

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№4(219), апрель 2026

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

**ВОДОРОД КАК ИНСТРУМЕНТ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ**



Инфраструктурная  
основа экономики  
страны



ROSSETI\_OFFICIAL

Подписывайтесь через  
приложение Telegram  
или QR-код



ROSSETI.RU

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

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

#### УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

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

#### В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

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

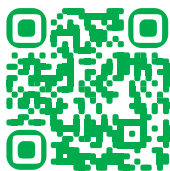
Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



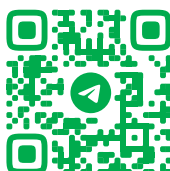
#### НАША КОМАНДА

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

Наш сайт



Мы в Telegram



**ЗАРЯЖАЕМ МИР  
ЭНЕРГИЕЙ**





**Российская  
Энергетическая  
Неделя 2026**



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

**РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия

# МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

# ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор



**МОСКВА, РОССИЯ**



**14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.**



Подробнее на сайте

Реклама

6+

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



ЦЭУ

ЦЕНТР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛУГ



# Здесь встречи ведут к результату!

Промышленно-энергетический форум TNF —  
главная площадка нефтегазовой отрасли страны

Определяем ключевые тренды  
нефтегазового и энергетического  
комплекса страны



Создаем прямой диалог  
лидеров рынка: заказчиков  
и производителей



Презентуем новейшие  
технологии для повышения  
эффективности отрасли



# Содержание

## Слово редакторов

- 9 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Водород жив!

## Нефть

- 10 **Ф. Тимофеев, А. Голицынский, Е. Полякова.** Система нефтепродуктообеспечения. Особенности и задачи обеспечения сохранности качества нефтепродуктов в современных условиях
- 26 **М. Гладков.** Организация процесса системного бенчмаркинга при оценке крупных проектов нефти и газа
- 34 **И. Яхин.** Проблематика эксплуатации сепарационного оборудования в условиях падения пластового давления на завершающей стадии разработки

## Энергопереход

- 50 **А. Ишков, К. Романов, Е. Колошкин, М. Кислицын, П. Григорьев, Д. Лугвищук, А. Михайлов, О. Жданев.** Создание инновационных технологий производства водорода и утилизации сероводорода в нефтегазовом комплексе
- 60 **О. Мамедов.** Белый водород – этап развития водородной энергетики

## Мир

- 68 **М. Образцова.** Система нефтепродуктообеспечения. Особенности и задачи обеспечения сохранности качества нефтепродуктов в современных условиях

## Электроэнергетика

- 82 **В. Стенников, В. Головщиков.** Энергетическая стратегия Иркутской области как основа эффективного социально-экономического развития субъекта Федерации



### УЧРЕДИТЕЛЬ

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

### ИЗДАТЕЛЬ

ООО «ГУ Институт энергетической стратегии»

### НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В. В. Бушуев** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**Е. О. Адамов** – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»  
**Л. А. Адамцевич** – к. т. н., доцент, заведующий лабораторией НИУ МГСУ  
**В. М. Батенин** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. П. Безруких** – д. т. н., проф. НИУ МЭИ  
**В. И. Богоявленский** – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН  
**А. И. Громов** – к. г. н., главный директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»  
**А. Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН

**С. А. Добролюбов** – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ  
**О. Жданев**, д. т. н., глава ЦКТР ТЭК при Минэнерго России  
**И. А. Сайпуллаев** – к. э. н., декан, НИСИ (Узбекистан)  
**Д. Сяюй** – к. т. н., ген. дир. Харбинской ассоциации НТС (Китай)  
**М. Ч. Залиханов** – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГИЧС КБГУ  
**В. М. Капустин** – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**В. А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н., директор 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  
**А. С. Миллерман**, д. э. н., к. т. н., вице-президент ПБ, зав. каф. «Финансы и страхование» РАНХиГС при Президенте РФ  
**П. П. Праджалати** – д. т. н., Энергетический университет Пандита Диндайяла (Индия)  
**В. И. Рачков** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. Ю. Сорокин** – первый зам. министра энергетики РФ  
**Д. А. Соловьев** – к. ф.-м. н., науч. сотр. Института океанологии РАН  
**В. А. Стенников** – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. 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 ИНЗИ РАН

# Contents

## Editor's column

- 9 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** Hydrogen is alive!

## Oil

- 10 **F. Timofeev, A. Golenitskiy, E. Polyakova.**  
Oil Products Supply System. Features and Tasks of Oil Products Quality Preservation in Modern Conditions
- 26 **M. Gladkov.** Establishing a Systematic Benchmarking Framework for Major Oil and Gas Project Evaluation
- 34 **I. Iakhin.** Issues in Operating Separation Equipment Under Reservoir-Pressure Depletion at the Final Stage of Field Development

## Energy transition

- 50 **A. Ishkov, K. Romanov, E. Koloshkin, M. Kislitsyn, P. Grigoriev, D. Lugvishchuk, A. Mikhailov, O. Zhdaneev.**  
Development of Innovative Technologies for Hydrogen Production and Hydrogen Sulfide Utilization in the Oil and Gas Production Complex
- 60 **O. Mamedov.** White Hydrogen is a Stage in the Development of Hydrogen Energy

## World

- 68 **M. Obratsova.** Is Namibia a Happy Beneficiary or a Victim of Green Hydrogen?

## Electric power

- 82 **V. Stennikov, V. Golovshchikov.**  
Irkutsk Region's Energy Strategy as a Basis for the Socioeconomic Development of the Federal Subject



**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Зам. главного редактора**  
по продвижению  
Ольга Родионова

**Корректор**  
Мария Алексеева

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Михаил Дышлюк

**Адрес редакции:**  
125009, г. Москва,  
ул. Тверская, д. 23, с. 1.  
+7 (910) 463-53-57  
anna.gorshik@yandex.ru

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ №04-323631 от 15.07.2025

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК. При перепечатке ссылка на издание обязательна.

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.

