. Программы

Укладка межпоселкового газопровода в Ульяновской области
Источник: «Газпром»



Без внятной финансовой позиции федерального центра и привлечения независимых производителей, имеющих стабильные доходы на газовом рынке, развитие газификации представляется нереализуемым

ПАО «Газпром» формируются на пятилетний период с учетом принятого советом директоров объема инвестиций и ответственности компании за строительство газовой инфраструктуры до земельных участков потенциальных потребителей в газифицируемых населенных пунктах. Основное финансовое бремя за реализацию мероприятий М/Р ПГ возложено на «Газпром».

Проблемы формирования М/Р ПГ на 10-летний период связаны с финансированием мероприятий, не входящих в зону ответственности программ «Газпрома», так как независимые поставщики газа, обеспечивающие газом крупных промышленных потребителей региона, практически не участвуют в финансировании реализации мероприятий. Так же следует указать на отсутствие бюджетных средств в регионах на весь плановый период¹⁶, нормативные ограничения по ежегодному использованию спец-надбавки к тарифам на транспортировку по сетям газораспределения. Региональная программа за счет средств региона сейчас в основном используется на реализацию пообъектного плана-графика догазификации, который имеет краткосрочный плановый горизонт – год, при этом выпадающие доходы ГРО по догазификации компенсируются за счет ЕОГ. Отметим, что регионы, которые участвуют в программах «Газпрома», фактически перестают инвестировать в строительство газовой инфраструктуры в газифицируемых по этой программе населенных пунктах. За регионами осталась ответственность за подключение объектов потребления, которые ими указаны в мероприятиях программы. При этом их число значительно меньше числа потенциальных

¹⁶ Региональные бюджеты формируются на срок не более 3-х лет.

потребителей. В целом эффект от реализации М/Р ПГ, в том числе повышение уровня газификации населения, не соответствует совокупным инвестициям в реализации мероприятий программ.

Проблемы разработки документов федерального уровня по развитию газоснабжения в субъектах РФ

Практическое развитие газоснабжения свидетельствует, что основным участником развития газоснабжения субъектов РФ остается ПАО «Газпром» совместно со своими дочерними компаниями. Участие субъектов не столь существенное: после того, как регионы лишились своей ответственности за развитие газовой инфраструктуры внутри населенных пунктов, эта ответственность перешла к ЕОГ/РОГ. При этом независимые поставщики газа работают преимущественно на внутреннем газовом рынке в интересах промышленных потребителей. Поэтому не должно быть противоречий в нормативных документах федерального и отраслевого уровней.

Проведенный анализ требований нормативно-правовых документов развития газоснабжения на федеральном уровне показал в целом системный подход к развитию газоснабжения: от обоснованных прогнозов потребности в газе субъектов РФ через схемы обеспечения прогнозов к реализации соответствующих мероприятий программ. Вместе с тем, следует признать ряд проблем с выполнением требований, рассмотренных нормативно-правовых актов федерального уровня в зоне ответственности субъектов РФ при разработке регламентируемых документов. Необходимо прокомментировать наиболее значимые из них:

1. Отсутствие предварительной апробации. Введение всех нормативно-правовых актов (НПА) в области газоснабжения происходит в ускоренном порядке без предварительной апробации регламентируемых механизмов разработки стратегических документов регионального развития газоснабжения на ряде пилотных субъектов. Как результат, такие документы, сформированные и даже утвержденные в регионах, в целом не соответствуют целям их разработки, необходимо вносить неоднократные изменения в уже принятые НПА федерального уровня.



Межпоселковый газопровод

Источник: volchicca / depositphotos.com

2. Отсутствие должных компетенций у субъектов РФ. Разработка документов перспективного развития газоснабжения поручена исполнительной власти субъекта РФ. Соответствующие документы относятся к документам регионального стратегического планирования и требуют необходимых компетенций и квалификации для оценки текущего состояния и определения направлений развития объектов газоснабжения с учетом прогноза потребности в газе потребителей региона, технических возможностей федеральной системы газоснабжения, а также региональной и федеральной ресурсных баз природного газа. Поэтому их разработка требует привлечения компетентных научных и/или проектных организаций.

3. Отсутствие достаточных средств в региональных бюджетах. Привлечение сторонних исполнителей возможно по ФЗ № 44-AP, исполнитель определяется по результатам конкурсных процедур, основные критерии – сроки и минимизация средств на разработку. Для проведения соответствующих торгов региону необходимо заранее предусмотреть финансовые средства в бюджете. Для большинства регионов это является су-

щественной проблемой ввиду того, что многие из них относятся к дотационным субъектам, и возможно потребуются делать соответствующие запросы на получение финансирования из федерального бюджета.

В общем случае велика вероятность, что разработку документов развития могут поручить не вполне компетентным исполнителям, организациям без практического опыта в этой сфере, но предложившим меньшую цену за разработку. Выбор не в полном объеме компетентных разработчиков документов имеет высо-

Перекладывание ответственности за разработку документов развития газоснабжения на субъекты РФ представляется в корне не верным. Они не владеют должными компетенциями и ресурсами

Пуск газа в деревне под г. Йошкар-Ола

Источник: gtrkmariel.ru





Пуск газа в деревне Пономарева Заводоуковского городского округа Тюменской области

Источник: Вслух.ру

кие риски получения отрицательного заключения при согласовании разрабатываемых по контракту документов с ЕОГ/РОГ, собственниками систем газоснабжения, входящих в федеральную систему газоснабжения, согласно требованиям НПА, регламентирующих их разработку.

Упоминание в нормативе, что разработка осуществляется совместно с ЕОГ/РОГ или собственником ЕСГ, не снимает с исполнительной власти субъекта персональной и финансовой ответственности за качество разработки документов. Порядок совместного финансирования разработок рассматриваемых документов не регламентирован на федеральном правовом уровне. Как показывает анализ результатов разработки ТЭБ, в настоящее время нет ни одного ТЭБ, соответствующего требованиям [7], а это базовый стратегический документ развития газоснабжения.

4. Отсутствие требований к обосновывающим документам. Проблема состоит в том, что практический опыт ПАО «Газпром» учтен не в должной мере. Так, в документах, регламентирующих разработку перспектив развития газоснабжения и ТЭБ, не конкретизированы обо-

сновывающие материалы. Отсутствие обосновывающих материалов затрудняет и делает практически невозможным экспертизу и оценку качества представленных решений в регламентные сроки.

Следует отметить особенность согласования собственником ЕСГ документов перспективного развития касательно объектов ЕСГ, ввиду их общесистемного назначения в обеспечении поставок газа потребителям, не для одного, а нескольких субъектов РФ, которые целесообразно рассматривать одновременно.

5. Отсутствие регламентирования расчета целевых показателей развития газоснабжения субъектов РФ. Не регламентирован перечень необходимых исходных данных для разработки в соответствии с НПА. Так, при разработке ТЭБ требуется определить ИС, расчет которой должен выполнять ЕОГ по заявленному целевому уровню газификации населения (п. 60 Порядка составления ТЭБ [7]). В новой редакции Методики расчета показателей газификации¹⁷ [8] впервые введен показатель «Целевой уровень газификации населения», но предназначенный для учета эффекта выполнения программ

¹⁷ Зарегистрировано в Минюсте РФ 14.10.2024 г. № 79780.

газификации [6]. Для задач составления ТЭБ более подходит понятие «Потенциальный уровень газификации населения» расчет которого регламентирован этой же методикой [8], при этом потенциальные уровни¹⁸ определяются без учета межтопливной конкуренции и технической целесообразности. Текущие целевые показатели по субъектам РФ и стране в целом были сформированы на основе расчетных значений потенциальных уровней газификации и закреплены в проекте доклада к президиуму Государственного Совета Российской Федерации по вопросу «О развитии систем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации» (март 2021).

Целевой уровень газификации (требуемый для задания п. 60 [7]) может быть корректно определен только с учетом экономически целесообразного охвата газификации по результатам составления

¹⁸ По мнению Минэнерго России, целевые показатели газификации субъектов Российской Федерации должны формироваться с учетом потенциально возможного (технически обоснованного) уровня газификации и критериев, позволяющих сформировать приоритеты газификации в условиях финансовых ограничений и необходимости решения социальных задач. Из доклада Минэнерго РФ о выполнении поручения Правительства Российской Федерации от 12.04.2019 г. № ДК-П9-61 пр (подпункт 2.1 пункта 2) «Об экономической модели газификации субъектов Российской Федерации».

Социальная газификация

Источник: mathes / depositphotos.com



прогнозного ТЭБ с учетом ИС. Поэтому в [7] необходимо внести уточнения в части задания, не целевого уровня газификации (порядок расчета определен [8]), а потенциального охвата газификации с учетом социальной и технологической целесообразностей. Следует отметить, что ИС не учитывается регулятором при определении цены на природный газ, а также тарифов на его транспортировку, что может привести к снижению эффективности инвестиций «Газпрома».

6. Отсутствует учет региональных особенностей. НПА в области газоснабжения и газификации регламентируют единые требования к формированию перспектив развития для всех субъектов РФ, вне зависимости от состояния развития газоснабжения (завершено, или близко к завершению с развитием газораспределительной инфраструктуры, требуется развитие газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры) и возможности местной ресурсной базы (при их наличии). Все зависит от ИС, определяемой ЕОГ в рамках составления прогнозного ТЭБ [7].

Очевидно, что в таких условиях, наибольшие возможности по дальнейшему развитию у субъектов РФ с territori-

ально развитой газовой инфраструктурой. В случае единого ГРО субъект имеет возможность наиболее полного использования механизма спецнадбавки для реализации мероприятий М/Р ПГ. Более высокие темпы развития газификации ожидаемы у субъектов с высоким уровнем газификации, чем у субъектов с меньшими значениями. При этом следует забыть о развитии газоснабжения субъектов Дальнего Востока и Восточной Сибири без активного финансового участия федерального центра.

7. Отсутствие механизма учета актуальных генеральных схем субъекта РФ. С учетом наличия на текущий момент актуализированных генеральных схем, утвержденных высшим должностным лицом исполнительной власти субъекта РФ, и единства требований к разработке перспективных схем развития газоснабжения и газификации на федеральном и отраслевом уровнях, представляется целесообразным допустить упрощенный порядок их «переутверждения» для соответствия требованиям [6]. При формировании мероприятий М/Р ПГ рекомендуется учитывать наличие населенных пунктов, предлагаемых к газификации в генеральных схемах и ТЭБ, согласованного и утвержденного в установленном порядке [7].

Заключение

Проведенный системный анализ особенностей исполнения в регионах нормативно-правовой базы на федеральном и отраслевом уровнях выявил ряд проблем, комплексное решение которых позволит обеспечить более эффективное и стабильное развитие газоснабжения и газификации субъектов РФ страны в целом. При формировании перспектив развития газоснабжения субъекта РФ целесообразно обеспечить согласованность документов, подлежащих разработке [4–7], которое может требовать итеративного их уточнения с учетом технических и финансовых возможностей их реализации¹⁹[9] на рассматриваемый горизонт планирования. Основное внимание при совершенствовании федеральной нормативно-правовой базы рекомендуется уделить на следующие обстоятельства:

¹⁹ См. итеративную схему, представленную на рис. 2. Итеративная схема формирования направлений развития газоснабжения [9].

1. Необходимо научно обосновать экономически и технологически целесообразные перспективы развития для каждого субъекта РФ в среднесрочной и долгосрочной перспективе, в том числе с учетом возможности обеспечения необходимыми финансовыми ресурсами как для развития объектов федеральной системы газоснабжения, так и объектов газораспределительной инфраструктуры на территориях соответствующих субъектов. Отметим, что газификация объектов жилого фонда обеспечивает надежность и технологические удобства в решении бытовых потребностей населения, при этом не следует забывать, что использованию газа есть и другие альтернативы, в том числе с использованием электроэнергии там, где это технологически и экономически предпочтительно.
2. Сформированные правовые основы развития газоснабжения и газификации субъектов РФ на федеральном и отраслевом уровнях, по сути, являются механизмами планового развития. В то же время заявленные целевые показатели, в целом не обоснованы с учетом экономической и технологической целесообразностей. В текущих условиях перекладывание ответственности за разработку документов развития газоснабжения и газификации на исполнительную власть субъектов РФ представляется в корне не верным. Субъекты РФ не владеют должными компетенциями и ресурсами углеводородов, не могут обеспечить системного развития газового комплекса страны. При этом роль исполнительной власти страны, как и независимых производителей газа в организации и финансовой поддержке развития субъектов РФ не регламентирована.
3. В текущих условиях без внятной финансовой позиции федерального центра и привлечения независимых производителей, имеющих стабильные доходы на газовом рынке страны, обеспечение целевого развития газоснабжения и газификации субъектов РФ представляется слабо реализуемым.



Укладка межпоселкового газопровода в Ломоносовском районе, Ленинградская область

Источник: «Газпром»

Использованные источники

1. Тверской И. В., Аверьянов В. К. Особенности планирования Российской энергетики // Нефтегазовая вертикаль. № 3, 2024. С. 44–54.
2. Тверской И. В. Пути совершенствования системы управления развитием газоснабжающей отрасли России // Энергетическая политика. 2024, № 4(195). С. 38–53.
3. Сторонский Н. М., Тверской И. В., Самойлов Р. В., Сосков М. В. Завершающий этап развития газификации регионов Российской Федерации // Газовая промышленность. 2023, № 1(844). С. 90–98.
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 г. № 903 «О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций» (в ред. от 06.05.2024).
5. Федеральный закон от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (редакция от 08.08.2024 г. с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2024 г.)
6. Постановлением Правительства РФ от 03.05.2024 г. № 567 «Об утверждении Правил разработки и реализации схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации».
7. Приказ Минэнерго России от 29.10.2021 г. № 1169 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» в редакции Приказа Минэнерго РФ от 26.03.2024 г. № 260.
8. Приказ Минэнерго России от 21.06.2024 г. № 685 «Об утверждении методики расчета показателей газификации» (взамен Приказа Минэнерго России от 02.04.2019 г. № 308).
9. Тверской И. В. Перспективы и проблемы развития газоснабжения Прибайкальской территории // Энергетическая политика. 2024, № 7(198). С. 38–59.

Новый вид экономических рисков компаний ТЭК в условиях углеродного регулирования

A new type of economic risks of fuel and energy companies in the context of carbon regulation

Илья НАГАЙЦЕВ

Руководитель проекта департамента устойчивого развития

Аналитического центра ТЭК

URL: <http://orcid.org/0009-0004-0777-0857>

E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Iliia NAGAITSEV

Project manager of the Sustainable Development Department of the Center for energy research, Russia, Moscow

URL: <http://orcid.org/0009-0004-0777-0857>

E-mail: ia.nagaitzev@yandex.ru

Андрей КОМЕНДАНТ

Начальник департамента устойчивого развития Аналитического центра ТЭК

E-mail: komendant@actek.group

Andrey KOMENDANT

Head of the Sustainable Development Department of the Center for energy research, Russia, Moscow

E-mail: komendant@actek.group

Татьяна ПЕТРОВА

Профессор кафедры менеджмента и территориального развития

Сибирского государственного индустриального университета, д. э. н.

URL: <http://orcid.org/0000-0002-5399-9060>

E-mail: ptrvt@mail.ru

Tatyana PETROVA

Professor, Doctor of Economics, Department of Management and Territorial Development, Siberian State Industrial University, Russia, Novokuznetsk

URL: <http://orcid.org/0000-0002-5399-9060>

E-mail: ptrvt@mail.ru

Аннотация. В работе исследуются предпосылки корректировки систем управления экономическими рисками компаний топливно-энергетического комплекса России в условиях глобального энергоперехода и углеродного регулирования. Актуальность темы обусловлена растущим давлением климатической повестки на традиционные бизнес-модели сектора, что требует пересмотра подходов к риск-менеджменту. На основе анализа отчетов ключевых игроков газовой, нефтяной, угольной отраслей выявлены характерные экономические риски, включая валютные, ценовые, инвестиционные и санкционные угрозы. Особое внимание уделено новым вызовам, связанным с углеродным регулированием: введением и разработкой систем торговли квотами на выбросы парниковых газов крупнейших стран-импортеров, введение трансграничного углеродного налога в Европейском союзе, сокращением спроса на ископаемое топливо в перспективе 2030–2050 гг. прогнозируемого Международным энергетическим агентством, ужесточением ESG-требований ключевых стейкхолдеров. Предложена структура интеграции экономических рисков углеродного регулирования в систему управления рисками компаний ТЭК. Сделаны выводы о необходимости дальнейшего изучения направления и апробации данного подхода в текущей деятельности компаний. Практическая значимость исследования заключается в разработке конкретных рекомендаций по модернизации систем риск-менеджмента энергетических компаний. Результаты работы могут быть использованы при формировании корпоративных стратегий адаптации к энергопереходу, разработке государственной энергетической политики, а также в образовательных программах подготовки управленческих кадров для ТЭК.

Ключевые слова: ТЭК, экономические риски, энергопереход, климатические изменения.

Abstract. The paper examines the conditions for adapting the economic risk management systems of companies in the Russian fuel and energy sector in the context of the global energy transition and carbon regulation. The relevance of the topic is due to the growing pressure of the climate agenda on the traditional business models of the sector, which requires a revision of approaches to risk management. Based on an analysis of reports from key players in the gas industry – GAZ-PROM, the oil industry – TATNEFT, and the coal industry – Raspadskaya, the authors identify typical economic risks, including currency, price, investment and sanctions risks. Special attention is paid to new challenges related to carbon regulation: the introduction and development of greenhouse gas emissions trading systems in major importing countries, the introduction of a cross-border carbon tax in the European Union, the decline in demand for fossil fuels forecast by the International Energy Agency for 2030–2050, and the tightening of ESG requirements by key stakeholders. The structure of integrating the economic risks of carbon regulation into the risk management system of fuel and energy companies is proposed. Conclusions are drawn on the need for further study of the direction and testing of this approach in the current activities of companies.