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

Тираж: 1000 экземпляров

Периодичность выхода: 12 раз в год

Цена свободная

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

Подписано в печать:  
18.05.2026

16+

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»  
ПРЕДСТАВЛЯЕТ

# РОДНОЙ СЕВЕР

АРТ-ПРОЕКТ  
НА ПМЭФ-2026

► PREMIER  
RUTUBE

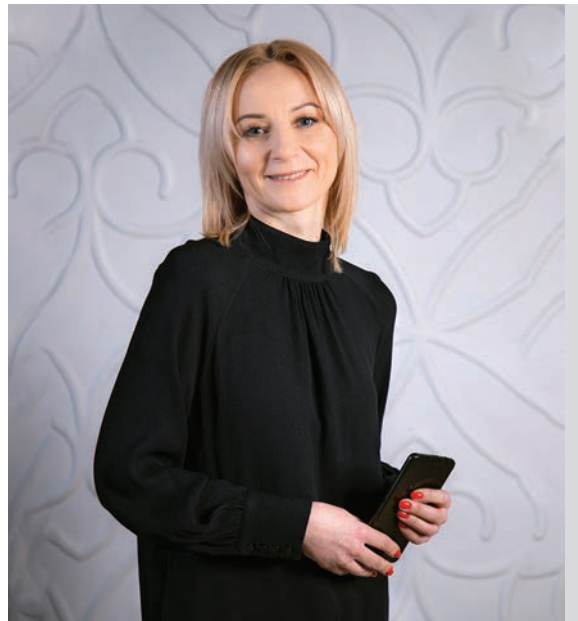


0+

Реклама



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



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

---

## Водород жив!

---

Еще в 2019–2020 годах мировой рынок грезил новым, абсолютно чистым видом топлива – водородом. Энергетические компании стали массово инвестировать в водородные НИОКР, инвесторы – вкладывать в пилотные проекты по его производству, а политики – создавать регуляторную базу, стимулирующую его применение. Но уже в 2023–2024 годах ажиотаж вокруг первого элемента таблицы Менделеева утих под давлением слишком высоких цен и несовершенства технологий его применения. Война на Ближнем Востоке вернула интерес к этому виду топлива как альтернативе нефти, производство которого возможно без при-

вязки к конкретным, политически уязвимым регионам. Теперь главным стимулом развития водородных технологий стала не экологичность и «зеленая повестка», а энергетическая безопасность и независимость. Кроме того, появились первые результаты исследований о возможности добычи природного водорода, повышения экономической эффективности его производства, в том числе из сероводорода, использования альтернативных методов, включая транспортировку в виде аммиака, и так далее. Эти исследования и легли в основу очередного номера журнала «Энергетическая политика».

# Система нефтепродукто- обеспечения. Особенности и задачи обеспечения сохранности качества нефтепродуктов в современных условиях

## Oil Products Supply System. Features and Tasks of Oil Products Quality Preservation in Modern Conditions

---

Федор ТИМОФЕЕВ  
Главный научный сотрудник  
ФГБУ НИИПХ Росрезерва, к. т. н.  
E-mail: TimofeevFV@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Fyodor TIMOFEEV  
Chief researcher FGFI SRISP Rosreserv,  
Candidate of Technical Sciences  
E-mail: TimofeevFV@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Андрей ГОЛЕНИЦКИЙ  
Ведущий научный сотрудник  
ФГБУ НИИПХ Росрезерва, к. т. н.  
E-mail: GolenitskijAI@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Andrey GOLENITSKIY  
Leading researcher FGFI SRISP Rosreserv,  
Candidate of Technical Sciences  
E-mail: GolenitskijAI@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Елена ПОЛЯКОВА  
Ведущий научный сотрудник  
ФГБУ НИИПХ Росрезерва, старший  
преподаватель ФГАОУ ВО «Российский  
университет дружбы народов  
имени П. Лумумбы», к. х. н.  
E-mail: PoliakovaEI@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Elena POLYAKOVA  
Leading researcher FGFI SRISP Rosreserv,  
senior lecturer P. Lumumba Peoples'  
Friendship University of Russia,  
Candidate of Chemical Sciences  
E-mail: PoliakovaEI@niipkh.rosrezerv.gov.ru

Аннотация. В статье проведен анализ современного состояния системы нефтепродуктообеспечения в России. Цель исследования – определение основных задач, стоящих перед системой нефтепродуктообеспечения, в целях обеспечения сохранности качества нефтепродуктов на этапах их жизненного цикла от производства до реализации конечным потребителям. На основании данных проведенного системного анализа сделаны выводы о совокупности процессов и факторов, влияющих на изменение качества нефтепродуктов на этапах транспортирования и хранения. Определены основные направления изменения качественных характеристик и эксплуатационных свойств, а также их влияние на надежность эксплуатации техники. С учетом выявленных проблемных вопросов сформулированы структура и задачи по обеспечению сохранности качества нефтепродуктов на современном этапе функционирования системы нефтепродуктообеспечения.

*Ключевые слова: система нефтепродуктообеспечения, качество нефтепродуктов, эксплуатационные свойства, сохранность качества, задачи*

Abstract. The article analyzes the current state of the petroleum product supply system in the Russian Federation. The purpose of the study is to identify the main tasks facing the petroleum product supply system in order to ensure the safety of the quality of petroleum products at all stages of their life cycle, from production to sale to end consumers. Based on the data of the conducted system analysis, conclusions are drawn about the totality of processes and factors affecting the change in the quality of petroleum products at the stages of transportation and storage. The main directions of changes in the qualitative characteristics and operational properties of petroleum products, as well as their impact on the reliability of equipment operation, are determined. Taking into account the identified problematic issues, the structure and tasks for ensuring the safety of the quality of petroleum products at the current stage of the functioning of the petroleum product supply system are formulated.

*Keywords: petroleum product supply system, petroleum product quality, safety, and objectives*

Нефтебаза АО «Транснефть-Приволга»

Источник: en-volga.transneft.ru



## Историческая справка

Первичное формирование структуры нефтепродуктообеспечения в России связано с необходимостью поставок топлива различным ведомствам и учреждениям в трудные годы Первой мировой войны. В связи с этим 17 августа 1915 года законодательно учреждено «Особое совещание для обсуждения и объединения мероприятий по обеспечению топливом путей сообщения, государственных и общественных учреждений и предприятий, работающих для целей государственной обороны» (Осотоп), возглавляемое министром торговли и промышленности В. Н. Шаховским. В практической сфере регулирование сводилось к упорядочению нефтеперевозок железнодорожным и водным транспортом и не ограничивало деятельность нефтяных компаний и нефтепромышленников [1].