Keywords: fuel and energy complex, economic risks, energy transition, climate change.

Введение

Современные климатические тенденции выступают ключевым фактором трансформации мировой энергетики, что неизбежно сказывается на структуре и динамике развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует снижение мирового спроса на традиционные энергоносители

на горизонте 2030–2050 гг.¹ В условиях глобального энергоперехода ТЭК России сталкивается с масштабными изменениями, обусловленными как международными трендами декарбонизации, так и внутренней корректировкой энергобаланса. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 гг. предусматривает ввод в эксплуатацию

¹ World Energy Outlook 2024. IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>



Климатические протесты в странах ЕС

Источник: slavonic777 / depositphotos.com

генерирующего оборудования общим объёмом 17 341,4 МВт, в том числе на атомных электростанциях (АЭС) – 3 850 МВт, тепловых электростанциях (ТЭС) – 7 876,2 МВт (из них 5 354,2 МВт – на газе, 2 095 МВт – на угле и 427 МВт – на прочих видах топлива), на гидроэлектростанциях (ГЭС (ГАЭС) – 1 091,4 МВт и возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) – 4 523,8 МВт². Текущие планы соответствуют целям Климатической доктрины РФ³, в том числе увеличение установленной мощности традиционных объектов генерации, из которых доля ввода ТЭС, работающих на газе, составит 68%, увеличение доли низкоуглеродной генерации – АЭС, возобновляемой и низкоуглеродной генерация – ГЭС, ВИЭ⁴.

Наибольшие выбросы парниковых газов (ПГ) в РФ связаны с энергетикой (34%), в меньшей степени – с промышленностью (24%), сельским хозяйством (22%), транспортом (15%) и эксплуатацией зданий (6%)⁵.

Снижение экономических рисков, обусловленных углеродным регулированием ТЭК, требует комплексного подхода, сочетающего технологическую модернизацию, адаптацию к международным стандартам и активное участие в формировании глобальной повестки. Успешная интеграция в новые климатические реалии позволит не только снизить экономические риски, но и создать долгосрочные конкурентные преимущества в условиях меняющейся глобальной экономики. Решением может стать внедрение организационно-экономических механизмов, направленных на управление выбросами парниковых газов, митигации и адаптации к рискам, связанным с климатическими изменениями. Помимо регуляторных ограничений, компании ТЭК сталкиваются с необходимостью масштабных технологических преобразований. Внедрение низкоуглеродных технологий или модернизация инфраструктуры для повышения энергоэффективности требуют значительных инвестиций. Однако высокая капиталоемкость таких проектов и длительные сроки окупаемости создают дополнительные экономические риски для предприятий.

0–92 М., 2022. – 115 с.

² Приказ Министерства энергетики РФ от 29.11.2024 г. № 2328. «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 гг.» С. 20.

³ Указ Президента РФ от 26 октября 2023 г. № 812. «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации». 2023. – 21 с.

⁴ постановление Правительства Российской Федерации от 28.12.2023 г. № 2359. «Об утверждении Правил квалификации генерирующего объекта...».

⁵ Охрана окружающей среды в России. 2022: Стат. сб./Росстат. –

Наибольшие выбросы парниковых газов в РФ связаны с энергетикой (34%), затем – с промышленностью (24%), сельским хозяйством (22%), транспортом (15%) и эксплуатацией зданий (6%)

о ее углеродном следе. С 2026 г. производители должны будут платить за выбросы, образовавшиеся при производстве товаров, посредством покупки специальных сертификатов, что скажется на стоимости конечной продукции для экспортеров⁶.

Обоснование целесообразности введения СТВ или углеродного налога изучается научной общественностью, к примеру Л. В. Троицкая в своей статье отмечает, что всё больше стран выбирают механизм торговли квотами на эмиссию парниковых газов. В рамках этой системы устанавливается предельный объём выбросов на определённый срок, который затем распределяется в виде квот. Эти квоты могут продаваться через аукционы или распределяться другими методами. В работе также рассматриваются нормативные акты и основные принципы функционирования подобных систем в разных государствах [2]. В исследовании В. Д. Кожевина анализируются национальные механизмы регулирования выбросов парниковых газов, в том числе системы квотирования, а также иные организационные меры, направленные на сокращение эмиссии. Авторы работы [3] подробно рассматривают ключевые аспекты функционирования СТВ и предлагаемые способы уменьшения выбросов ПГ. В статье С. С. Беликовой приводятся инициативы, реализуемые в Европейском союзе, для снижения выбросов парниковых газов в рамках системы торговли квотами [4]. В работе Р. В. Баташева анализируется влияние трансграничного углеродного регулирования на экономику России. На основании выявленных рисков и негативных эффектов автор разрабатывает комплекс мер, направленных на адаптацию нацио-

ТЭК играет стратегическую роль в экономике страны, что требует пересмотра подходов к его развитию с учетом возникающих вызовов. Одним из наиболее значимых факторов экономического риска становится ужесточение углеродного регулирования, которое создает принципиально новые экономические угрозы для предприятий сектора. Все больше стран внедряют углеродное ценообразование. По состоянию на январь 2025 г. действуют 38 систем торговли выбросами (СТВ) парниковых газов. Еще 11 СТВ находятся в стадии разработки и, как ожидается, будут введены в действие в ближайшие несколько лет, к ним относятся СТВ в Колумбии, Турции и Вьетнаме [1]. Еще одним механизмом по созданию стоимости выбросов ПГ является углеродный налог. Он представляет собой аналог таможенного сбора и взимается с выбросов ПГ, возникающих при производстве товаров и услуг. В настоящее время он введен только в Европейском союзе (ЕС) в виде Трансграничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM). В настоящий момент CBAM находится на первом, переходном этапе реализации, который не подразумевает финансовых платежей, а ставит целью сбор информации и формирование отчетности. CBAM начал действовать в ЕС с октября 2023 г. На первом этапе он обявляет импортеров некоторых видов продукции в ЕС ежеквартально отчитываться

Урсула фон дер Ляйен

Источник: Jean-Francois Badias / РИА Новости



⁶ Carbon Border Adjustment Mechanism. URL: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en

нальной экономики и климатической политики. Эти предложения учитывают необходимость структурных преобразований с акцентом на развитие низкоуглеродных обрабатывающих отраслей промышленности [5]. В исследовании И. А. Нагайцева были рассмотрены основные механизмы сокращения выбросов парниковых газов: система торговли квотами на парниковые газы (СТК) и углеродные налоги. Описаны действующие СТК в мире, осуществлено сравнение самых крупных СТК, пилотный проект СТК России на Сахалине. Рассмотрено введение трансграничного углеродного налога в Европейском союзе и его последствия для стран-импортеров [6].



Борьба за снижение выбросов CO₂
Источник: nito103 / depositphotos.com

В этом контексте особую актуальность приобретают разработка и реализация стратегий низкоуглеродного развития, учитывающих как отраслевую специфику, так и региональные особенности размещения производственных активов. Критически важным становится формирование системы углеродного менеджмента, включающей регулярный мониторинг выбросов, установление целевых показателей их сокращения и внедрение системы отчетности в соответствии с национальными и международными стандартами. При этом необходимо учитывать, что переход к низкоуглеродной модели развития должен осуществляться сбалансированно, без ущерба для энергетической безопасности страны

и конкурентоспособности отечественных производителей. Важным направлением минимизации рисков является диверсификация экспортных потоков энергоресурсов с учетом меняющейся климатической повестки на различных региональных рынках. Это предполагает не только географическое перераспределение поставок, но и структурную перестройку экспортного портфеля в сторону продукции с более высокой добавленной стоимостью и меньшим углеродным следом. В перспективе возрастающую роль будут играть такие направления как экспорт СПГ, водорода, продукции нефте- и газохимии, спрос на которые будет расти по мере ужесточения климатической политики в мире. Одновременно необходимо активизировать работу по гармонизации национальных подходов к регулированию выбросов парниковых газов с международными стандартами, что позволит российским компаниям избежать двойного бремени регулирования и сохранить доступ к ключевым экспортным рынкам.

В долгосрочной перспективе успешная адаптация российского ТЭК к новым климатическим реалиям будет зависеть от способности сочетать традиционные конкурентные преимущества в области добычи и транспортировки энергоресурсов с активным освоением новых технологических ниш в низкоуглеродной экономике. Это потребует не только значительных инвестиций, но и формирования новой культуры корпоративного управления, ориентированной на устойчивое развитие и ответственное отношение к экологическим вызовам. Реализация такого комплексного подхода позволит минимизировать экономические риски, связанные с глобальным энергопереходом, и обеспечить долгосрочную конкурентоспособность российского топливно-энергетического комплекса в условиях трансформации мировой энергетической системы.

Глобальный энергопереход и текущая геополитическая обстановка корректируют традиционные рынки сбыта для компаний ТЭК, вынуждая Россию искать новые направления и ниши в условиях растущей конкуренции и ужесточения климатических политик стран-импортеров. Одной из главных особенностей ТЭК России является его высокая экспортоориентированность – значительная часть добываемых энергоресурсов поставляется

на внешние рынки. В 2024 г. доходы РФ от экспорта нефти, газа и угля составили 242 млрд евро, говорится в докладе Центра исследований энергетики и чистого воздуха (Crea), из которых 104 млрд евро пришлось на нефть, 75 млрд евро – нефтепродукты, 40 млрд евро – газ и 23 млрд евро – уголь [7]. Три крупнейших покупателя российского ископаемого топлива, Китай (78 млрд евро), Индия (49 млрд евро) и Турция (34 млрд евро), обеспечи-

ли 74% от общего объема доходов. Крупнейшие страны-импортеры поддерживают глобальные климатические инициативы, разрабатывают и внедряют системы торговли квотами на выбросы парниковых газов. Подробное описание климатических политик стран, крупнейших импортеров продукции ТЭК, а также стран БРИКС, БРИКС+, стран-кандидатов на вступление в БРИКС и прочих стран, представлено в таблице 1.

Таблица 1. Описание климатических политик
Источник: составлено авторами

Страна	Выбросы парниковых газов		План по снижению выбросов парниковых газов		Наличие углеродного регулирования	Цена CO ₂ долл./т
	Абсолютные, млн т CO ₂ -экв.	% от мировых, %	2024–2035 гг.	2035–2050 гг.		
Бразилия	1310	2,4	8,4% (2030 г.)	Углеродная нейтральность	-	-
Россия	2580	4,8	До 70% относительно 1990 г.	Углеродная нейтральность к 2060 г.	СТВ	11,7
Индия	3940	7,3	45% (2030 г.)	Углеродная нейтральность к 2070 г.	-	-
Китай	15685	29,2	Сокращение интенсивности выбросов на единицу ВВП – более 65% от уровня 2005 г. (к 2030 г.)	Углеродная нейтральность к 2060 г.	СТВ	13,3
ЮАР	535	1	-	Углеродная нейтральность	СТВ	10
Иран	952	1,8%	4–12% (2030 г.)	-	-	-
Египет	378	0,7%	-	-	-	-
Эфиопия	193	0,4%	Углеродная нейтральность (2032 г.)	-	-	-
ОАЭ	295	0,5%	19%	Углеродная нейтральность	-	-
Саудовская Аравия	811	1,5%	-	Углеродная нейтральность к 2060 г.	-	-
Азербайджан	69	0,1%	35% (2030 г.)	40%	-	-
Турция	688	1,3%	41% (2030 г.)	Углеродная нейтральность к 2053 г.	-	-
Бангладеш	281	0,5%	6,7–21,9% (2030 г.)	-	-	-
Вьетнам	489	0,9%	15,8–43,5% (2030 г.)	Углеродная нейтральность	-	-
Индонезия	1 240	2,3%	31,9–43,2% (2030 г.)	Углеродная нейтральность к 2060 г.	СТВ	0,8
Пакистан	546	1%	49%	Углеродная нейтральность	-	-
Шри-Ланка	3	0,1%	41%	Углеродная нейтральность	-	-
США	6 017	11,2%	50–52% относительно 2005 г.	Углеродная нейтральность	СТВ	17,6–38,6
ЕС 27	3 588	6,7%	55% относительно 1990 г.	Углеродная нейтральность	Углеродный налог, СТВ	70,1

Высокая приверженность вышеперечисленных стран глобальным климатическим инициативам является предпосылкой формирования системы управления экономическими рисками компаний ТЭК в контексте углеродного регулирования. Для сохранения конкурентоспособности ТЭК необходимо производить мониторинг климатического законодательства стран-импортеров продукции и потенциальных рынков сбыта, соответствовать их национальной климатической политике, реализовывать инициативы, направленные на снижение углеродного следа продукции, а также активно внедрять инновационные технологии и лучшие доступные практики в области декарбонизации производственных процессов. Ключевым элементом стратегии должно стать создание прозрачной системы учета выбросов парниковых газов на всех этапах цепочки создания стоимости – от добычи сырья до транспортировки конечной продукции потребителям. Особое внимание следует уделять развитию партнерских отношений с ведущими международными организациями и институтами развития в сфере низкоуглеродного развития, что позволит получить доступ к передовым технологиям и финансовым инструментам поддержки подобных проектов. Параллельно необходимо инвестировать в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на разработку собственных решений в области сокращения выбросов.

Развивающееся углеродное регулирование создает экономические риски для ТЭК на основных рынках. Для минимизации рисков компаниям ТЭК целесообразно разрабатывать сценарные планы адаптации к различным вариантам развития климатического регулирования на ключе-

По состоянию на январь 2025 г. действуют 38 систем торговли выбросами парниковых газов. Еще 11 систем торговли находятся в стадии разработки и будут введены в ближайшие несколько лет



Теневой танкер
Источник: AFP Getty Images

вых экспортных рынках. Реализация комплексного подхода к управлению экономическими рисками позволит российским компаниям ТЭК не только сохранить свои позиции на традиционных рынках, но и открыть новые перспективные направления экспорта низкоуглеродной продукции, обеспечивая устойчивое развитие отрасли в долгосрочной перспективе.

Поскольку экономические риски углеродного регулирования являются новыми, для отрасли необходимо выстраивать процессы по интеграции этих рисков в систему риск-менеджмента и формировать систему управления рисками, связанными с углеродным регулированием на предприятиях ТЭК.

Хозяйственная деятельность предприятий ТЭК протекает в условиях существенной макроэкономической и регуляторной нестабильностей, характеризующихся высокой степенью неопределенности ключевых параметров внешней среды. Данные условия объективно ограничивают возможности достоверного прогнозирования производственных и финансовых результатов, создавая предпосылки для формирования многофакторных рисков ситуаций и потенциальных угроз экономической устойчивости.

В научно-публицистической литературе существуют различные классификации рисков, присущих деятельности предприятий. Наиболее распространена следующая

классификация рисков предприятия, представленная на рис. 1.

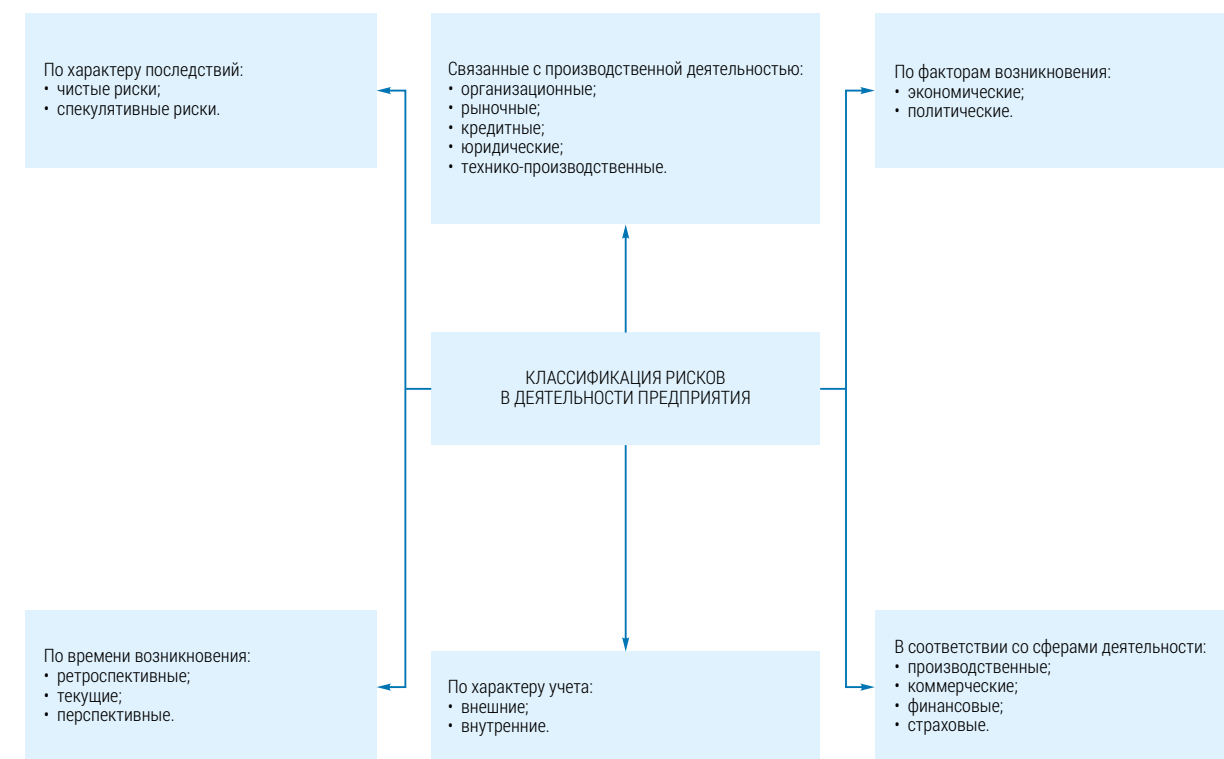
Представленная классификация рисков предприятий базируется на методологическом подходе, позволяющем структурировать многообразие потенциальных угроз по ключевым системообразующим признакам. Наиболее важными элементами, положенными в основу классификации рисков, являются:

- время возникновения;
- основные факторы возникновения;
- характер учета;
- характер последствий;
- сфера возникновения и другие.