После революции, 30 декабря 1917 года, «Особое совещание...» упразднено постановлением бюро Высшего совета народного хозяйства (ВСНХ) с передачей всех полномочий отделу по топливу ВСНХ. Декретом Совета народных комиссаров от 20 июня 1918 года национализирована нефтяная промышленность, одновременно специальной полномочной комиссии из членов Главного нефтяного комитета в составе А. А. Шибинского, С. В. Салько, Г. Н. Пылаева и И. М. Губкина поручено принять участие в подборе специалистов и организации Управления национализированной нефтяной промышленностью [2]. Постановлением Совета труда и обороны от 22 апреля 1921 года в составе ВСНХ создано Главное

---

**В последние годы более половины объема добываемой нефти перерабатывается на отечественных нефтеперерабатывающих заводах, при этом глубина переработки постоянно возрастает**

---

управление по топливу (ГУТ) Всероссийского Совета народного хозяйства [3], которое осуществляло руководство всей топливной промышленностью, в том числе добычей и переработкой нефти. Руководство нефтяной промышленностью на местах возлагалось на тресты, подчинявшиеся ГУТ. Задачи снабжения народного хозяйства нефтью и нефтепродуктами решал Нефтеторг, созданный в том же году при ГУТ и преобразованный впоследствии в Нефтесиндикат. Снабжение приобрело централизованный характер и строилось по трехзвенной системе: Нефтесиндикат, территориальные конторы, нефтебазы и нефтесклады.

С октября 1922 года в функции Нефтесиндиката вошли поставки нефтепродуктов на внешний рынок. В ноябре 1929 года Нефтесиндикат стал объединением «Союзнефть» – предшественником Главнефтесбыта. Основной задачей этих объединений была организация в стране единой системы нефтепродуктообеспечения с функциями распределения и поставки в пределах установленных фондов.

В 1934 году были образованы Наркомат топливной промышленности и Главное управление по сбыту нефти и нефтепродуктов (Главнефтеснаб) в его составе. В начале 1940 года создан Наркомат нефтяной промышленности СССР, в его структуре сформирован Главнефтесбыт. Год спустя Главнефтесбыт был выведен из состава Наркомата нефтяной промышленности и переименован в Главнефтеснаб СССР с непосредственным подчинением Совнаркому СССР [4].

Предвоенный период характеризовался интенсивным строительством магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

---

**В последние годы наблюдается нестабильность в перевозках нефтепродуктов по ж/д. Снижение объемов перевозок в 2025 году связано с ремонтами НПЗ, регуляторными ограничениями и логистическими проблемами**

---

Во время Великой Отечественной войны система нефтепродуктообеспечения столкнулась с серьезными вызовами:

- угроза захвата нефтяных районов Кавказа привела к эвакуации производственных мощностей и буровых установок в восточные регионы страны;
- возросли трудности с транспортировкой нефти, особенно по Волге;
- потери в нефтебазовом хозяйстве: из 1686 нефтебаз сохранилось около 750, была потеряна четверть довоенной резервуарной емкости.

В послевоенные годы первостепенными задачами стали восстановление и реконструкция нефтебазового хозяйства страны, которые были в основном завершены к 1950 году. Одновременно с восстановлением сети нефтебаз и магистральных трубопроводов проводились работы по техническому перевооружению действующих нефтебаз, увеличению объема резервуарной емкости, совершенствованию железнодорожных сливо-наливных устройств, реконструкции причальных сооружений. В эти годы значительно возросло потребление нефтепродуктов, поэтому потребовалось наращивать мощности нефтебаз.

После восстановительного периода в стране проводились работы по увеличению сети распределительных нефтебаз с целью их приближения непосредственно к потребителю.



Советский МЗ-3904-ГосНИТИ механизированный заправочный агрегат на шасси ГАЗ-51А

Источник: [uncle-vova.com](http://uncle-vova.com)

В системе управления нефтепродуктообеспечением ключевую роль играли государственные органы. Например, Госкомнефтепродукт СССР координировал деятельность подразделений в союзных республиках, предприятиях, учреждениях и организаций союзного подчинения.

Так, в РСФСР с 1958 по 1959 год нефтепродуктообеспечение находилось в ведении Главного управления по снабжению и сбыту нефти и нефтепродуктов (Росгланефтеснабсбыт) при Госплане РСФСР, а с 22 июня 1959 года в соответствии с Указом Президиума Верховного Совета РСФСР до октября 1990 года — в ведении

Омский НПЗ в советские годы

Источник: [gazprom-neft.ru](http://gazprom-neft.ru)



Главного управления по транспорту и снабжению нефтью и нефтепродуктами (Главнефтьснаб РСФСР) при Совете министров РСФСР.

В 1959–1960 годах Главнефтьснабу были переданы склады ГСМ колхозов и совхозов, а также все автозаправочные станции (АЗС). По сути дела, это было началом создания в стране разветвленной сети АЗС, самого приближенного к потребителю звена, задачей которого было не только обеспечение потребителей топливом и маслами, но и внедрение новых форм обслуживания, создание имиджа всей системы нефтьснабжения. Строительство АЗС шло высокими темпами, и уже в 1977 году их насчитывалось в стране более 7000 единиц различной мощности.

В 1971–1975 годах развитие нефтепродуктообеспечения характеризовалось внедрением системы автоматизированного управления «АСУ-нефтьснаб». Эта система была предусмотрена с охватом трех уровней управления:

- на уровне Центрального аппарата Главнефтьснаба;
- на уровне региональных и областных управлений;
- на уровне предприятий (АСУ нефтебаз, АСУ АЗС).

Период 1960–1990 годов характеризуется значительными темпами разведки и добычи нефти, строительством магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, строительством и модернизацией нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз.

При этом создание разветвленной сети нефтепродуктообеспечения в стране осуществляется комплексно – учитываются как народнохозяйственные задачи, так и необходимость обеспечения обороноспособности государства. Необходимо отдельно отметить и серьезные успехи страны по направлению экспорта нефти и нефтепродуктов.

Таким образом, система нефтепродуктообеспечения СССР эволюционировала от централизованной структуры довоенного времени через кризисные годы войны к масштабному восстановлению и развитию в послевоенный период.

В октябре 1990 года образован Российский государственный концерн по обеспечению нефтепродуктами («Роснефтепродукт»).