Направление характера возникновения, митигации и адаптации рисков в деятельности предприятий имеет глубокую степень изученности. Статья И. С. Камагурова посвящена анализу классификации рисков предприятия, ее актуальность обусловлена важностью точного определения видов рисков, их ключевых характеристик и разработки мер по управлению угрозами. В статье рассмотрены основные классификации рисков, их особенности, методы контроля и факторы возникновения. Исследование показало, что выявление рисков позволяет определить их влияние на финансовую устойчивость компании, а также сформировать методическую базу для принятия

обоснованных управленческих решений с учетом современных подходов к риск-менеджменту [9]. В статье Н. А. Артамонова рассмотрена сущность методов управления финансовыми рисками. Раскрывается методика управления финансовыми рисками, представлены финансовые риски, методы расчета и уровень риска для деятельности предприятия, представлена характеристика наиболее актуальных и часто применяемых из них [10]. В работе Е. Н. Егорова показаны различные подходы к определению понятия риска, а также способы классификации рисков предприятий. Авторами предлагается разработанная классификация рисков хозяйственной деятельности предприятия по источнику возникновения риска [11]. В статье О. С. Тамер внимание акцентировано на вопросе разработки комплексного подхода к анализу рисков инновационной деятельности предприятия, основанного на использовании математического инструментария для прогнозирования рисков инвестиционных проектов [12]. Статья С. Скуйчье рассматривает вопросы управления рисками во внешнеэкономической деятельности предприятий. Автор отмечает, что в условиях рыночной неопределенности принятие управленческих решений и реализация внешнеэкономических планов со-

Рис. 1. Классификация рисков в деятельности предприятия [8]



пряжены с объективными экономическими рисками. В работе раскрывается экономическая природа таких рисков, анализируются потенциальные потери от их реализации, представлена классификация рисков внешнеэкономической деятельности с выделением их уровней, а также предложены методики оценки и управления данными рисками [13]. Влияние хозяйственных рисков на деятельность предприятия рассматривается в статье Е. А. Тверской. В работе выделены основные угрозы деятельности

ми в международном торговом регулировании, геополитической напряженностью, технологическими вызовами энергоперехода, климатическими факторами и экологическими требованиями. Далее приведены актуальные экономические риски, отмеченные компаниями отраслей ТЭК: нефтяной – ПАО «Татнефть», газовой – ПАО «Газпром» и угольной – ПАО «Распадская». ПАО «Татнефть» – одна из крупнейших российских вертикально-интегрированных компаний, в составе которой динамично раз-



Добыча сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении

Источник: «Татнефть»

предприятия, возникающие при влиянии рисков, приведено определение механизма управления хозяйственными рисками, сформирована система методов минимизации хозяйственных рисков [14]. В современных условиях глобализации экономики и усиления геополитической нестабильности, проблема управления рисками в деятельности предприятий приобретает особую актуальность. Как показывает практика, деятельность компаний ТЭК на внешних рынках осуществляется в условиях высокой степени неопределенности, обусловленной волатильностью мировых цен на энергоносители, изменения-

виваются нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтегазохимия, сеть АЗС, композитный кластер, электроэнергетика, разработка и производство оборудования для нефтегазовой отрасли и блок сервисных структур. В своей деятельности компания осуществляет постоянный анализ рыночной конъюнктуры и факторов внешней среды, систематически интегрируя выявленные риски и перспективы в процесс управления инвестиционным портфелем и корректировки стратегии развития. Приоритетное внимание уделяется критически важным аспектам, способным существенно повлиять на ключевые операционные параметры,

Наименование риска	Описание риска
Макроэкономические риски	Негативное влияние на финансово-экономические результаты компании
Инвестиционные риски	Возможность частичной или полной потери собственных вложений, неэффективное расходование средств компании
Процентные риски	Изменение процентных ставок может оказать влияние на компанию в части осуществления компанией операций заимствования денежных средств
Валютные риски	Эффективность финансово-хозяйственной деятельности компании подвержена рискам неблагоприятного изменения валютных курсов
Риски, связанные с обращением ценных бумаг	Невыполнение обязательств может привести к перемещению ценных бумаг компании в более низкие сегменты листинга, а также делистингу, что может негативно отразиться на ликвидности и стоимости таких ценных бумаг
Санкционные риски	Изменение структуры бизнеса, снижение выручки, повышение затрат на приобретение зарубежного оборудования и технологий, проблемы логистики

Таблица 2. Экономические риски компании «Татнефть»

Источник: <https://www.tatneft.ru/uploads/publications/667d6dafd035a633648981.pdf>

таким как обеспеченность сырьевой базой, доступ к целевым рынкам сбыта, возможности привлечения сервисных услуг, современных технологий и оборудования, а также квалифицированного персонала. В рамках стратегического планирования компания тщательно учитывает комплекс глобальных факторов, включая макроэкономические тренды, процессы энергетической трансформации и декарбонизации мировой экономики. Особое место в анализе занимает оценка геополитических рисков, в том числе санкционного давления, динамики международной торговли, решений ОПЕК+ по регулированию нефтяного рынка. Аналитический подход также применен к изменениям в государственном регулировании, трансформации торгово-политических режимов, развитию инфраструктурных ограничений. В таблице 2 приведены ключевые экономические риски компании «Татнефть». Компания «Татнефть» в своем отчете дает широкое описание экономических рисков. В частности, помимо традиционных экономических рисков, характерных для деятельности предприятия, компания отмечает риски, связанные с климатическими изменениями: снижение спроса на нефть и нефтепродукты за счет ужесточения требований стейкхолдеров в области климата,

сдвига предпочтений потребителей в сторону продуктов с более низким углеродным следом, установление квот на выбросы парниковых газов из-за ужесточения норм регулирования в связи с изменением климата и его физическими последствиями, развитие системы международного и национального углеродного регулирования и т. д. ПАО «Газпром» последовательно совершенствует корпоративную систему управления рисками и внутреннего контроля, реализуя комплексный и сбалансированный подход к данной работе. Функциональные обязанности и зоны ответственности в сфере риск-менеджмента четко распределены между руководящими органами компании, структурными подразделениями головного предприятия ПАО «Газпром» и его дочерними обществами. В организационной структуре создано специализированное подразделение, которое курирует развитие и внедрение системы управления рисками, при этом общее руководство данной деятельностью осуществляет заместитель председателя правления компании, что обеспечивает необходимый уровень управляемости и контроля за процессами риск-менеджмента на всех уровнях корпоративной структуры. В таблице 3 приведены ключевые экономические риски компании «Газпром».

Таблица 3. Экономические риски компании «Газпром»

Источник: <https://www.gazprom.ru/f/posts/07/429840/gazprom-sustainability-report-ru-2023.pdf>

Наименование риска	Описание риска
Ценовые и объемные товарно-сырьевые на внешних рынках	Неблагоприятные экономические условия, снижение спроса и цен на энергоносители, снижение и (или) сохранение низкого уровня биржевых котировок в течение длительного периода времени, оказывающие негативное влияние на цены и объемы поставок газа на внешние рынки
Санкционные риски	Риск расширения санкционных ограничений и введения санкций США и ЕС в отношении России и российских лиц по причине внешних факторов, приводящий к финансовым (нефинансовым) последствиям для ПАО «Газпром» и проектов Группы «Газпром»

Наименование риска	Описание риска
Колебания валютных курсов	Девальвация функциональных валют и потенциальные убытки от курсовых разниц по займам в разных функциональных валютах
Риски инвестиционной деятельности	Риски, связанные с низким качеством, либо отсутствием части геологических данных. Риски ошибок на этапе проектирования, формирования бюджета и планирования сроков реализации проекта
Кредитный риск	Риск того, что контрагент не выполнит своих контрактных обязательств, в результате чего компания понесет финансовые потери
Санкционные ограничения	Отказ зарубежных компаний сотрудничать с российским бизнесом. Прямые санкции, затрагивающие деятельность российских компаний. Разбалансировка грузопотока внутри России и на экспорт; рост логистических затрат. Сложности организации цепочки поставок с учетом замены поставщиков. Возможные ограничения на трансграничные потоки капитала. Ограничения на использование валют, таких как доллар США и евро.

Таблица 4. Экономические риски компании «Распадская»

Источник: <https://files.raspadskaya.com/files/ru/investors/sustainability-reports/2023.pdf>

Риски ПАО «Газпром» дают представление о функционировании компании в условиях сложного комплекса внешних и внутренних рисков. Эффективность управления рисками остается критически важным фактором для сохранения позиций компании на глобальном энергетическом рынке в условиях высокой турбулентности. В рамках климатической повестки компания учитывает природно-климатические риски, в 2024 г. она утвердила программу сохранения биологического разнообразия при добыче и разработке месторождений в районах деятельности ПАО «Газпром» на конти-

нентальном шельфе Российской Федерации в Арктике. ПАО «Распадская» – один из лидеров рынка коксующегося угля в России. Эффективное управление рисками является важнейшим элементом корпоративной стратегии и повседневной операционной деятельности компании. Разработка и внедрение мер по минимизации рисков факторов входит в число приоритетных задач высшего руководящего состава. Общие принципы и методологические основы риск-менеджмента утверждаются на уровне совета директоров, что обеспечивает стратегический характер управ-

Добыча угля в угольной шахте «Распадская»

Источник: ???



Угольная шахта «Распадская»

Источник: Истории Сибири / dzen.ru

ления угрозами. В таблице 4 приведены ключевые экономические риски компании «Распадская».

Управление рисками в компании осуществляется с учетом приемлемого уровня риска. В 2021 г. совет директоров утвердил приемлемую величину рисков компании на уровне 15 млн долл. Риски выше этого уровня должны быть в обязательном порядке снижены, однако меры по регулированию применяются также и к рискам меньшей величины. Компания отмечает риск давления ESG-повестки на угольный бизнес, включающий общемировое внедрение налога на выброс CO₂: переход металлургов на технологии, альтернативные доменному процессу, и последующее снижение спроса на уголь, рост доли «зеленой» генерации, снижение привлекательности угольного бизнеса для финансовых институтов.

В современных условиях российские компании ТЭК уделяют особое внимание комплексному анализу ключевых категорий рисков, оказывающих влияние на их операционную и финансово-экономическую деятельность. В рамках управления корпоративной устойчивостью компании отрасли регулярно оценивают

операционные риски, связанные с производственными процессами и логистикой; экономические риски, обусловленные рыночной конъюнктурой и макроэкономическими факторами, а также регуляторные риски, вызванные изменениями в законодательстве и государственной политике. В ходе проведенного исследования авторами был осуществлен детальный анализ риск-профиля компаний ТЭК, что позволило идентифицировать характерные для данной отрасли угрозы, включая волатильность мировых цен на энергоносители, санкционное давление

Адаптация российского ТЭК к новым климатическим реалиям будет зависеть от способности сочетать конкурентные преимущества в области добычи нефти с новыми низкоуглеродными технологиями



Теневой танкер в Персидском заливе Источник: Karim Sahib / AFP

и трансформацию глобальных энергетических рынков. На основании проведенного анализа были систематизированы типовые риски, присущие предприятиям ТЭК, а также предложены рекомендации по совершенствованию систем риск-менеджмента с учетом отраслевой специфики и современных вызовов. Характерные экономические риски предприятий ТЭК приведены в таблице 5.

Компании ТЭК России сталкиваются с рядом ключевых экономических рисков, которые оказывают значительное влияние на их финансовую устойчивость и операционную деятельность. В том числе они выражены в ограничениях на экспорт, до-

ступе к технологиям, логистике и международным расчетам, что создает структурные изменения в бизнес-моделях компаний, вынуждая их искать альтернативные рынки сбыта и замену критического импорта. Высокая зависимость от курсовых колебаний влияет на доходность экспортных операций и увеличения затраты на импорт оборудования. Волатильность цен на нефть, газ, нефтепродукты и уголь на мировых рынках напрямую определяет выручку компаний, а их резкое падение может привести к сокращению инвестиционных программ и снижению рентабельности. Взаимосвязь рисков усиливает их негативное воздействие: санкции усугу-

Таблица 5. Описание характерных экономических рисков предприятий ТЭК Источник: составлено авторами

Наименование риска	Описание риска
Валютные риски	Колебания курсов рубля, доллара и евро влияют на финансовые результаты и рост долговой нагрузки ТЭК. Девальвация рубля может увеличить стоимость импортного оборудования, создать курсовые убытки по валютным займам
Ценовые риски	Падение цен на энергоносители снижает выручку компаний (снижение спроса, повышение конкуренции)
Инвестиционные риски	Риски недостижения плановых показателей проектов, задержки в реализации новых проектов из-за роста капитальных затрат
Санкционные риски	Введение новых санкций может привести к ограничениям на доступ к технологиям, оборудованию, финансированию. Санкционное давление оказывает негативное влияние на выручку, рост затрат на замену поставщиков, логистические сложности

бляют валютную нестабильность и осложняют привлечение инвестиций, а падение цен на энергоносители снижает финансовую гибкость компаний, ограничивая их возможности для адаптации к новым условиям.

Для минимизации экономических рисков компаниям ТЭК необходимо диверсифицировать рынки сбыта, развивать сотрудничество с дружественными странами, повышать эффективность операционной деятельности, а также активно внедрять импортозамещение критически важных технологий. Долгосрочная устойчивость сектора будет зависеть от способности адаптироваться к ужесточающейся внешней среде и внутренней инвестиционной политики.

Помимо традиционных экономических рисков, компании российского ТЭК сталкиваются с новыми вызовами, связанными с глобальным энергопереходом и климатическими изменениями. Мировая экономика постепенно смещается в сторону декарбонизации, что создает дополнительные угрозы для нефтегазового сектора и угольной промышленности, но также открывает возможности для адаптации и диверсификации бизнеса. ТЭК России является базовой отраслью экономики

Взорванный газопровод «Северный поток» Источник: Danish Defense Ministry, Xinhua, Global Look Press



**Три крупнейших покупателя
российского ископаемого топлива,
Китай (78 млрд евро), Индия
(49 млрд евро) и Турция (34 млрд
евро), обеспечили 74% от общего
объема доходов бюджета России**

страны и гарантирует энергетическую независимость и поступательное развитие всей промышленности страны. Компании отрасли являются крупными эмитентами выбросов парниковых газов, так как технологические процессы производства неразрывно связаны с выбросами ПГ.

Влияние вышеперечисленных факторов на экономическую деятельность компаний имеет высокую степень изученности. Например, в работе Е. И. Хлебникова обсуждаются современные представления о влиянии изменений климата на ТЭК, строительство и наземный транспорт на территории России. Приводятся количественные ре-

зультаты, отражающие влияние климатических изменений на рассматриваемые виды хозяйственной деятельности, которые получены за последние годы. Сделаны выводы о влиянии климатических изменений на ТЭК [15]. В статье Ю. В. Синяк отмечено, что глобальное потепление превратилось в серьезный фактор политической и технологической трансформаций мира. В первую очередь это относится к ТЭК, где образуется около 70% выбросов парниковых газов. Сделаны выводы о необходимости разработки мер реагирования на климатические риски и технологические вызовы [16]. В статье А. О. Гостевой рассматривается текущая климатическая проблематика, история развития международной нормативно-правовой базы в области энергетики с учетом климатической повестки, внедрение и использо-

Факел на производстве
Источник: Tryaging / depositphotos.com

вание международного опыта в ТЭК РФ. Рассмотрены примеры переориентации крупных российских энергетических компаний на более экологически чистые виды добычи и производства топлива, а также их стратегические планы и текущие результаты по их исполнению [17]. В исследовании Л. Ф. Нефедовой рассмотрены основные тенденции климатических и связанных с ними природных изменений в Арктической зоне России. Проведен анализ их возможного влияния на энергетический комплекс региона в сфере производства и передачи электроэнергии, предложены меры для снижения их отрицательного влияния [18]. Авторами статьи «Основные проблемы и перспективы развития топливно-энергетического комплекса РФ» изложены вопросы, связанные с изменением и улучшением имеющегося в РФ ТЭК и его влиянием на экономику страны. В статье отмечается, что масштабы территории страны, климатические условия и развитие технологий и производств таковы, что можно говорить о том, что возможен частичной переход на ВИЭ и их использование в качестве альтернативного источника [19]. В работе В. В. Саенко описаны тенденции климатических изменений, которые оказывают существенное влияние на функционирование ТЭК России, систематизирована информация о воздействии климатических изменений на объекты ТЭК, а также об уязвимости и возможных мерах адаптации объектов ТЭК к климатическим изменениям [20]. Необходимость декарбонизации ИЭК РФ, как наиболее углеродоемкой отрасли, с учетом мировой климатической повестки и других целей устойчивого развития, рассматривается в статье авторов Национального исследовательского университета «МЭИ». Авторами сделаны выводы о необходимости активного международного сотрудничества и реализации ряда мер для достижения глобальной климатической нейтральности, в том числе по уменьшению процента факельного сжигания нефтегазодобывающими предприятиями Российской Федерации [21]. В работе И. А. Нагайцева приводятся существующие методические рекомендации по оценке рисков предприятий ТЭК, связанных с климатическими изменениями. Сделаны выводы о необходимости проведения оценки климатических рисков и их учета при реализации бизнес-процесса управления выбросами парниковых газов

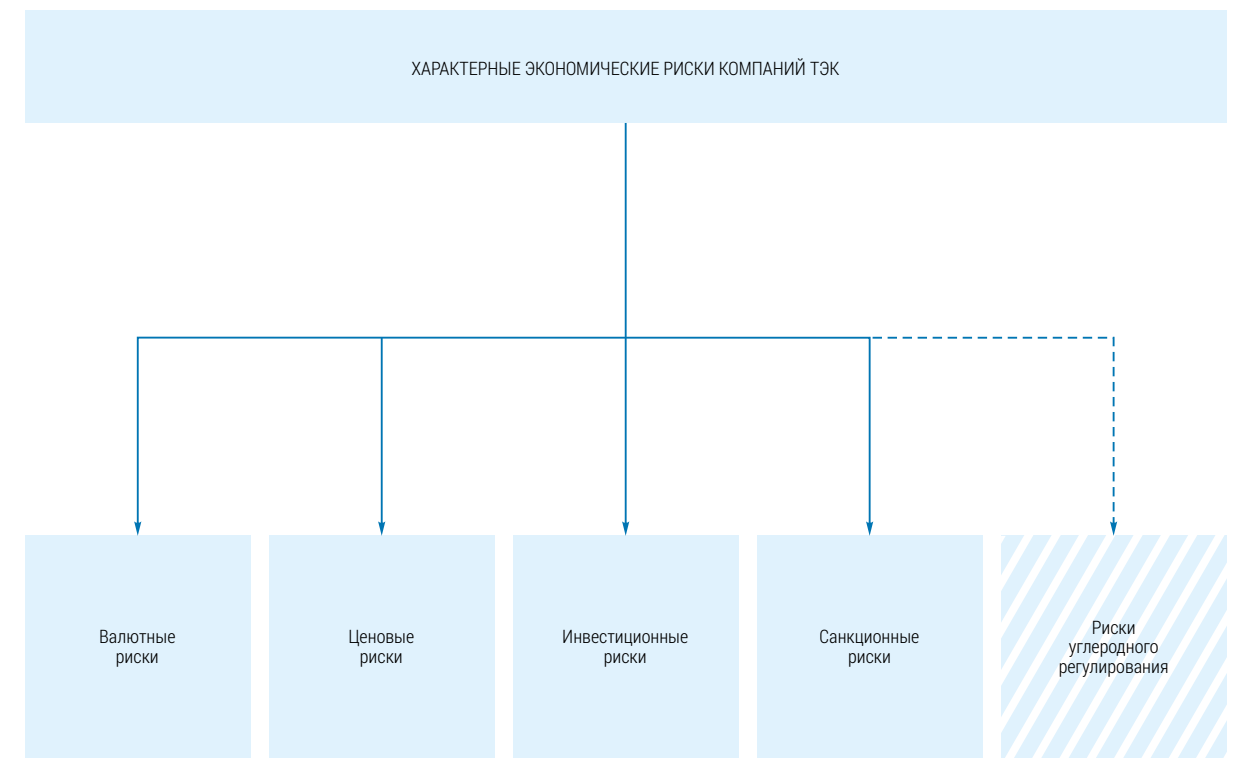


Рис. 2. Предлагаемая структура характерных экономических рисков

для снижения будущих издержек, возникающих в связи наступлением климатических изменений [22].

Вышеперечисленные работы подтверждают актуальность текущего исследования и необходимость дальнейшего изучения темы, ее проработки и апробации результатов в практической плоскости.

В настоящее время отрасль сталкивается с растущими вызовами в свете глобальной климатической повестки и энергоперехода, поэтому компаниям, помимо характерных экономических рисков необходимо учитывать и разрабатывать стратегии митигации и адаптации к новым экономическим рискам. Предлагаемая авторами настоящей работы структура характерных экономических рисков компаний ТЭК представлена на рис. 2.

Приведенная структура классификационных признаков рисков соответствует текущим реалиям глобальной экономики, обусловленной продолжающимся энергопереходом и климатическими изменениями, отвечает актуальным требованиям глобальной экономики и позволяет минимизировать потенциальные финансовые и репутационные потери. Эти факторы формируют дополнительные экономические риски, связанные с ужесточением

углеродного регулирования, включая действующие и разрабатываемые системы торговли квотами на выбросы ПГ, введение трансграничного углеродного налога в ЕС, постепенное сокращение спроса на традиционные энергоносители в долгосрочной перспективе, а также растущие требования к ESG-трансформации бизнеса. В этих условиях компаниям ТЭК необходимо адаптировать свои стратегии, внедряя низкоуглеродные технологии, диверсифицируя портфель активов и повышая энергоэффективность.

Предлагаемая структура учета экономических рисков, комплексный подход

Ключевым элементом стратегии должно стать создание прозрачной системы учета выбросов CO₂ на всех этапах цепочки создания стоимости - от добычи сырья до транспортировки конечной продукции

к управлению как традиционными, так и новыми экономическими рисками становится критически важным условием устойчивого развития российского ТЭК в условиях энергетического перехода и климатических изменений.

Заключение

В современных условиях глобальной экономики компании топливно-энергетического комплекса России сталкиваются с необходимостью принципиального пересмотра подходов к управлению экономическими рисками. Это обусловлено стремительной трансформацией энергетических рынков под влиянием двух взаимосвязанных факторов: климатических изменений и глобального энергоперехода. Проведенное исследование демонстрирует, что традиционные системы риск-менеджмента, ориентированные преимущественно на валютные, ценовые и инвестиционные риски, уже не отвечают в полной мере новым вызовам, с которыми сталкивается отрасль.

Особую значимость приобретают риски, связанные с усилением углеродного регулирования в ключевых странах-импортерах энергоресурсов. Введение

механизмов углеродного регулирования, таких как СТВ в ключевых странах-импортерах, а также СВМ в ЕС, создает дополнительные финансовые нагрузки для экспортеров углеводородов, напрямую влияя на их конкурентоспособность на международных рынках. Параллельно наблюдается структурное изменение спроса на энергоносители, где долгосрочная тенденция свидетельствует о постепенном сокращении потребления традиционных ископаемых видов топлива в пользу возобновляемых источников энергии. Эти процессы усугубляются ужесточением экологических стандартов и требований устойчивого развития, что создает дополнительные барьеры для доступа к международному финансированию и технологиям.

Анализ корпоративной отчетности ведущих компаний российского ТЭК (ПАО «Газпром», ПАО «Татнефть», ПАО «Распадская») показал, что осознание этих новых рисков уже присутствует на стратегическом уровне, однако их системная интеграция в процессы управления пока носит фрагментарный характер. Большинство компаний только начинают разрабатывать комплексные программы адаптации, что в условиях ускоряющегося энергоперехода создает существенные стратегические



Цепной привод на Ромашкинском месторождении
Источник: ПАО «Татнефть»

риски. Особую озабоченность вызывает сохраняющаяся высокая зависимость российского ТЭК от экспорта углеводородов, что делает отрасль особенно уязвимой к изменениям глобальной энергетической политики.

В этом контексте предлагаемая структура управления экономическими рисками приобретает особую актуальность. Важно подчеркнуть, что успешная адаптация к новым условиям требует не только реактивных мер по снижению рисков, но и проактивного поиска новых возможностей. Внедрение низкоуглеродных технологий, развитие новых направлений бизнеса, оптимизация производственных процессов с точки зрения энергоэффективности – все эти меры могут не только смягчить воздействие углеродного регулирования, но и создать новые конкурентные преимущества в изменяющейся энергетической системе.

Дальнейшее изучение направления, разработка структуры управления риском углеродного регулирования, применимая к специфике отрасли является актуальным направлением, требующим взаимодействия научного сообщества, бизнеса и государства в вопросах апробации результатов исследования в практической плоскости.

Использованные источники

1. International Carbon Action partnership status report (ICAP) 2025. Emissions Trading Worldwide: Status Report 2025. Berlin: International Carbon Action Partnership. URL: <https://icapcarbonaction.com/en/publications/emissions-trading-worldwide-icap-status-report-2025>
2. Троицкая Л.В. Правовое регулирование системы торговли квотами на выбросы парниковых газов в зарубежных странах // Актуальные проблемы российского права. 2016. № 9 (70). С. 191-202.
3. Кожевин В.Д., Карташевич А.А. Механизмы распределения обязательств по выбросам парниковых газов // Межотраслевой менеджмент. 2022. № С. 80-84.
4. Беликова С.С., Беликов А.В. Восток и Запад: глобальные вызовы на пути достижения углеродной нейтральности // 2022. С. 5-13.
5. Баташев Р.В. Трансграничное углеродное регулирование: перспективы и риски для России // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2022. № 12-3 (75). С. 52-54.
6. Нагайцев И. А. Организационные механизмы снижения выбросов парниковых газов // Экономика в теории и на практике: актуальные вопросы и современные аспекты : сборник статей XIV Международной научно-практической конференции, Пенза, 25 октября 2022 года. – Пенза: Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2022. С. 60-65.
7. EU imports of Russian fossil fuels in third year of invasion surpass financial aid sent to Ukraine. The Centre for Research on Energy and Clean Air (CREA) 2025. С. 29. URL: <https://energyandcleanair.org/publication/eu-imports-of-russian-fossil-fuels-in-third-year-of-invasion-surpass-financial-aid-sent-to-ukraine/>
8. Третьяк В.В., Фейлинг Т.Б. Учебно-методическое пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент». Управление рисками предприятия. РГГМУ 2022
9. Камагуров И.С. Классификация рисков деятельности предприятия // Инновационная наука. 2021. №4. С. 104-107.
10. Артамонов Н.А., Кургинян Д.Г. Финансовые риски в деятельности предприятия // Московский экономический журнал. 2019. №6. С. 402-409.
11. Егорова Е.Н., Походяев И.Н. Риски хозяйственной деятельности предприятий // Проблемы экономики и менеджмента. №5 (9). С. 11-18. 2012.
12. Тамер О.С. Анализ рисков инновационной деятельности предприятий // Вестник Волжского университета им. В. Н. Татищева. 2018. №3. Т. 2. С. 69-76.
13. Сойчэн С. Управление рисками внешнеэкономической деятельности предприятия // Экономика и социум 2023. №5(108)-2. С. 1098-1107.
14. Тверская Е.А. Влияние хозяйственных рисков на деятельность предприятия // Экономика и социум. 2019. №4(59) С. 922-926.
15. Хлебникова Е. И., т.е. Дацюк, Салль И.А. Воздействие изменений климата на строительство, наземный транспорт, топливно-энергетический комплекс // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова. 2014. № 574. С. 125-178.
16. Синяк Ю.В. Влияние климатических рисков на темпы и структуру развития российского ТЭК в первой половине XXI века // ТЭК XXI века: тенденции и прогнозы. 2016. №3. С. 31-42.
17. Гостева А.О., Серегина А.А. Влияние климатической повестки на развитие топливно-энергетического комплекса России // Вестник университета. 2023. № 6. С. 48–57.
18. Нефедова Л. В. Возможное влияние климатических изменений на развитие ТЭК Арктической зоны РФ и на использование ВИЭ в регионе // Возобновляемые источники энергии : Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием и XII научной молодежной школы, Москва, 24–25 ноября 2020 года. – Москва: ООО «Издательство «Наука», 2020. С. 352-356.
19. Семенова В. И. Основные проблемы и перспективы развития топливно-энергетического комплекса РФ // Актуальные вопросы развития экономики Российской Федерации : Сборник научных трудов студентов, молодых ученых, научных сотрудников и преподавателей по итогам XII Международной научно-практической конференции, Москва, 13–14 декабря 2021 года / Под общей редакцией: Ю.И. Богомоловой, О.В. Глинкиной, Т.А. Шпилькиной. – Москва: ООО «Русайнс», 2022. – С. 106-113.
20. Саенко В. В. Систематизация ключевых направлений и индикаторов адаптации отраслей топливно-энергетического комплекса России к последствиям климатических изменений // Окружающая среда и энергетическое. 2023. № 3(19). С. 50-70. – DOI 10.5281/zenodo.10066689.
21. Каплун, Ю. А., Лисин Е.М. Необходимость декарбонизации ТЭК РФ, как наиболее углеродоемкой отрасли, с учетом мировой климатической повестки и других целей устойчивого развития // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2024. № 7(235). С. 11-18.
22. Нагайцев И. А., Петрова Т. В., Комендант А. А. Качественная оценка климатических рисков компаний топливно-энергетического комплекса России // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2024. Т. 15, № 3. С. 252-259. – DOI 10.17747/2618-947X-2024-3-252-259.

Разработка методики выбора оптимальных режимов по реактивной мощности для генерирующих установок ГТУ и ПГУ с помощью цифрового расчетного аппарата

Development of a methodology for selecting optimal reactive power modes for GTU and PGU generating units using a digital calculation apparatus

Владислав БИТНЕЙ
Руководитель проектов, ПАО «Мосэнерго»
E-mail: BitneyVD@mpei.ru

Николай СМОТРОВ
Доцент, к. т. н.,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
E-mail: SmotrovNN@mpei.ru

Александр ТИМОФЕЕВ
Аспирант,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
E-mail: TimofeevAAn@mpei.ru

Vladislav BITNEY
Project Manager, PJSC «Mosenergo»
E-mail: BitneyVD@mpei.ru

Nikolai SMOTROV
Associate Professor, Candidate of Technical Sciences,
National Research University «MPEI»
E-mail: SmotrovNN@mpei.ru

Alexander TIMOFEEV
Graduate student,
National Research University «MPEI»
E-mail: TimofeevAAn@mpei.ru

Аннотация. Основной задачей исследования являлась разработка методики выбора оптимальных режимов по реактивной мощности для генерирующих установок ГТУ и ПГУ с помощью цифрового расчетного аппарата для предотвращения возможных негативных последствий при переводе агрегата в режим потребления реактивной мощности. В рамках данного исследования была разработана и верифицирована имитационная модель теплового режима генерирующих установок. Получен результат, показывающий о незначительном влиянии режима потребления реактивной мощности на нагрев лобовых частей статора. Кроме того, была разработана имитационная модель для определения границ статической устойчивости ТГ в режиме потребления реактивной мощности. На основе полученных разработок создан собственный программный комплекс, позволяющий строить скорректированные PQ-диаграммы в емкостном квадранте с учетом всех полученных ограничений.

Ключевые слова: электрическая станция, надежность эксплуатации, регулирование реактивной мощности, режимы работы, турбогенератор, эксплуатация, обмотка статора.

Abstract. The main objective of the study was to develop a methodology for selecting optimal reactive power modes for GTU and CCGT generating units using a digital calculation device to prevent possible negative consequences when switching the unit to reactive power consumption mode. Within the framework of this study: a simulation model of the thermal regime of generating plants has been developed and verified. A result was obtained showing a slight effect of the reactive power consumption mode on the heating of the front parts of the stator; a simulation model has been developed to determine the boundaries of the static stability of TG in the mode of reactive power consumption. Based on the received developments, a proprietary software package has been created that allows you to build adjusted PQ diagrams in the capacitive quadrant, taking into account all the limitations obtained.

Keywords: power plant, operational reliability, reactive power regulation, operating modes, turbo generator, operation, stator winding.

Введение

Начиная с середины 1980-х гг., в энергосистемах России появились проблемы с поддержанием требуемых ГОСТом уровней напряжения в электрических сетях высшего напряжения и с режимами работы турбогенераторов в части загрузки по реактивной мощности. Эти проблемы в последнее время обострились из-за генерации реактивной мощности ЛЭП 220–500 кВ и недостаточности средств компенсации реактивной мощности [1].

Проблема избытка реактивной мощности в энергосистеме Московского региона существует уже достаточно давно и обусловлена рядом причин [2]:

- график нагрузки в течение суток имеет существенную неравномерность (как правило, в ночные часы энергопотребление существенно уменьшается). В результате ненагруженные линии электропередач

работают как источники реактивной мощности;

- массовая замена воздушных линий (ВЛ) электропередач в Московском регионе на кабельные с изоляцией, выполненной из сшитого полиэтилена, которые имеют существенно большую удельную емкость;
- недостаточное количество и мощность существующих средств компенсации реактивной мощности на подстанциях Московского региона (в том числе из-за демонтажа синхронных компенсаторов) [3, 4].

Избыток реактивной мощности в энергосистеме вызывает общее повышение величины напряжения (U) в системе и приводит к недопустимо высокому уровню напряжения в отдельных ее точках, что влечет за собой снижение надежности работы и повышение аварийности электрооборудования [5, 6].

Для нормализации напряжения персонал электростанций, работающих на шины



Энергоблок ПГУ-220 ТЭЦ-12 ОАО «Мосэнерго»

Источник: *mosenergo.gazprom.ru*

220–500 кВ, вынужден переводить турбогенераторы в режимы потребления реактивной мощности, что позволяет несколько снизить уровни напряжения, но со временем приводит к ускоренному износу этих турбогенераторов, а в ряде случаев и к аварийным отключениям из-за разрушения торцевых зон активной стали статоров [7, 8].

На многих турбогенераторах мощностью 165 МВт и выше при проведении капитальных ремонтов выявлялись серьезные ослабления плотности прессовки активной стали и разрушения зубцов крайних

пакетов, которые не приводили к аварийным отключениям, но имели фактически необратимый характер и требовали замены статоров, ограничений в режимах работы, увеличения объемов ремонта и сокращения межремонтных периодов [9, 10].

Решение проблемы избытка реактивной мощности в энергосистеме Московского региона за счет перевода установленных на ТЭС турбогенераторов в режим с потреблением реактивной мощности (режим недовозбуждения) повлечет за собой усиление влияния ряда факторов, оказывающих негативное влияние на надежность и эксплуатационные характеристики турбогенераторов [11].