### Современное состояние системы нефтепродуктообеспечения

В настоящее время в единой системе нефтепродуктообеспечения можно выделить следующие элементы, обеспечивающие ее функционирование:

- разработка законодательных актов (Правительство РФ, Минэнерго РФ);
- контроль и регулирование деятельности (Федеральная антимонопольная служба (ФАС), Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор России), Федеральная служба по аккредитации (Росаккредитация));
- разработка и внедрение нормативной документации в сфере нефтепродуктообеспечения (Минэнерго РФ, Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Ростандарт));
- производство нефтепродуктов (вертикально интегрированные нефтяные компании и частные предприятия нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов);
- транспортировка нефтепродуктов (железнодорожный, трубопроводный, автомобильный и морской виды транспорта);
- хранение и перевалка нефтепродуктов (склады и базы предприятий раз-

---

## Складская инфраструктура нефтепродуктообеспечения в России включает нефтебазы/склады/базы организаций нефтепродуктообеспечения, резервуарные парки на НПЗ и перекачивающих станциях МНПП

---

личных форм собственности, организаций и ведомств);

- реализация нефтепродуктов (заправочные пункты нефтяных компаний, бизнеса, розничные АЗС).

Нефтепродуктообеспечение Российской Федерации представляет собой сложную многофункциональную систему, включающую производство, транспорт, хранение и распределение (реализацию) нефтепродуктов.

Первым элементом данной системы является производство нефтепродуктов, ориентированное на потребности как внутреннего, так и внешнего рынков и находящееся в непосредственной зависимости от имеющихся ресурсов, то есть количественных и качественных характеристик сырья (нефти и газа), поступающего на переработку, возможностей по включению в процесс производства продукции нефтехимического синтеза, присадок и добавок

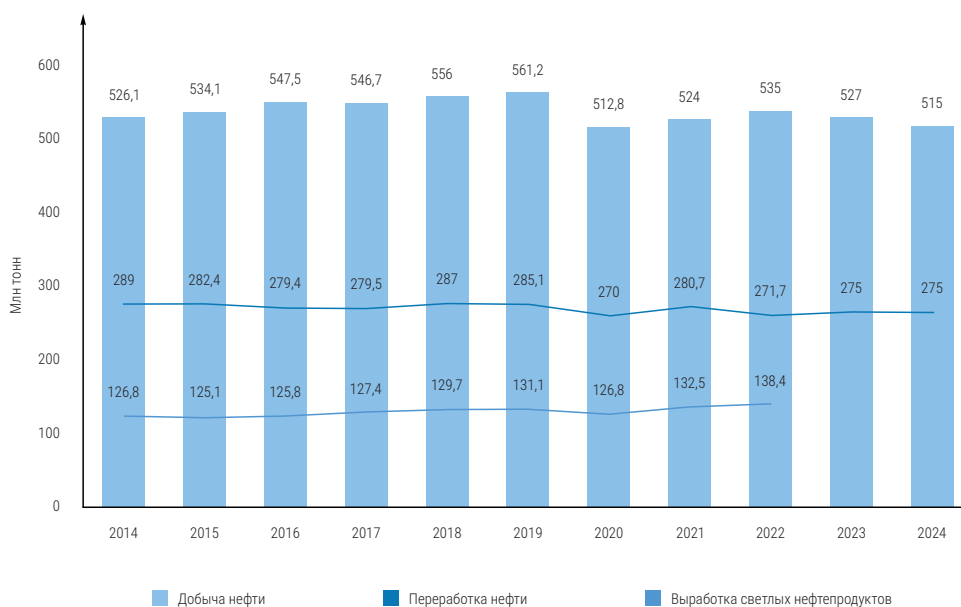


Рис. 1. Добыча и переработка нефти в РФ за период 2014–2024 гг.

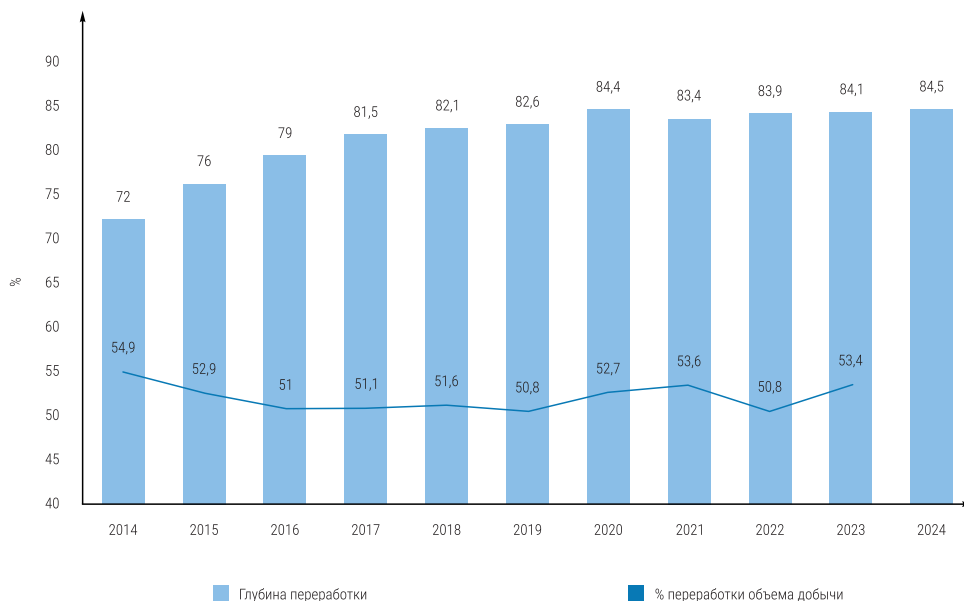


Рис. 2. Тенденции изменения объемов и глубины переработки нефти



Нефтепровод АО «Транснефть-Сибирь»

Источник: siberia.transneft.ru

различного функционального предназначения.

В последние годы более половины объема добываемой нефти перерабатывается (рис. 1) на отечественных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), при этом глубина переработки постоянно возрастает (рис. 2) [5, 6].

Основные объемы производства нефтепродуктов для обеспечения нужд автомобильной и авиационной техники приходится на дизельные топлива, автомобильные бензины и авиационный керосин (рис. 3).

Анализ статистических данных позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на снижение объемов добычи, связанное с решениями, принятыми в рамках договоренностей ОПЕК+, и снижение объемов переработки нефти во времена пандемии, после начала специальной военной операции нефтеперерабатывающая промышленность в короткие сроки смогла обеспечить производство топлив в объемах, необходимых для обеспечения нужд государства [7].