Настоящая работа посвящена разработке программного комплекса (ПК) для построения уточненных PQ-диаграмм в режиме потребления реактивной мощности как для паровых турбин, так и для генерирующих установок ГТУ и ПГУ.

Источником сведений о техническом состоянии генерирующих установок ГТУ и ПГУ послужили данные, полученные от промышленного партнера из эксплуатационной и ремонтной документации, актов расследований технологических нарушений, протоколов электрических и те-

При работе в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности возможны серьезные повреждения зубцовых зон запеченных крайних пакетов вплоть до аварийных отключений турбогенераторов

пловых испытаний, технических отчетов с результатами комплексных диагностических обследований генераторов.

Особенности работы турбогенераторов в режиме потребления реактивной мощности

Работа турбогенераторов в режиме потребления реактивной мощности приводит к нарушению монолитности и ослаблению прессовки зубцов сердечника статора. Ослабление плотности прессовки сердечников статоров в процессе длительной эксплуатации происходит в результате упруговязкого течения изоляционных лаковых пленок листов активной стали, перераспределения давления прессования по массиву сердечника, повышенных нагревов и ряда других процессов. Кроме того, на работающем турбогенераторе происходит снижение давления прессования в зубцовых зонах крайних пакетов по отношению к холодному состоянию, которое наблюдается в капитальный ремонт, из-за термомеханических нагрузок [12]. Это снижение обусловлено силами фрикционного взаимодействия

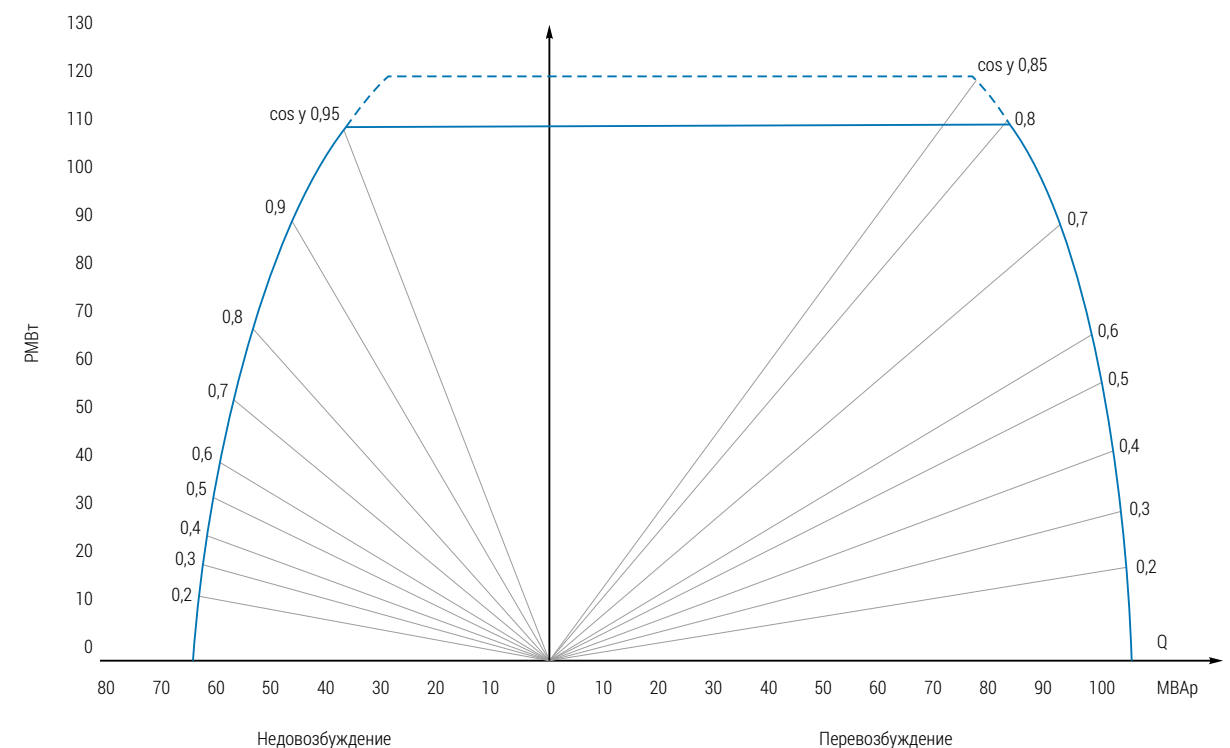
между стержнями обмотки и боковыми гранями зубцов и зависит от конструкции статора, режимов работы и может достигать 2–6 кг/см².

На генераторах с ослабленной прессовкой выкрашивание листов активной стали может происходить не только в режимах недовозбуждения, но уже и в режимах с выдачей реактивной мощности. Обломившиеся фрагменты могут смещаться и прорезать корпусную изоляцию обмотки статора, что создает опасность пробоя обмотки статора и аварийного отключения генератора.

Техническое состояние зубцовых зон запеченных крайних пакетов во многом зависит от общего состояния плотности прессовки сердечника и срока службы турбогенератора, но в основном определяется режимами их работы. При работе в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности возникает ускоренное развитие дефектов, возможны серьезные повреждения зубцовых зон запеченных крайних пакетов вплоть до аварийных отключений турбогенераторов электрическими защитами [13].

На рис. 1 представлена PQ-диаграмма турбогенератора ТВФ-110–2У3, указанная в техническом паспорте. Из данной

Рис. 1. PQ-диаграмма турбогенератора типа ТВФ-110–2У3



RQ-диаграммы следует, что при выдаче турбогенератором 110 МВт активной мощности, может компенсироваться до 35 Мвар реактивной мощности. Похожие результаты дают RQ-диаграммы гидрогенераторов, имеющих множество конструктивных различий, что указывает на требования к уточнению RQ-диаграмм в режиме потребления реактивной мощности [14].

Дополнительно был проведен анализ данных с датчиков температуры турбоге-

Моделирование теплового и электрического режимов работы генераторов ТВФ-110 и ТЗФ-110

Оценка влияния ограничений на диапазон регулирования реактивной мощности с помощью генерирующих установок проводилась на основании моделирования теплового режима работы генератора в ПК Ansys Motor-CAD в среде Therm. Дан-

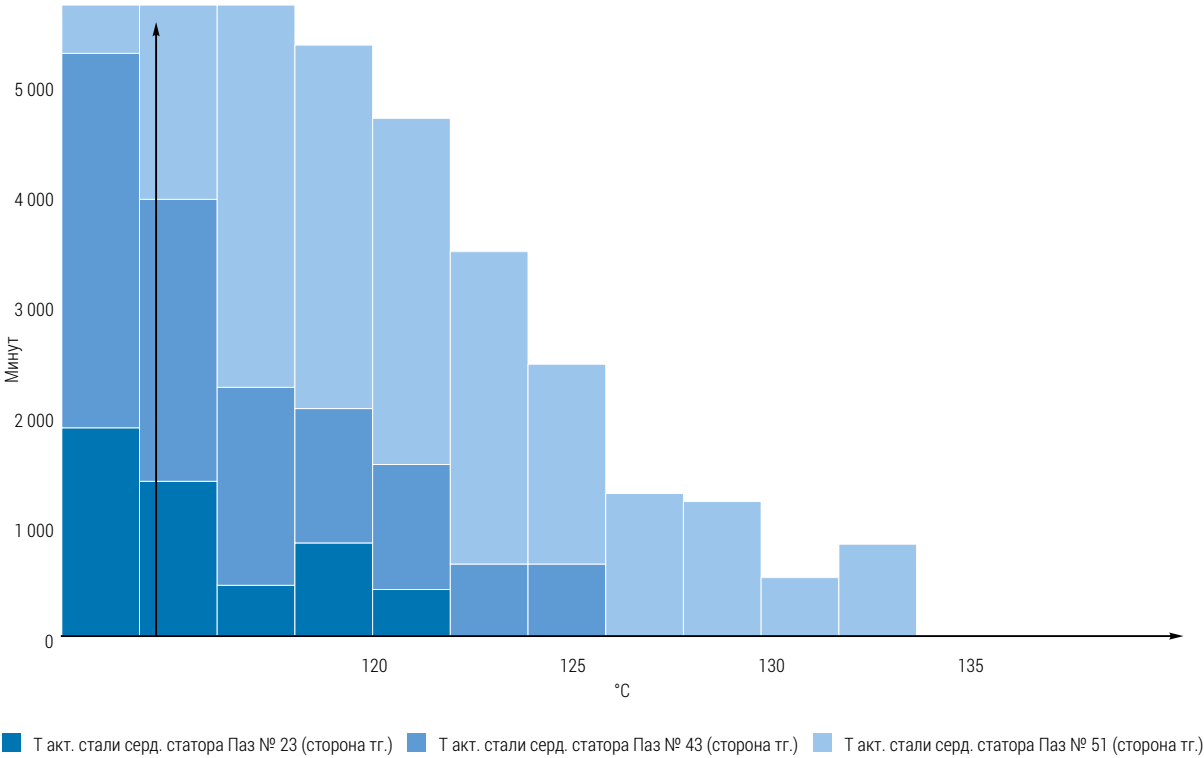


Рис. 2. Зависимость наработки в количестве минут при разных температурах для ТЗФ, датчики температуры активной стали

нераторов, приведенных на рис. 2. Датчики фиксируют температуру в пазу статора генератора. Согласно приведенному анализу показаний датчиков температуры на генераторах, участвующих в регулировании реактивной мощности, превышения температуры не зафиксированы. Температура активной стали не превышала 133°C. Проведенные натурные измерения [12, 15] не указывают на опасность нагрева лобовых частей статорных обмоток. Таким образом, для подтверждения данной гипотезы требуется расчет на модели теплового режима работы турбогенератора.

ный программный комплекс позволяет рассчитывать температуру компонентов синхронного генератора в установившемся и переходном режимах работы для точного моделирования теплового поведения за несколько секунд расчётного времени. На основе данных индустриального партнера в ПК Ansys Motor-CAD была смоделирована имитационная модель теплового режима работы генераторов серии ТВФ-110 и генератора серии ТЗФ-110 [16, 17]. В результате моделирования (рис. 3 и 4) был зафиксирован нагрев лобовых частей обмоток статора и крайних пакетов активной стали сердечника статора макси-

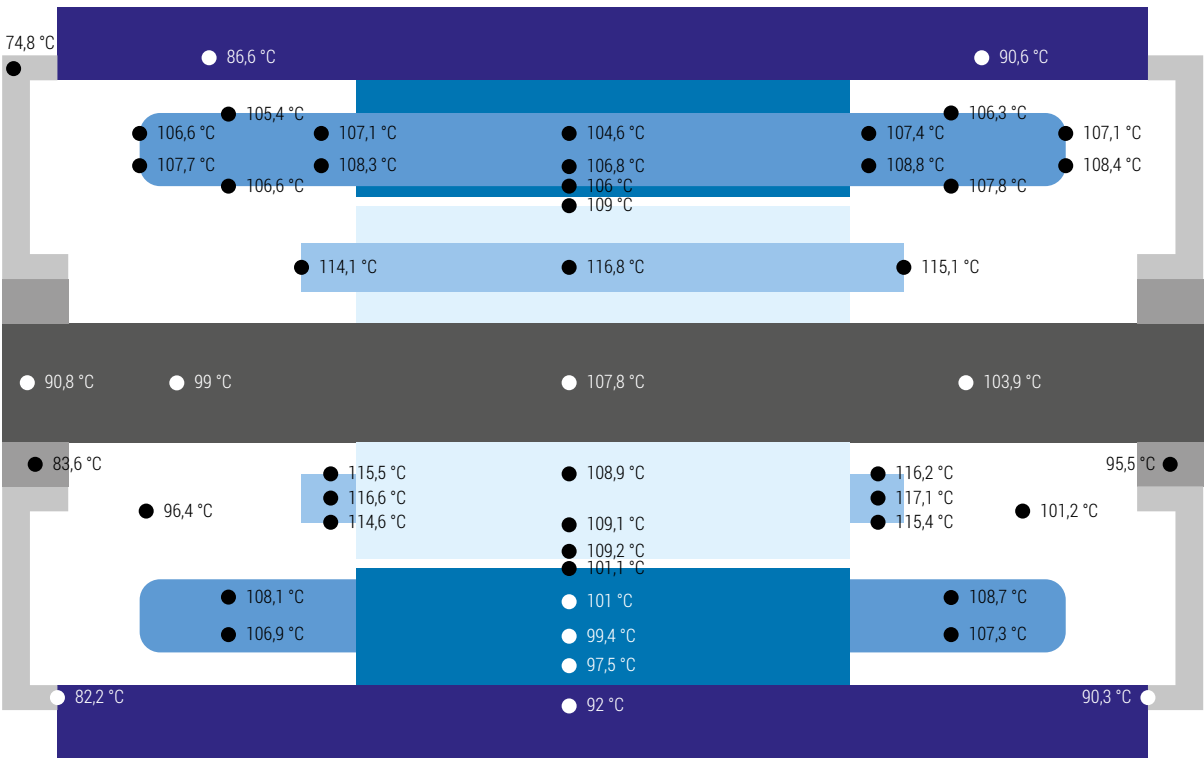


Рис. 3. Распределение температур в аксиальном сечении в созданной расчетной имитационной модели теплового режима генерирующих установок

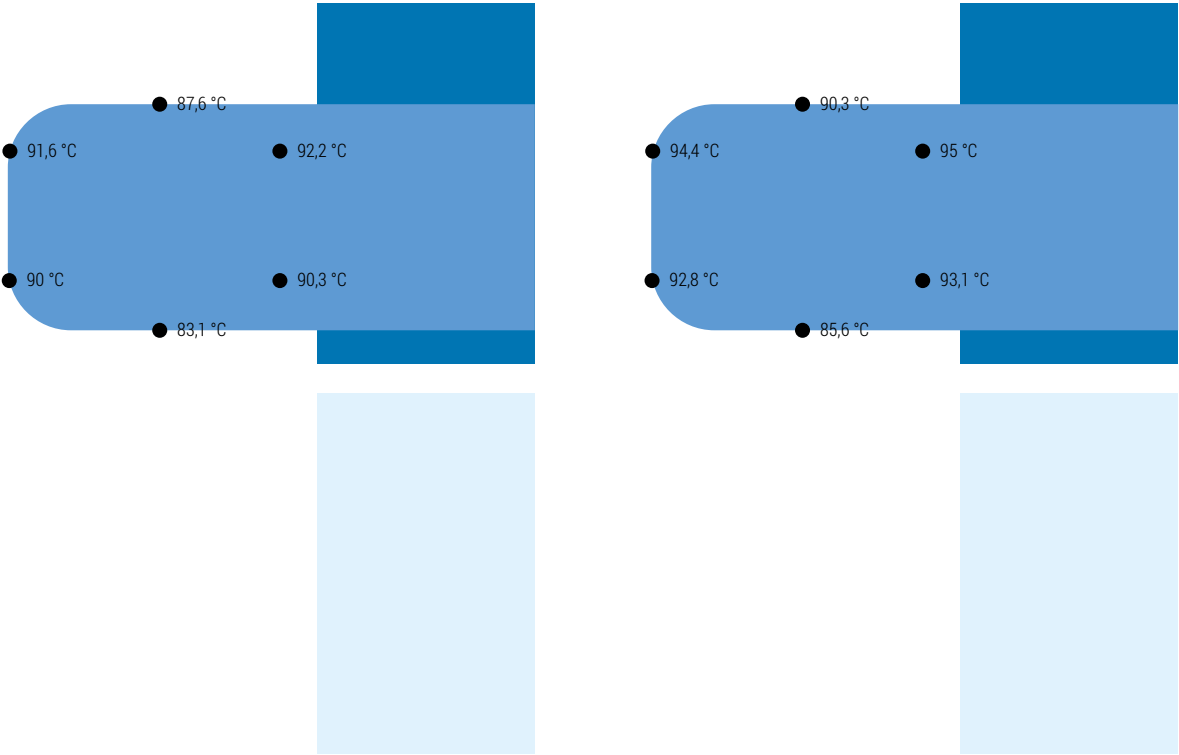


Рис. 4. Распределение температур в лобовой части обмоток статора

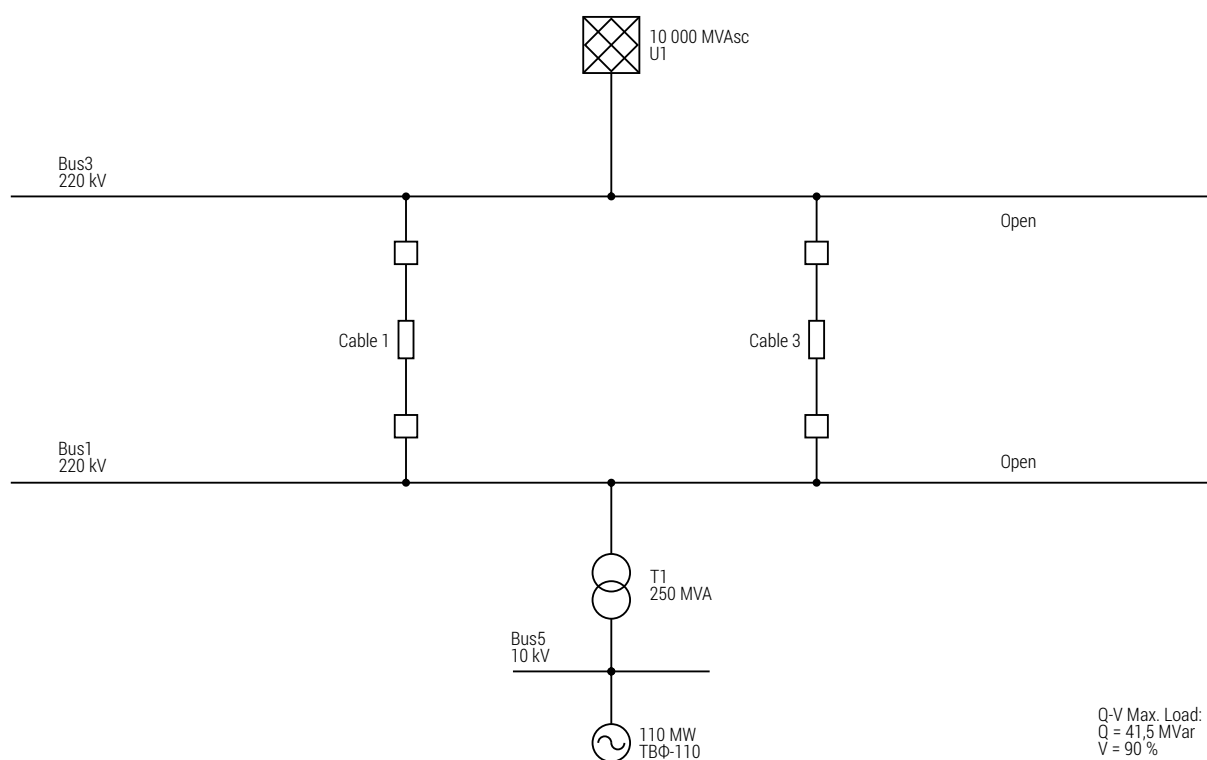


Рис. 5. Полученные данные в выбранном расчетном узле нагрузки (ТВФ-110)

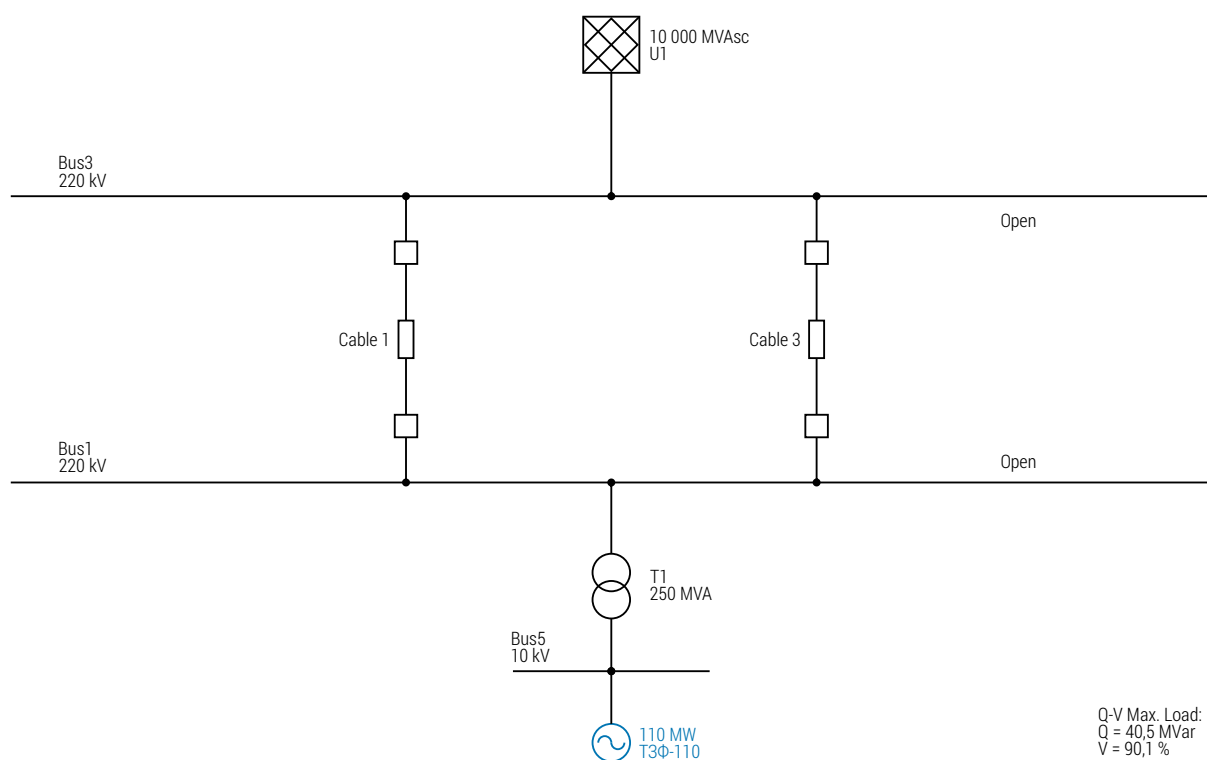


Рис. 6. Полученные данные в выбранном расчетном узле нагрузки (ТЗФ-110)

мум на 4 °С в режиме потребления реактивной мощности (режим недовозбуждения) относительно работы генерирующей установки в режиме выдачи реактивной мощности (режим перевозбуждения).
На основании разработанной модели и указанного уровня допустимого критического напряжения, были определены пределы потребления реактивной мощности (рис. 5 и 6). Расчетный узел нагрузки – это секция шин 220 кВ. Моделировалась работа двух ТГ: ТВФ-110 и ТЗФ-110. Ограниче-

Путем преобразований можно получить следующее уравнение:
$$P = \left(Q + \frac{U^2}{X_d} \right) \tan \delta$$

при этом $\delta = \delta_{\max} = 90^\circ$, получаем
$$P = mQ + c$$

где наклон $m = \tan \delta$ и
$$c = \frac{U^2}{X_d} \tan \delta$$

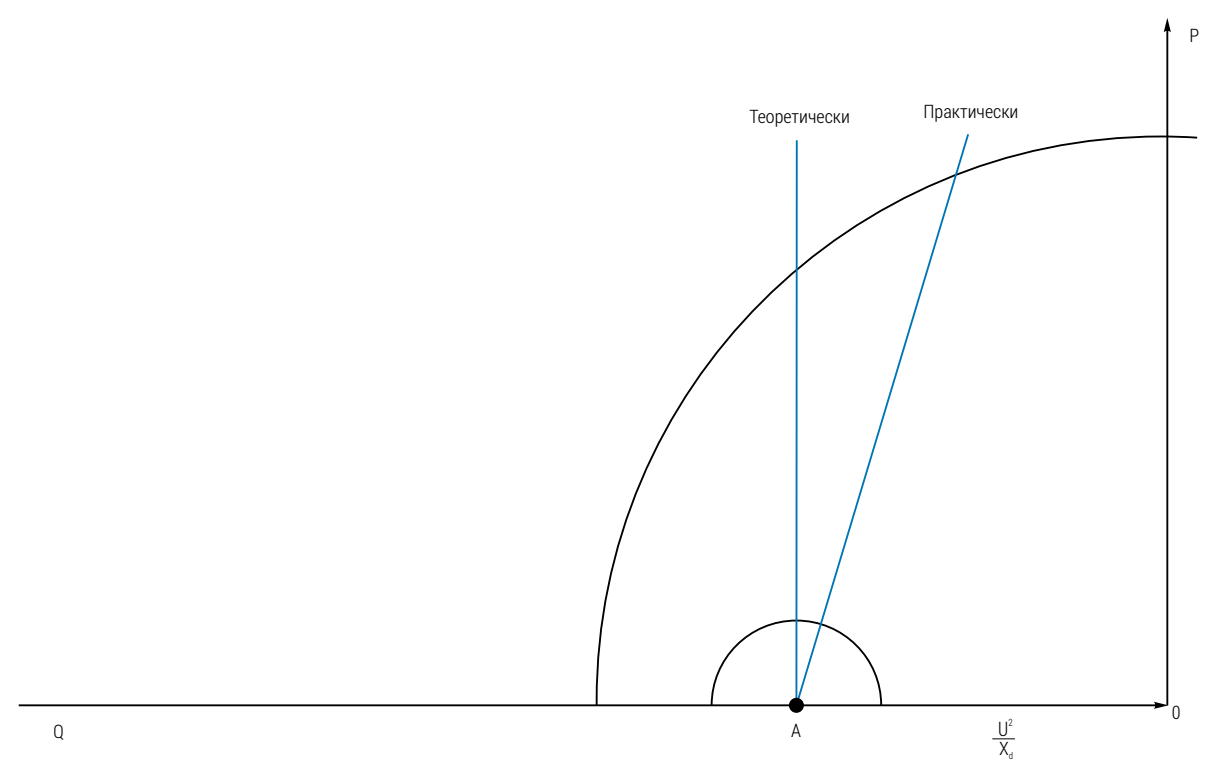


Рис. 7. Границы устойчивой работы генераторов в режиме потребления реактивной мощности, определяемые статической устойчивостью ТГ

ние по статической устойчивости определены для вынужденного послеаварийного режима.

Разработка методики выбора оптимальных режимов по реактивной мощности

Для стабильной работы генераторов угол мощности δ должен находиться в пределах допустимого, а теоретический предел стабильности согласно угловой характеристике турбогенератора наступает при $\delta = 90^\circ$.

Таким образом, теоретический предел устойчивости может быть представлен прямой линией, которая пересекает ось реактивной мощности в точке:

$$P = 0 \text{ и } Q = -cm = -\frac{U^2}{X_d},$$

Но на практике для надежной работы ТГ недопустимо использовать теоретический предел статической устойчивости. С помощью имитационной модели было определено, что практический предел статической устойчивости отклоняется относительно теоретического на 10–20°. Соответственно кривая практического пре-

дела статической устойчивости строится с помощью линии, проходящей через точку А под углом 70–80° (рис. 7).

В ходе исследования были выявлены теоретические и практические границы PQ-диаграммы генераторов в режиме потребления реактивной мощности, которые обусловлены работой системы возбуждения. Были проанализированы паспортные данные систем возбуждения промышленного партнера и карты уставок защит. На основании данного анализа был выяв-

Ввиду выявленных в ходе моделирования ограничений для ТГ в режиме потребления реактивной мощности был выбран путь создания собственного ПК для построения скорректированных PQ-диаграмм на базе языка программирования Python [18]. На основании описанных расчетов и разработанных имитационных моделей была проведена алгоритмизация методики выбора оптимальных режимов по реактивной мощности для ТГ. Разработанный ПК по-

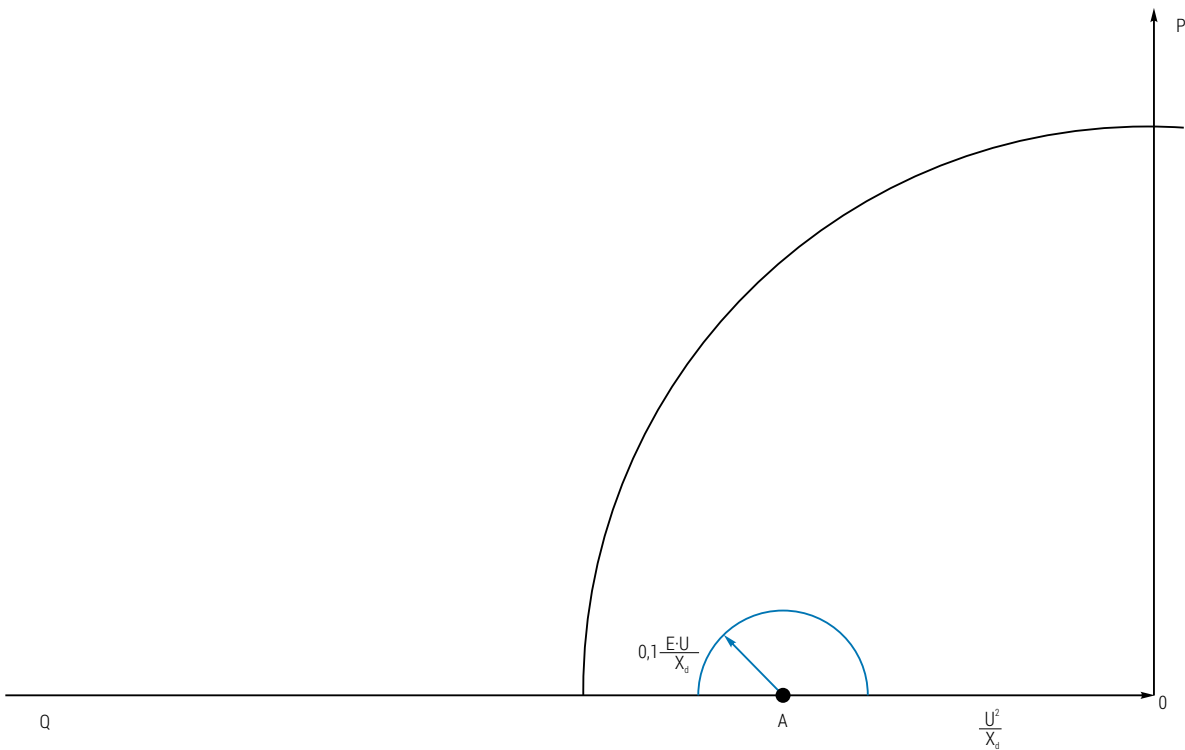


Рис. 8. Граница PQ-диаграммы ТГ в режиме потребления реактивной мощности, которая вызвана работой системы возбуждения

лен минимальный уровень напряжения системы возбуждения, который и был выбран границей PQ-диаграммы генераторов в режиме потребления реактивной мощности.

На рис. 8 показано полученное ограничение, вызванное работой системы возбуждения, радиус ограничения равен:

$$r = k \frac{EU}{X_d}$$

где E – ЭДС ТГ, о. е.; U – номинальное напряжение, о. е.; X_d – индуктивное сопротивление по продольной оси, о. е.; k – ограничивающая постоянная системы возбуждения (от 0,1 до 0,3).

зволяет построить уточненные PQ-диаграммы в емкостном квадранте. Для этого в ПК необходимо указать основные номинальные параметры ТГ: напряжение, ток статора, ток ротора, cos φ, эквивалентное сопротивление генератора и тип охлаждения. Пример построения уточненной PQ-диаграммы для ТВФ-110 и ТЗФ-110 на основании разработанного алгоритма представлен на рис. 9 и 10. Из анализа скорректированной PQ-диаграммы видно, что потребление реактивной мощности ограничено больше, чем на основании PQ-диаграммы из паспорта ТГ (рис. 1).

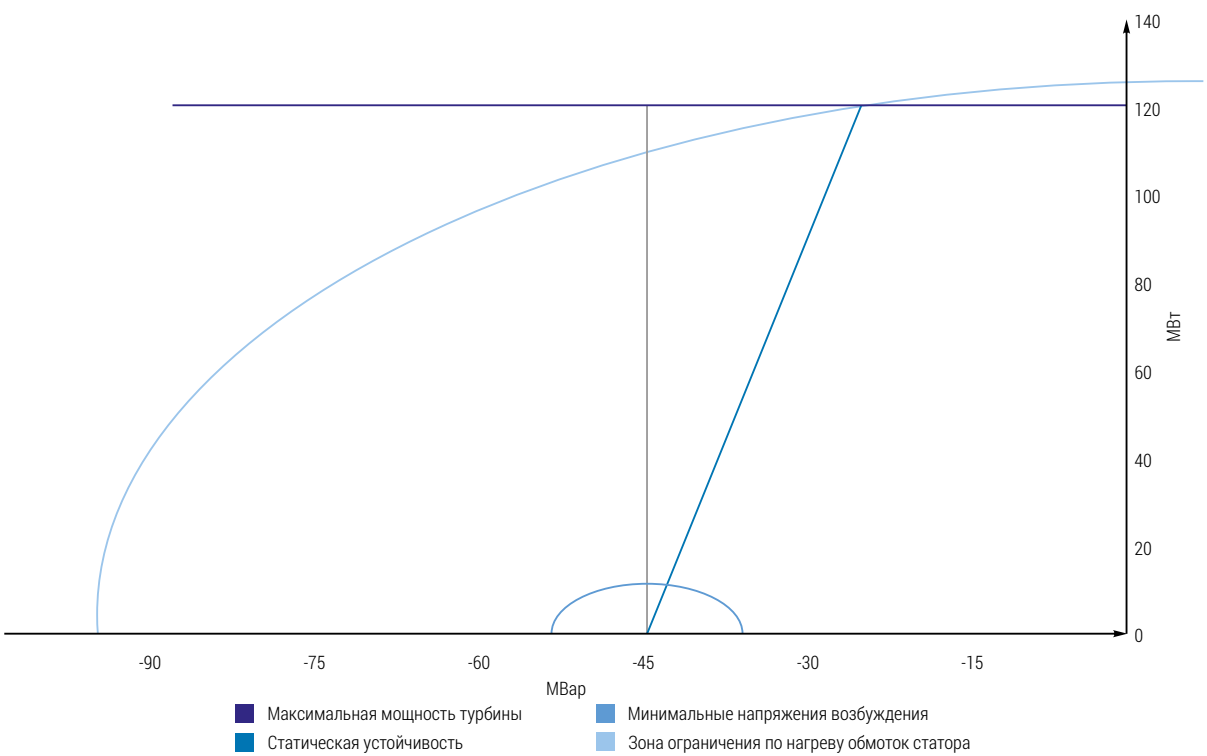


Рис. 9. Скорректированная PQ-диаграмма для ТВФ-110 на основании разработанного алгоритма