Элементы транспортной логистики поставок нефтепродуктов от заводов-про-

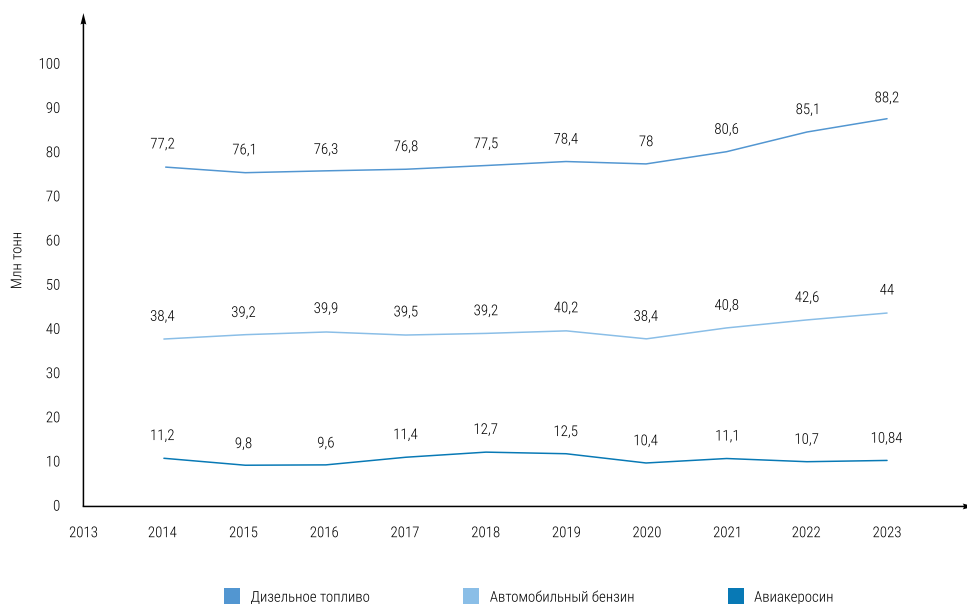


Рис. 3. Производство топлив за период 2014–2023 гг.

изготовителей к потребителям включают трубопроводный, железнодорожный, автомобильный и водный транспорт. В зависимости от удаленности и географического расположения объектов инфраструктуры системы нефтепродуктообеспечения, необходимых объемов и номенклатуры поставляемой продукции поставки могут осуществляться как одним из каких-либо видов транспорта, так и при их совмещении. Например, путем поставки по магистральному нефтепродуктопроводу (МНПП) до пункта перевалки на железнодорожный транспорт, далее железной дорогой до распределительной нефтебазы, а затем автотранспортом до конечного потребителя.

Наиболее развитым элементом транспортной логистики является железнодорожный транспорт. В 2023 году на отечественных НПЗ было произведено порядка 143 млн тонн светлых нефтепродуктов, из которых:

- около 63 % перевезено железнодорожным транспортом (к декабрю 2024 года общий парк цистерн сети РЖД составил 274,8 тыс. ед.);
- около 30,3 % (43,3 млн т) было транспортировано по МНПП [9];
- на автомобильные перевозки пришлось 6,7 %.

В последние годы наблюдается нестабильность в перевозках нефтепродуктов по железной дороге. Снижение объемов

## Складская инфраструктура нефтепродуктов в России сочетает традиционные и современные подходы. Ключевыми направлениями являются цифровизация, строительство новых и реконструкция имеющихся хранилищ

перевозок в 2025 году связано с внешними факторами: ремонтами НПЗ, регуляторными ограничениями и логистическими проблемами.

Трубопроводный транспорт также играет серьезную роль в ТЭК России [10]. В наибольшей степени МНПП задействованы на этапе транспортировки топлив от НПЗ до нефтебаз, являющихся пунктами перевалки на железнодорожный и автомобильный транспорт для доставки конечным потребителям, и морских портов для перевалки экспортных нефтепродуктов в танкерный флот.

Омская нефтебаза

Источник: gazprom-neft.ru



Протяженность МНПП России составляет около 16 тыс. км, и они находятся в стадии активного развития и модернизации, хотя сталкиваются с рядом вызовов. Основные тенденции включают увеличение пропускной способности, техническое обновление инфраструктуры и перераспределение логистических потоков в условиях санкционных ограничений. Крупнейшим оператором трубопроводного транспорта является ПАО «Транснефть», которое управляет как нефте-, так и нефтепродуктопроводами. В последние годы указанная компания реализует программы технического перевооружения и реконструкции, среди ключевых мероприятий необходимо отметить:

- строительство на перекачивающих станциях резервуаров общим объемом более 700 тыс. м<sup>3</sup> для сохранения качества нефти/нефтепродуктов и обеспечения бесперебойной работы в нештатных ситуациях;
- диагностика и продление срока эксплуатации трубопроводов;
- модернизация участков для увеличения пропускной способности. Например, увеличена пропускная способность на участке Стальной Конь – Рязань – Второво для приема дизельного топлива от белорусских НПЗ;

- увеличение мощностей экспортных направлений. Расширение нефтепродуктопроводов в направлении портов Приморск и Новороссийск для диверсификации экспортных потоков. Модернизация участка ВСТО Сковородино – Мохэ с целью увеличения прокачки до 30 млн тонн в год;
- перераспределение грузопотоков;
- обсуждается проект строительства нефтепродуктопровода, соединяющего Омск с Дальним Востоком, с подключением восточных НПЗ.

Складская инфраструктура нефтепродуктообеспечения в России включает нефтебазы/склады/базы организаций нефтепродуктообеспечения, резервуарные парки на НПЗ и на перекачивающих станциях МНПП. Система постоянно модернизируется, внедряются цифровые технологии и энергосберегающие решения.

Эксплуатируется несколько типов хранилищ:

- наземные резервуары – наиболее распространенный тип. Могут быть вертикальными или горизонтальными, изготавливаются из стали или бетона. Оборудуются системами предотвращения перелива, контроля паровых выбросов и пожарной безопасности и др.;

Линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС) «Володарская»

Источник: [uppervolga.transneft.ru](http://uppervolga.transneft.ru)



- заглубленные/полузаглубленные резервуары. Резервуары различных конструкций и объемов, используются как для текущей реализации нефтепродуктов (АЗС), так и для временного и длительного хранения нефтепродуктов (нефтебазы/склады и т.п.);
- подземные хранилища используются для длительного хранения. Размещаются в соляных кавернах, выработанных месторождениях или искусственных пещерах. Преимущества: повышенная безопасность, экологичность, стабильность температурного режима.