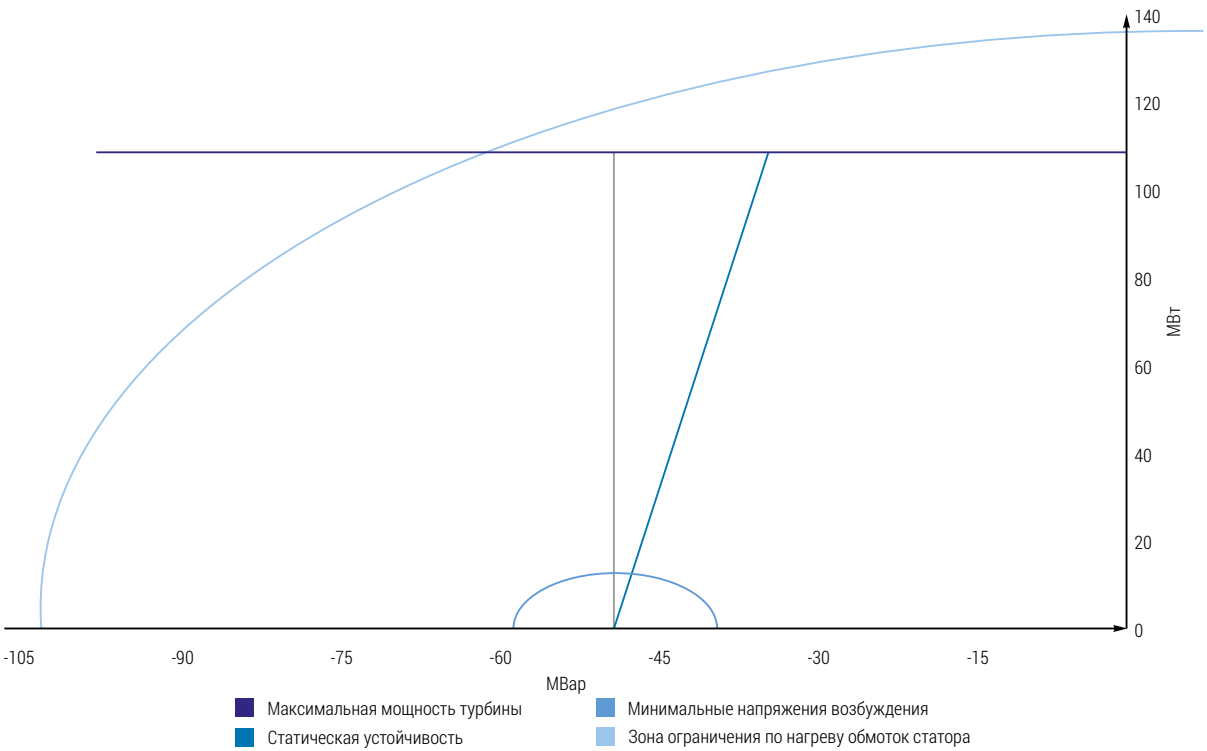


Рис. 10. Скорректированная PQ-диаграмма для ТЗФ-110 на основании разработанного алгоритма

Заключение

В рамках данного исследования получены следующие результаты:

1. Разработаны имитационные модели теплового режима работы генераторов ТВФ-110 и ТЗФ-110 в ПК Ansys Motor-CAD в среде Therm.
2. Был зафиксирован нагрев лобовых частей обмоток статора и крайних пакетов активной стали сердечника статора генерирующей установки при потреблении реактивной мощности, однако он составляет всего 3–4% от работы турбогенератора в режиме выдачи реактивной мощности.
3. Смоделированы имитационные модели по определению пределов статической устойчивости работы генератора серии ТВФ и ТЗФ в режиме потребления реактивной мощности (режиме недовозбуждения) в ПК ETAP. Получены границы потребления реактивной мощности и сформированы соответствующие ограничения.
4. В ходе исследования были выявлены практические границы PQ-диаграммы генераторов в режиме потребления реактивной мощности, которые вызваны работой системы возбуждения.

5. Разработан собственный ПК для построения уточненных PQ-диаграмм в режиме потребления реактивной мощности (режиме недовозбуждения) для серии ТГ индустриального партнера: ТВФ и ТЗФ. С помощью разработанного ПК можно получить рекомендации по надежной эксплуатации генерирующего оборудования, участвующего в регулировании реактивной мощности.
6. Выявлено, что на основании построенной скорректированной PQ-диаграммы потребление реактивной мощности ограничено больше, чем на основании PQ-диаграммы из паспорта ТГ.

В дальнейшем в рамках развития научно-исследовательской работы планируется также проанализировать негативное влияние потребления турбогенератором реактивной мощности на качество электрической энергии сетей низкого напряжения, собственных нужд ТЭС и энергосистемы в целом.

Работа выполнена в рамках проекта «Разработка методики обеспечения требуемого качества электроэнергии при регулировании реактивной мощности на ТЭС» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программ научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2024–2026 гг.



Парогазовый энергоблок Dangjin 3 power plant in South Korea

Источник: ru.pinterest.com siemens.com

Использованные источники

1. Tytko O. I. Scale physical modeling of an electromagnetic field at research of efficiency of screens stator powerful turbogenerators / O. I. Tytko, V. A. Kramarskyi, A. P. Gruboi // *Technical Electrodynamics*. 2012. No. 5. P. 44–47.
2. S. Lenev, A. Vivchar, A. Okhlopov and V. Bitney, «Impact of operation mode in terms of reactive power regulations on technical condition and reliability of generating equipment operation,» 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/REEPE53907.2022.9731385.
3. Аршунин С. А., Голов П. В., Антипова Н. А., Лабунец И. А., Сокур П. В. Применение асинхронизированных турбогенераторов на электростанциях ОАО «Мосэнерго». – М.: «Электротехника». 2010. №2. С. 14–18.
4. Воротницкий В.Э. Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения // *Энергосовет*. 2017. № 47. URL: <https://www.energosoвет.ru>.
5. Битней В. Д., Смотров Н. Н., Тимофеев А. А., Охлопков А. В. Влияние режима потребления реактивной мощности на техническое состояние турбогенератора ТЗФП-110-2МУЗ // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. 2023. № 3. С. 34–42. DOI: 10.17588/2072-2672.2023.3.034-042. EDN: EFMIRO.
6. Okhlopov A. V., Bitney V. D. Analysis of Existing Methods for Detecting the State and Defects of the Brush-Contact Device of a Turbine Generator. *Power Technol Eng* (2023). <https://doi.org/10.1007/s10749-023-01558-0>.
7. Ростик Г. В. О совершенствовании контроля технического состояния турбогенераторов // *Энергетика за рубежом*. Приложение к журналу «Энергетик». 2011. № 5. С. 34–44.
8. Поляков Ф. А. Совершенствование методов выявления в условиях электрических станций повреждений межлистовой изоляции сердечников статоров турбогенераторов: специальность 05.09.01 «Электромеханика и электрические аппараты», 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: диссертация на соискание ученой степени канд. тех. наук. – М., 2002. – 162 с.
9. Васько П. Ф. Моделирование тепловых процессов в крайнем пакете статора генератора // *Восточно-Европейский научный журнал*. 2019. № 4-3(44). С. 61–62.
10. Кобзарь К. А., Гакал П. Г., Овсянникова Е. А., Третьяк А. В. Тепловое состояние обмотки ротора турбогенератора с непосредственным охлаждением водородом // *Проблемы*

машиностроения. 2015. Т. 18. № 4-1. С. 30–35.

11. Битней В. Д. Оценка влияния регулирования реактивной мощности на надежность турбогенераторов / В. Д. Битней, Н. Н. Смотров, А. В. Охлопков // *Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ*. 2023. № 2. С. 45–54. DOI: 10.24160/1993-6982-2023-2-45-54.
12. Bitney V. D., Smotrov N. N., Timofeev A. A., Okhlopov A. V. Effect of the Reactive Power Consumption Mode on the Technical Condition of the T3FP-110-2MU3 Turbogenerator. 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2023, pp. 1–6. DOI: 10.1109/REEPE57272.2023.10086802.
13. Bitney V. D., Smotrov N. N., Timofeev A. A., Okhlopov A. V. Analysis of the Relevance of Reactive Power Compensation by Switching the Generating Equipment to the Underexcitation Mode. 2023 Seminar on Industrial Electronic Devices and Systems (IEDS), Saint Petersburg, Russian Federation, 2023, pp. 48–51. DOI: 10.1109/IEDS60447.2023.10426177.
14. Алексеев Б. А. Актуальные вопросы создания и эксплуатации электрических машин (Сессия СИГРЭ, 28 августа – 3 сентября 2004 г., Париж) / Б. А. Алексеев, Л. Г. Мамиконянц, Ф. А. Поляков // *Электричество*. 2005. № 8. С. 55–62.
15. Битней В. Д. Оценка предельно допустимых значений реактивной мощности на примере турбогенератора ТВФ-110 / В. Д. Битней, Н. Н. Смотров, А. А. Тимофеев // *Новое в российской электроэнергетике*. 2023. № 11. С. 32–41.
16. Ленеv С. Н., Охлопков А. В., Битней В. Д. [и др.] Анализ проблемы компенсации реактивной мощности за счет перевода генерирующего оборудования в режим недовозбуждения путем моделирования теплового режима работы турбогенератора ТВФ-110 // *Новое в российской электроэнергетике*. 2024. № 1. С. 12–21.
17. Bitney V. D., Smotrov N. N., Timofeev A. A. Simulation of the Thermal Operation Mode of TVF-110 to Verify the Relevance of the Problem of Reactive Power Compensation. 2024 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2024, pp. 1–5. DOI: 10.1109/REEPE60449.2024.10479675.
18. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619115, Российская Федерация. Программа для построения диаграмм мощности турбогенераторов в режиме потребления реактивной мощности № 2024617511: заявл. 11.04.2024: опубл. 19.04.2024 / В. Д. Битней, И. С. Вандтке, Н. Н. Смотров, А. А. Тимофеев; заявитель: ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ».

30 лет нейтралитету Туркменистана – много или мало? Российско- туркменское сотрудничество в ТЭК на современном этапе

Is 30 years of Turkmenistan’s neutrality a lot or a little? Russian-Turkmen cooperation in the FEC at the present stage

Александр КАЧЕЛИН

Старший научный сотрудник, к. э. н.,
Центр инновационной экономики и промышленной
политики, Институт экономики РАН
E-mail: kachelin@inecon.ru
SPIN-код: 4206-9791

Alexander KACHELIN

PhD in Economics, Senior Researcher, Center for
Innovative Economics and Industrial Policy, Institute of
Economics of the Russian Academy of Sciences
E-mail: kachelin@inecon.ru
ORCID: 0000-0003-2730-2423

Месторождение природного газа «Галкыныш» в Туркменистане

Источник: Petrofac.Com



Аннотация. В статье рассмотрена историческая перспектива нейтралитета Туркменистана, его корни и эволюция. Особое внимание уделено достижениям Туркменистана в нефтегазовом секторе, который является основным двигателем экономического роста и социального развития. В статье проанализирована историческая перспектива российско-туркменских отношений, что позволит выявить ключевые этапы и факторы, способствующие углублению сотрудничества между двумя странами. Нейтралитет как фактор инвестиционной привлекательности будет рассмотрен в контексте того, как он влияет на решение иностранных инвесторов о вложении средств в экономику Туркменистана, особенно в энергетическом секторе. Современное сотрудничество России и Туркменистана в энергетическом секторе станет отдельной темой для обсуждения, где проанализированы текущие проекты и инициативы, а также диалоги между странами, подтверждающие их интерес к углублению взаимодействия. В заключении рассмотрены ближайшие перспективы, вызовы и возможности, стоящие перед Туркменистаном в контексте его нейтралитета и сотрудничества с Россией.

Ключевые слова: нейтралитет, Центральная Азия, инвестиции, ООН, топливно-энергетический комплекс, СПГ, возобновляемые источники энергии, энергоэффективность, цифровизация, технологии, солнечная и ветровая энергия, модернизация, транспортировка, терроризм, экстремизм.

Abstract. The article examines the historical perspective of Turkmenistan’s neutrality, its roots and evolution. Particular attention is paid to Turkmenistan’s achievements in the oil and gas sector, which is the main engine of economic growth and social development. The article analyzes the historical perspective of Russian-Turkmen relations, which will identify the key stages and factors contributing to the deepening of cooperation between the two countries. Neutrality as a factor of investment attractiveness will be considered in the context of how it influences the decision of foreign investors to invest in the economy of Turkmenistan, especially in the energy sector. Current cooperation between Russia and Turkmenistan in the energy sector will be a separate topic for discussion, where current projects and initiatives are analyzed, as well as dialogues between the countries, confirming their interest in deepening cooperation

Keywords: neutrality, Central Asia, investments, UN, fuel and energy complex, LNG, renewable energy sources, energy efficiency, digitalization, technology, solar and wind energy, modernization, transportation, terrorism, extremism.

Введение

Туркменистан, расположенный в сердце Центральной Азии, на протяжении последних трех десятилетий демонстрирует уникальную модель внешнеэкономической политики, основанную на принципе нейтралитета. Это позволяет стране активно развивать свои международные отношения, в том числе с Россией, что особенно актуально в контексте глобальных изменений в энергетическом секторе.

Этот статус, официально закрепленный в 1995 г.¹ стал не только основой для формирования внешнеэкономических и поли-

тических отношений страны, но и важным фактором, способствующим ее социально-экономическому развитию. Нейтралитет Туркменистана, как концепция, представляет собой не просто отказ от участия в военных конфликтах, но и стратегический выбор, направленный на создание предсказуемой и стабильной среды для инвестиций и международного сотрудничества.

Российско-туркменское сотрудничество в топливно-энергетическом комплексе (далее – ТЭК), в частности, становится предметом особого внимания, так как обе страны имеют взаимные интересы в области энергетики, что открывает новые горизонты для экономического взаимодействия. Важно отметить, что нейтралитет Туркменистана не только защищает его от политических рисков, но и создает

¹ 12 декабря 1995 г. в Нью-Йорке в ходе заседания Генеральной Ассамблеи ООН все без исключения 185 стран, входивших на тот момент в эту организацию, проголосовали за принятие специальной резолюции «Постоянный нейтралитет Туркменистана».

Туркменистан на протяжении 30 лет демонстрирует уникальную модель внешнеэкономической политики, основанной на принципе нейтралитета. Это позволяет активно развивать международные отношения

условия для привлечения иностранных инвестиций, что в свою очередь способствует развитию ТЭК и всей экономики страны. В условиях растущей конкуренции за ресурсы и влияние в Центральной Азии, исследование российско-туркменского партнерства в области ТЭК позволяет выявить ключевые аспекты, которые могут способствовать укреплению взаимовыгодных отношений.

Исторический контекст нейтралитета Туркменистана

Туркменистан, обретя независимость в начале 1990-х гг., определил вектор своей внешней политики, провозгласив «позитивный нейтралитет» на саммите в Хельсинки в 1992 г. Этот подход стал основой для формирования статуса нейтрального государства, который получил международное признание через резолюции Генеральной Ассамблеи ООН (далее – ГА ООН) в 1995 и 2015 гг. Официальное принятие нейтралитета позволило Туркменистану определиться в сложной международной обстановке, а также обеспечить мир и стабильность в стране, что способствует ее экономическому развитию [1].

Три десятилетия нейтралитета – это значительный отрезок истории для любого государства, тем более для молодого, стремящегося к укреплению своей независимости и формированию собственной идентичности. Для Туркменистана эти 30 лет стали периодом становления, консолидации общества и активного поиска своего места в системе международных отношений. Нейтралитет, провозглашенный страной в 1995 г., стал краеугольным камнем ее внешней политики, определив-

шим ее принципы взаимодействия с другими государствами и международными организациями. Вопрос о том, много это или мало, остается открытым для дискуссий, но очевидно, что этот период стал временем серьезных испытаний и важных достижений для Туркменистана.

С одной стороны, 30 лет – это достаточно большой срок для реализации масштабных проектов и достижения стратегических целей. За эти годы Туркменистан смог укрепить свои позиции в регионе Центральной Азии, наладить взаимовыгодные отношения со многими странами мира и стать активным участником международных инициатив. Нейтральный статус позволил стране выступать в качестве посредника в миротворческих миссиях, особенно в контексте конфликтов в Центральной Азии в 1990-х гг. и продвигать идеи мира и стабильности [2]. Туркменистан динамично поддерживает различные международные инициативы, направленные на мир и сотрудничество, активно содействовал урегулированию конфликтов в Таджикистане и Афганистане, что лишний раз подтвердило его роль как миротворца [3]. Была создана прочная правовая база для осуществления внешнеэкономической деятельности, привлечения иностранных инвестиций и развития различных отраслей экономики.

С другой стороны, 30 лет – это относительно небольшой срок для построения

Mamun II. Минарет в Konye-Urgench, Туркменистан

Источник: mathes / depositphotos.com



Парк независимости. Ашхабад, Туркменистан

Источник: mathes / depositphotos.com

сильного и процветающего государства, особенно учитывая сложные геополитические реалии и внутренние вызовы. Туркменистану приходится сталкиваться с проблемами, связанными с нестабильностью в соседних странах, угрозами международного терроризма и экстремизма, а также с необходимостью диверсификации экономики и модернизации социальной сферы. В условиях глобальной конкуренции и быстро меняющегося мира стране необходимо постоянно адаптироваться к новым вызовам и искать инновационные пути развития.

Нейтралитет Туркменистана рассматривается как гарант стабильности для его населения. Программа внешней политики, основанная на принципах нейтралитета, дает Туркменистану возможность выстраивать отношения с различными государствами, не впадая в конфликты и обеспечивая благополучие своей страны. На протяжении трех десятилетий этот подход способствовал укреплению внутренней и внешней безопасности [4, 5].

Статус нейтрального государства позволил Туркменистану установить эффективные связи с различными международными организациями и государствами, включая Россию. Россия, будучи одним из главных партнеров Туркменистана, играет значительную роль в развитии энергетического сотрудничества, в частности, в сфере экспортной

политики. Это сотрудничество стало возможным благодаря нейтралитету Туркменистана, который позволяет избегать межгосударственных конфликтов и устанавливать долгосрочные контракты на поставку топливно-энергетических ресурсов, что в свою очередь способствует экономическому росту обоих государств [6].