Нефтебазы классифицируются по местоположению, вместимости и функциональности. Основные функции: прием, хранение, отгрузка и распределение нефтепродуктов. В нефтебазовом хозяйстве организаций нефтепродуктообеспечения активно внедряются:

- системы для контроля состояния резервуаров в реальном времени;
- «Цифровой двойник» – технология для оптимизации работы нефтебазы;
- энергосберегающие насосные установки и возобновляемые источники энергии.

Основные проблемы нефтебазового хозяйства связаны с необходимостью обновления устаревшей инфраструктуры, рисками утечек и экологического ущерба, зависимостью от импортных технологий в части оборудования.

Таким образом, складская инфраструктура нефтепродуктов в России сочетает традиционные и современные подходы. Ключевыми направлениями развития являются модернизация существующих объектов, внедрение цифровых технологий, строительство новых и реконструкция имеющихся хранилищ, в том числе заглубленных и подземных для повышения безопасности и эффективности хранения нефтепродуктов.

Заключительным звеном системы нефтепродуктообеспечения является реализация нефтепродуктов потребителям, которая в большинстве своем осуществляется через розничные АЗС.

В 2000-х годах крупные нефтяные компании начали активно расширять сети. К 2012 году в России насчитывалось около 21 203 АЗС, из них 7373 принадлежали крупным НК, а 13 830 – неза-



Нефтепровод Заполярье – Пуэрто Источник: nikulya.ru

висимым операторам. К 2014 году общее количество АЗС насчитывало более 24,5 тыс. станций.

Период 2010–2020 годов характеризуется технологическими изменениями и конкуренцией между компаниями. В этот период наблюдались следующие тенденции:

- рост доли независимых операторов. Несмотря на доминирование крупных компаний, независимые АЗС сохраняли значительную долю рынка (около двух третей станций);
- диверсификация услуг. АЗС трансформировались в многофункциональные комплексы с кафе, магазинами, автомойками и сервисными центрами;

Нефтебаза «Волгаресурс»

Источник: volgaresurs.ru



- внедрение цифровых сервисов. Развивались программы лояльности, мобильные приложения для оплаты топлива и управления заправкой.

В 2024 году общее количество АЗС в России достигло 31 300 станций, при этом:

- жидкотопливные АЗС составляли 55 % рынка;
- многотопливные, газо- и электрозаправки – около 45 %.

Текущие тенденции (2024 г. и далее):

- рост числа независимых операторов. В 2024 году независимые АЗС увеличили свою сеть на 2,9 %, до 19 840 станций, тогда как НК сократили количество заправок на 0,9 %;
- развитие альтернативных видов топлива. Наблюдается рост числа АЗС, реализующих компримированный природный газ (КПГ) и сжиженные углеводородные газы (СУГ);
- модернизация и цифровизация. Внедряются системы самообслуживания, «умные» АЗС с автоматизированными процессами, развиваются электростанции;
- нетопливные продажи. Доля нетопливных продаж у лидеров рынка достигла 20–25 %. На АЗС продаются кофе, готовая еда, автоаксессуары и товары первой необходимости.

## Проблемные вопросы сохранности качества нефтепродуктов

Номенклатурная потребность рынка нефтепродуктов формируется исходя из технических характеристик тех объектов, для обеспечения эксплуатации которых предназначены конкретные марки нефтепродуктов и условия их применения. Данные условия определяют требования к качественным характеристикам вырабатываемых нефтепродуктов и уровню их эксплуатационных свойств, в первую очередь при применении. В связи с этим на этапах разработки, постановки продукции на производство и непосредственно при производстве закладывается определенный уровень запаса качества нефтепродуктов, который должен обеспечить сохранность требуемого уровня эксплуатационных свойств после этапов транспортирования и хранения.

При транспортировке и хранении, в результате протекающих физических и химических процессов (рис. 4), происходит изменение качественных и, соответственно, эксплуатационных свойств нефтепродуктов. Степень изменения зависит от наличия, интенсивности и сочетания воздействующих и обусловленных применяемыми технологиями управляющих факторов. К воздействующим относятся как свойства нефте-

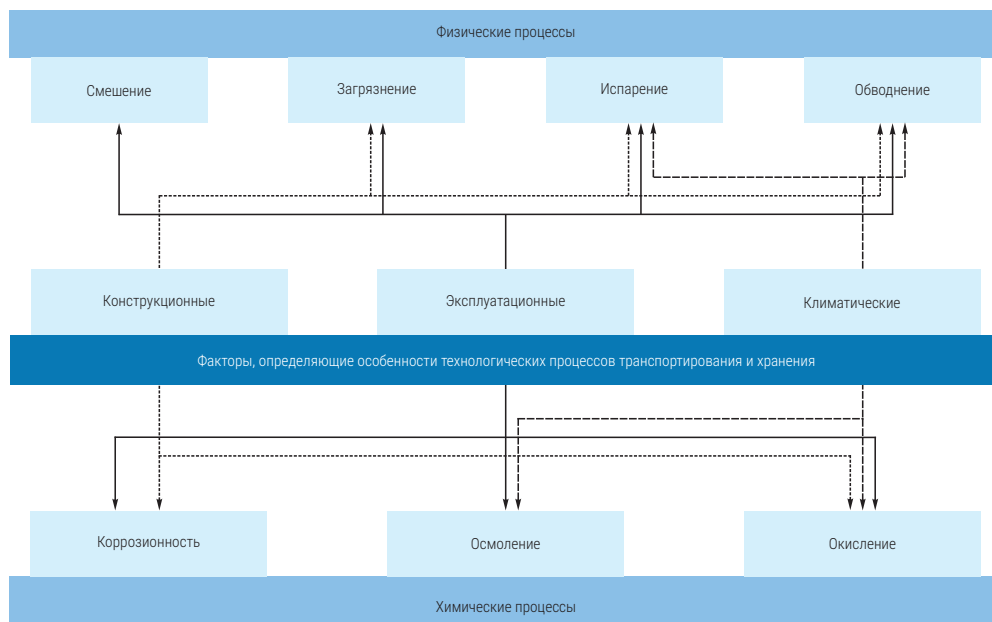


Рис. 4. Совокупность процессов и факторов, влияющих на изменение качества нефтепродуктов при транспортировании и хранении

продуктов, определяемые их групповым углеводородным и элементным составом, так и условия транспортирования и хранения, в том числе климатические, конструкционные и эксплуатационные [8].

Логическая схема изменений качественных характеристик и эксплуатационных свойств нефтепродуктов под воздействием различных факторов, а также сопутствующих последствий, влияющих на безотказность и эффективность эксплуатации техники, представлена на рисунке 5.

При этом необходимо отметить, что изменение качественного состояния нефтепродуктов, при условии подачи предварительно подготовленных к погрузке и исправных железнодорожных (автомобильных) цистерн, в процессе транспортировки практически минимально.

Вероятность снижения качества нефтепродуктов при транспортировке по МНПП связана с возможностью смешения топлив различных групп и марок при их последовательных перекачках, испарением легких фракций при «больших дыханиях» резервуаров, обводнением и загрязнением при проведении регламентных и ремонтных работ. Поступающие после транспортирования нефтепродукты распределяются по группам и маркам, оценивается их ка-

**В 2024 году общее количество АЗС в России достигло 31 300 станций, при этом жидкотопливные АЗС составляли 55 % рынка, а многотопливные, газовые и электрозаправки – около 45 %**

чественное состояние, ведется накопление, учет и распределение между конечными потребителями. В случае необходимости (например, для создания оперативных запасов на случай чрезвычайных происшествий или обеспечения непрерывности поставок в период проведения регламентных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения) осуществляется хранение в течение определенных промежутков времени (в том числе и более одного года).

При хранении, особенно длительном (более 1 года), также возможно снижение качественных показателей нефтепродук-

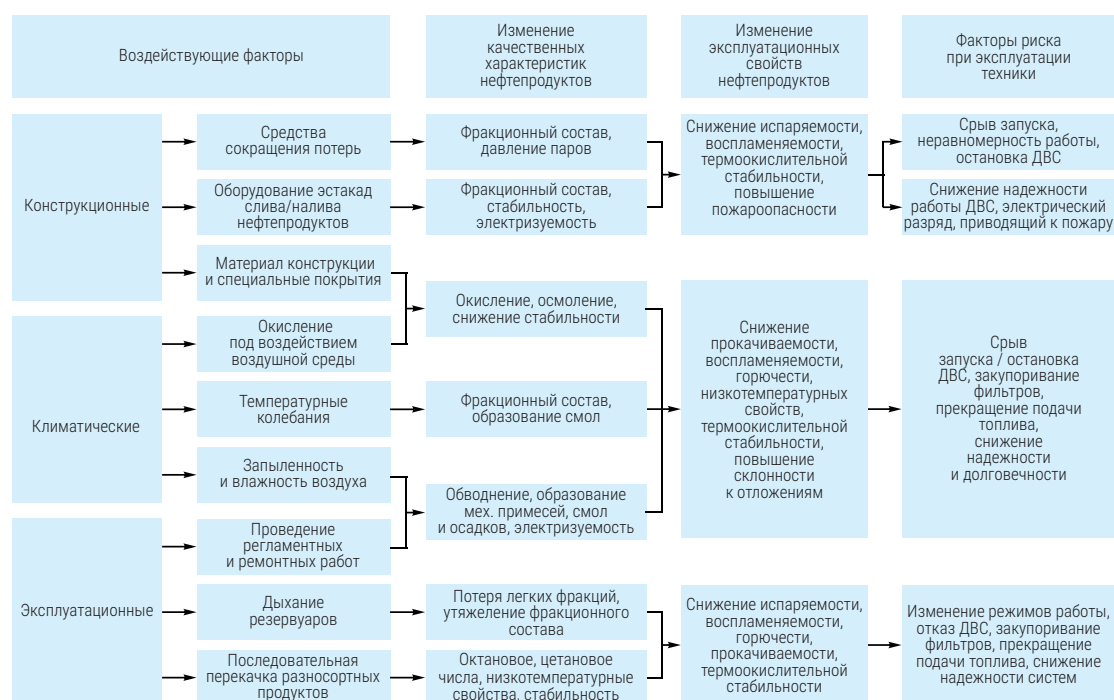


Рис. 5. Направления изменения качества и эксплуатационных свойств нефтепродуктов при транспортировке и хранении и их влияние на надежность эксплуатации техники



Бензовоз на шоссе

Источник: whitestar1955 depositphotos.com

тов и уровня их эксплуатационных свойств. При этом скорость и степень возможных изменений связаны как с физико-химическими свойствами нефтепродуктов, так и с условиями их хранения, к которым относятся конструкционные характеристики средств хранения и климатические условия их расположения. К основным причинам изменения качества при хранении относят изменение фракционного состава нефтепродуктов за счет испарения легких фракций при «малых дыханиях» резервуаров, образование смолистых отложений в результате протекающих окислительных процессов, обводнение за счет конденсации влаги, расслоение и выпадение присадок, загрязнение продуктами

электрохимической коррозии. К негативным факторам можно также отнести вероятность микробиологического заражения нефтепродуктов с последующей их деградацией [11].

Сохранность качества нефтепродуктов на АЗС зависит от множества факторов, включая условия хранения, техническое состояние оборудования и соблюдение нормативных требований. Основными проблемными вопросами в этой сфере являются:

- обеспечение входного контроля при приеме нефтепродуктов из автоцистерн (особенно при привлечении для доставки сторонних перевозчиков). Контроль наличия в топливе воды и механических примесей, соответствие товаросопроводительных документов, наличие актуальных паспортов и деклараций соответствия;
- контроль периодичности зачистки и технического состояния резервуаров и оборудования. Вода и механические примеси, скапливаясь на дне резервуара, с одной стороны, могут влиять на качество отпускаемого топлива потребителям, а с другой — ускоряют процессы коррозии, что может привести к выходу из строя оборудования (фильтров, насосов топливораздаточных колонок) и возникновению утечек из резервуаров и технологических трубопроводов;

---

**Вероятность снижения качества нефтепродуктов в МНПП связана с возможностью смешения топлив различных марок при перекачках, испарением легких фракций, обводнением и загрязнением при ремонтах**

---

- отсутствие общей системы контроля за функционированием оборудования и автоматизированными системами измерений на АЗС. На многих АЗС (особенно это относится к независимым операторам) отсутствуют современные системы мониторинга состояния резервуаров, что затрудняет своевременное выявление утечек и других проблем.