Таким образом, исторически сложившийся нейтралитет стал не только значимой политической стратегией для Туркменистана, но и эффективным инструментом в укреплении его позиций на международной арене. Сохранение нейтралитета продолжает оставаться крайне важным для устойчивости и процветания страны в условиях меняющегося геополитического ландшафта.

Современное состояние российско-туркменского сотрудничества

В контексте российско-туркменского сотрудничества 30-летний период нейтралитета Туркменистана сыграл важную роль в формировании прочных и взаимовыгодных отношений между двумя странами. Особое значение имеет сотрудничество в топливно-энергетическом комплексе, который является ключевым сектором экономики. Началом активного сотрудничества можно считать 2000-е гг., когда страны начали оптимизировать маршруты поставок газа в Европу через российскую территорию (рис. 1). Соглашение о стратегическом партнерстве, подписанное двумя странами в 2022 г., обозначило правовую основу для углубления отношений.

Нейтралитет, провозглашенный страной в 1995 г., стал краеугольным камнем ее внешней политики, определившим ее принципы взаимодействия с другими государствами и международными организациями

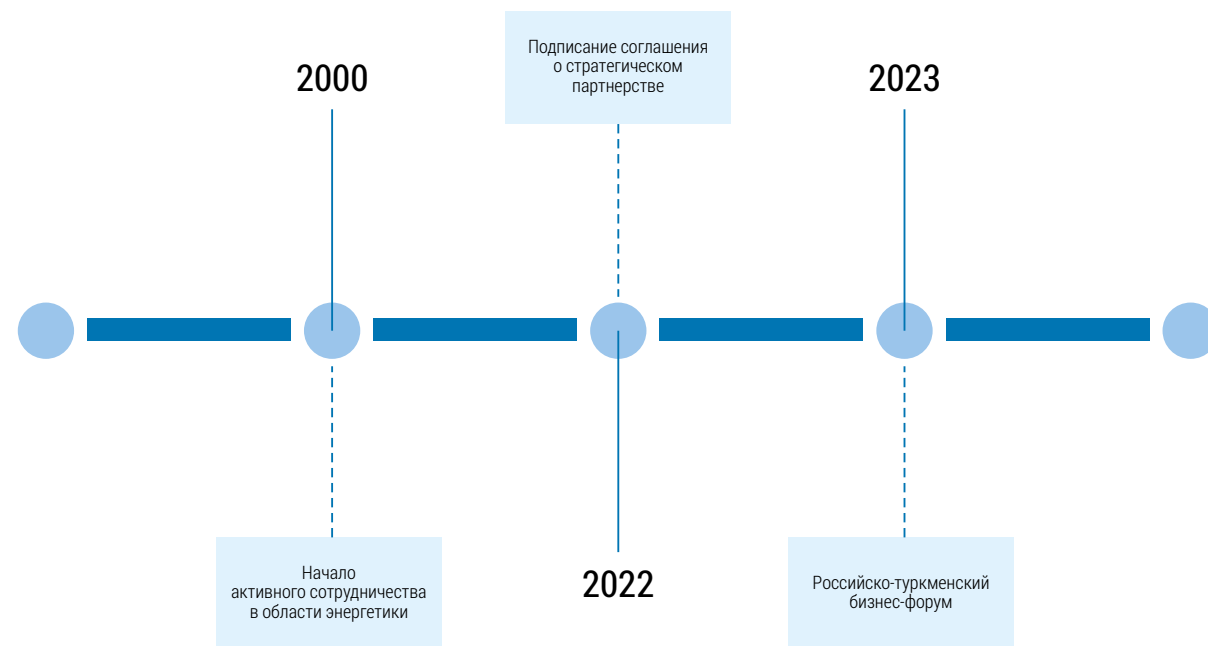


Рис. 1. Основные этапы российско-туркменского сотрудничества в ТЭК

Источник: составлено автором

На современном этапе российско-туркменское сотрудничество в ТЭК характеризуется рядом важных тенденций. Во-первых, это стремление обеих стран к диверсификации маршрутов поставок энергоресурсов на мировые рынки. Туркменистан заинтересован в расширении географии своих поставок, а Россия стремится укрепить свои позиции в качестве надежного поставщика энергоресурсов. Во-вторых, это сотрудничество в области модернизации и развития энергетической инфраструктуры Туркменистана. Российские компании активно участвуют в реализации проектов по строительству новых газопроводов, электростанций и других объектов энергетической инфраструктуры. В-третьих, это сотрудничество в области подготовки кадров для ТЭК. Российские вузы принимают туркменских студентов на обучение по энергетическим специальностям, а российские специалисты оказывают консультационную помощь туркменским коллегам.

Важным аспектом российско-туркменского сотрудничества в ТЭК является взаимодействие в рамках международных проектов. Например, Россия и Туркменистан являются участниками проекта стро-

ительства газопровода «Восток – Запад», который предназначен для транспортировки туркменского газа как в восточном, так и в западном направлениях. Оба государства также заинтересованы в реализации новых проектов по транспортировке энергоресурсов в Европу и другие регионы мира.

Перспективы российско-туркменского сотрудничества в ТЭК видятся весьма благоприятными, учитывая огромный потенциал Туркменистана в области энергетики и заинтересованность России в надежном и стабильном партнерстве. Одним из перспективных направлений является расширение сотрудничества в области переработки природного газа и газохимии. Необходимо создавать совместные предприятия по производству полимеров, удобрений и других продуктов, а также развивать инфраструктуру для транспортировки и хранения этих продуктов. Строительство современных газохимических комплексов в Туркменистане при участии российских компаний позволит не только увеличить экспортные доходы страны, но и создать новые рабочие места, а также диверсифицировать экономику.

Другим важным направлением является сотрудничество в области элек-

троэнергетики. В стране действуют 12 электростанций мощностью 6943,2 МВт, на которых установлена 51 турбинная установка, соответственно, газовых турбин – 39 штук, и паровых турбин – 12 штук. Туркменистан обладает значительным потенциалом для производства электроэнергии, в том числе за счет возобновляемых источников. Участие российских компаний в строительстве новых электростанций и модернизации существующих позволит Туркменистану увеличить экспорт электроэнергии в соседние страны и укрепить свою энергетическую безопасность. Российские компании плотно работают над модернизацией существующих энергетических объектов в Туркменистане, что создает дополнительные возможности для совместных инициатив.

Необходимо также отметить важность сотрудничества в области подготовки кадров для ТЭК. Обмен опытом и знаниями между российскими и туркменскими специалистами, организация стажировок и совместных научно-исследовательских проектов позволит повысить квалификацию специалистов и внедрить новые технологии в ТЭК. Это, в свою очередь, будет способствовать повышению эффективности и конкурентоспособности ТЭК

Нейтральный статус позволил стране выступать в качестве посредника в миротворческих миссиях, особенно в контексте конфликтов в Центральной Азии в 1990-х гг. и продвигать идеи стабильности

Туркменистана. Необходимо также развивать сотрудничество в области научных исследований и разработок в сфере энергетики. Совместные исследовательские проекты, направленные на разработку новых технологий добычи, переработки и транспортировки энергоносителей, позволят повысить конкурентоспособность ТЭК и обеспечить его устойчивое развитие. Важно также уделять внимание разработке технологий в области возобновляемой энергетики и энергосбережения.

Важным фактором успешного сотрудничества является создание благоприятного инвестиционного климата. Предоставле-

Добыча газа на месторождении «Галкыныш», Южный Иолотань

Источник: sentrol.ae



В Туркменистане действуют 12 электростанций мощностью 6943,2 МВт, на которых установлена 51 турбинная установка, соответственно, газовых турбин – 39 шт. и паровых турбин – 12 шт.

ние льгот и преференций для российских компаний, участвующих в проектах в ТЭК Туркменистана, будет способствовать привлечению инвестиций и ускорению реализации совместных проектов. Важно также обеспечить прозрачность и предсказуемость регулирования в энергетическом секторе, что повысит доверие инвесторов и создаст условия для долгосрочного сотрудничества.

В контексте глобальных тенденций в энергетике необходимо учитывать вопросы экологической безопасности и снижения выбросов парниковых газов. Сотрудничество в области разработки и внедрения

экологически чистых технологий в ТЭК позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду и повысить устойчивость энергетического сектора. Это может включать в себя проекты по улавливанию и хранению углекислого газа, использованию возобновляемых источников энергии и повышению энергоэффективности.

Особое внимание следует уделить развитию возобновляемых источников энергии. Туркменистан обладает значительным потенциалом в области солнечной (Каракумы) и ветровой (Каспийское побережье и возвышенности Копетдага) энергии, и сотрудничество в этой сфере может стать важным направлением развития энергетического сектора. Необходимо разрабатывать совместные проекты по строительству солнечных и ветровых электростанций, а также по производству оборудования для возобновляемой энергетики. Это позволит диверсифицировать энергетический баланс страны, снизить зависимость от ископаемых видов топлива и улучшить экологическую обстановку.

В контексте глобального энергетического перехода, сотрудничество в области водородной энергетики приобретает все большее значение. Туркменистан, обладая значительными ресурсами природного

ГЭС «Лепаб», Туркменистан

Источник: minenergo.gov.tm



Дашогузская ГЭС, Туркменистан

Источник: minenergo.gov.tm

газа, может стать перспективным производителем водорода. Необходимо изучать возможности производства и экспорта водорода, а также разрабатывать технологии его использования в различных секторах экономики. Это позволит внести вклад в декарбонизацию экономики и создание устойчивой энергетической системы.

Помимо традиционных направлений сотрудничества, перспективным является взаимодействие в области цифровизации ТЭК. Внедрение современных информационных технологий, автоматизация процессов и использование больших данных позволит повысить эффективность управления энергетическими ресурсами, оптимизировать производственные процессы и снизить затраты. Совместные проекты в этой области будут способствовать повышению конкурентоспособности ТЭК Туркменистана и укреплению его позиций на мировом рынке.

Развитие транспортной инфраструктуры, обеспечивающей экспорт энергоносителей, является ключевым фактором укрепления сотрудничества в ТЭК. Совместные проекты в области сжижения природного газа (далее – СПГ), по строительству и модернизации трубопроводов, терминалов,

подземного хранилища газа и других объектов транспортной инфраструктуры позволят расширить экспортные возможности Туркменистана и обеспечить стабильные поставки энергоносителей на мировые рынки. Важно также учитывать вопросы диверсификации маршрутов поставок и обеспечения безопасности транспортной инфраструктуры. Это позволит обеспечить надежные закупки энергоносителей и укрепить энергетическую безопасность региона.

Таким образом, успешное сотрудничество в ТЭК Туркменистана и России требует комплексного подхода, включающего создание благоприятного инвестиционного климата, учет экологических аспектов, развитие цифровизации, укрепление образовательного и научного сотрудничества, а также развитие транспортной инфраструктуры. Реализация этих направлений позволит укрепить партнерство между двумя странами и обеспечить устойчивое развитие энергетического сектора.

Необходимо и далее активно развивать новые формы и направления сотрудничества, использовать инновационные технологии и привлекать инвестиции для реализации совместных проектов в ТЭК.

Перспективы развития российско-туркменского сотрудничества

Одним из перспективных направлений российско-туркменского сотрудничества является расширение деятельности в области переработки природного газа. Строительство современных газохимических комплексов в Туркменистане при участии российских компаний позволит не только увеличить экспортные доходы страны, но и создать новые рабочие места, а также диверсифицировать экономику.

Другим важным направлением является сотрудничество в области электроэнергетики. Туркменистан обладает значительным потенциалом для производства электроэнергии, в том числе за счет возобновляемых источников. Участие российских компаний в строительстве новых электростанций и модернизации существующих позволит Туркменистану увеличить экспорт электроэнергии в соседние страны и укрепить свою энергетическую безопасность.

Это взаимодействие становится особенно актуальным в условиях глобального перехода на устойчивые источники энергии. Перспективы совместных проектов, направленных на использование возобновляемых источников, могут значительно улучшить положение обоих государств на международной арене.

В контексте расширения сотрудничества, особое внимание следует уделить разработке и внедрению инновационных технологий в нефтегазовой отрасли. Совместные проекты в области геологоразведки с использованием передовых методов сейсмического анализа и бурения позволят более эффективно оценивать и разрабатывать месторождения углеводородов. Это, в свою очередь, обеспечит стабильную сырьевую базу для газохимических комплексов и электростанций, способствуя долгосрочному и устойчивому развитию энергетического сектора Туркменистана.

Не менее важным аспектом является сотрудничество в сфере транспортировки энергоресурсов. Рассмотрение возможностей строительства новых газопроводов и расширение пропускной способности существующих позволит увеличить объе-



Здание правительства Туркменистана
Источник: *msk.kprf.ru*

мы экспорта туркменского газа в Россию, Китай и другие страны. Также перспективным направлением является развитие логистической инфраструктуры для транспортировки нефтепродуктов, что позволит расширить географию поставок и укрепить позиции Туркменистана на мировом энергетическом рынке.

Таким образом, российско-туркменское сотрудничество в ТЭК обладает значительным потенциалом для дальнейшего развития. Оно охватывает широкий спектр направлений, от геологоразведки, добычи, транспортировки и переработки энергоресурсов до подготовки кадров и внедрения инновационных технологий. Реализация совместных проектов будет способствовать укреплению энергетической безопасности обеих стран, диверсификации экономики и повышению уровня жизни населения.

Следовательно, нейтралитет Туркменистана считается не только политической позицией, но и важным инструментом для реализации внешнеэкономической деятельности, включая расширение сотрудничества с Россией. Важно отметить, что такая политика требует от Туркменистана гибкости и продуманного подхода, чтобы выдерживать давление со стороны международного сообщества и одновременно поддерживать свои интересы на внешнеэкономической арене.

Заключение

Экономические преимущества сотрудничества с Россией очевидны. Туркменистан получает доступ к российским технологиям и инвестициям, что способствует модернизации его энергетической инфраструктуры. В свою очередь, Россия получает возможность диверсифицировать свои источники углеводородов и укрепить свои позиции на рынке Центральной Азии. Однако, несмотря на положительные аспекты, российско-туркменское партнерство сталкивается с рядом вызовов, таких как конкуренция со стороны других стран, изменения в глобальной энергетической политике и внутренние экономические проблемы. Эти факторы могут оказывать влияние на динамику сотрудничества и требуют внимательного анализа и стратегического подхода.

Роль нейтралитета в международной политике Туркменистана также нельзя недооценивать. Нейтралитет позволяет стране сохранять баланс интересов между различными мировыми и региональными державами, что создает дополнительные возможности для развития экономических связей. В условиях глобальных изменений и нестабильности на международной арене, Туркменистан, придерживаясь принципов нейтралитета, может выступать в качестве надежного партнера, способного предложить стабильные условия для сотрудничества.

Таким образом, можно сделать вывод, что нейтралитет Туркменистана играет ключевую роль в формировании и развитии российско-туркменского со-

трудничества в топливно-энергетическом комплексе. Он создает условия для взаимовыгодного партнерства, способствует экономическому росту и укрепляет позиции обеих стран на международной арене. Важно, чтобы обе стороны продолжали работать над преодолением существующих вызовов и использовали все доступные возможности для дальнейшего развития своих отношений.



Президентский дворец. Ашхабад, Туркменистан
Источник: *aletrac / depositphotos.com*

Использованные источники

1. Постоянный нейтралитет Туркменистана: становление и уникальность // URL: <https://eurasia.today/actual/postoyanny-neytralitet-turkmenistana-stanovlenie-i-unikalnost/> (дата обращения: 01.03.2025).
2. Качелин А. С. Нейтралитет Туркменистана как фактор энергетической безопасности для России в Средней Азии // *Энергетическая политика*. 2023, № 5 (183). С. 57.
3. История туркменской модели нейтралитета и ее успешное осуществление // URL: <https://www.trend.az/casia/turkmenistan/3333600.html> (дата обращения: 01.03.2025).
4. Джамиева Г. Н. История становления и развития Туркменистана как нейтрального государства (1995-2015 гг.) // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата исторических наук. Душанбе, 2018 г., 24 с.
5. Нейтралитет Туркменистана: политика мира, добрососедства и развития // URL: <https://turkmenistan.gov.tm/ru/post/23529/neytralitet-turkmenistana-politika-miradobrososedstva-i-razvitiya> (дата обращения: 01.03.2025).
6. Зачем Туркменистану «позитивный нейтралитет»? // URL: <https://journal-neo.su/ru/2023/12/30/s-dnyom-nejtraliteta-zachem-turkmenistanu-pozitivnyj-nejtralitet/> (дата обращения: 01.03.2025).
7. Качелин А. С. Стратегическое партнерство Российской Федерации и Туркменистана в условиях глобальной нестабильности // *Вестник Института экономики РАН*. 2022 № 5. С. 121.
8. ПХГ и не только. Россия и Туркменистан обсудили перспективы сотрудничества в ТЭК // URL: <https://neftegaz.ru/news/partnership/767095-pkhg-i-ne-tolko-rossiya-i-turkmenistan-obsudili-perspektivy-rasshireniya-sotrudnichestva-v-tek/> (дата обращения: 01.03.2025).
9. (дата обращения: 01.03.2025).



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://energypolicy.ru/redakcziya/>



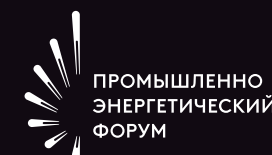
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2025 год можно напрямую у издателя ООО «ГУ ИЭС». По вопросам подписки звонить по телефону +7 903 733 72 57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ





ISSN 2409-5516



2409 5516

Источник фото на обложке:
[snapin /depositphotos.com](https://depositphotos.com)