Отдельно следует остановиться на вопросе исключения реализации контрафактного топлива на АЗС. Борьба с контрафактом – комплексная задача, включающая государственный контроль, отраслевые инициативы и действия потребителей. Основные меры направлены на пресечение производства и продажи некачественного топлива, а также на повышение прозрачности цепочки поставок.

Государственные меры:

- контроль Росстандарта и других надзорных органов. Росстандарт проводит проверки АЗС, выявляя нарушения качества топлива. В 2018 году ведомство ввело «оборотные» штрафы за реализацию некондиционного топлива. Однако полномочия Росстандарта ограничены, что затрудняет эффективное регулирование;
- законодательные инициативы. В 2025 году на заседании Государственной комиссии по противодействию незаконному обороту промышленной продукции одобрена новая стратегия по

противодействию незаконному обороту промышленной продукции до 2030 года. В числе приоритетных направлений стратегии – совершенствование системы оценки соответствия и надзора за промышленной продукцией, разработка мер против дистанционной торговли нелегальными товарами и искоренение фиктивных производителей;

- планы мероприятий в регионах. Например, в Нижегородской области реализуется проект «Трасса», который предполагает взаимодействие общественных контролеров и надзорных органов для борьбы с контрафактным топливом;
- изменения в КоАП РФ – введены штрафы за реализацию топлива, не соответствующего требованиям.

Отраслевые и общественные инициативы:

- контроль со стороны нефтяных компаний. Крупные сети АЗС внедряют собственные системы контроля качества, отслеживая топливо от нефтебазы до резервуара на заправке. Применяемый подход включает регулярные проверки и использование лабораторий;
- общественные проекты. Например, Федерация автовладельцев России и Общероссийский народный фронт проводят проверки АЗС, выявляя случаи недолива и продажи некачественного топлива;

Перевозка нефтепродуктов по Транссибу

Источник: [jp.sputniknews.com](http://jp.sputniknews.com)



- разработка памяток для водителей. В некоторых регионах, например в Нижегородской области, созданы руководства для потребителей, объясняющие, как действовать при подозрении на приобретение некачественного топлива.

### Структура задач по обеспечению сохранности качества нефтепродуктов

Оценивая причины возникновения условий, влияющих на изменение качества нефтепродуктов при транспортировании и хранении, можно спрогнозировать, что формирование управляющих воздействий в виде реализации мероприятий, направленных на максимальное снижение влияния негативных факторов, позволит обеспечить сохранность товарных свойств нефтепродуктов на требуемом уровне. Разработка и реализация соответствующих мероприятий в целях обеспечения сохранности качества нефтепродуктов представляет собой комплексный подход к решению ряда взаимосвязанных (рис. 6) задач управленческого, технологического и методического типа [12].

Определение перечня задач, подлежащих решению в целях повышения эффективности функционирования системы нефтепродуктообеспечения, должно основываться на анализе стоящих перед ней

проблемных вопросов, к которым следует отнести:

- недостаточную способность существующей системы своевременно адаптироваться к возникающим вызовам, имеющим системный характер, что влечет незапланированные экономические потери;
- распространение и применение новых технологических процессов переработки с вовлечением новых сырьевых ресурсов, в том числе из продуктов нефтехимии с получением нефтепродуктов, обладающих низким уровнем стабильности;
- внедрение новых технологий, требующих развития соответствующих навыков и компетенций, внедрение новых нормативных актов и процедур;
- влияние на качественную и количественную сохранность нефтепродуктов изменений климатических условий, процессов транспортирования и хранения;
- формирование и повсеместное внедрение новых стандартов, предъявляющих требования как к качеству нефтепродуктов, так и к основным процессам их производства, транспортирования и хранения.

Исходя из анализа возможных путей решения проблемных вопросов, поставленных целей, привлекаемых сил и

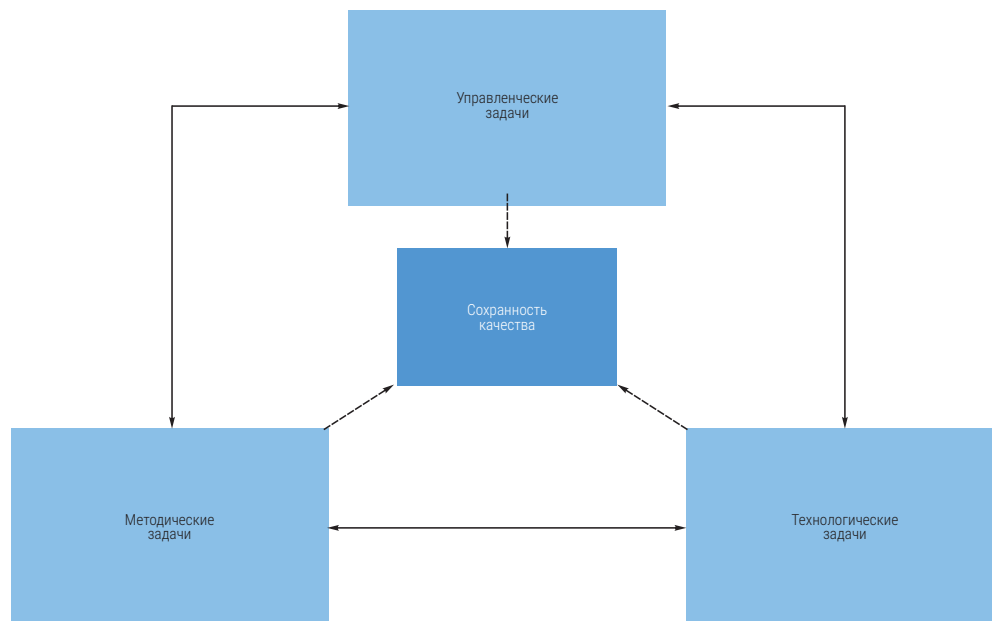


Рис. 6. Структура задач сохранения качества нефтепродуктов

средств, задачи по обеспечению эффективного функционирования системы нефтепродуктообеспечения можно дифференцировать на следующие группы:

1. Задачи управленческого типа:

- формирование стратегии развития энергетического комплекса страны и его интеграции на международном уровне;
- развитие системы нефтепродуктообеспечения в соответствии с актуальными и перспективными запросами промышленности и населения;
- разработка программ развития объектов, осуществляющих транспортировку и хранение нефтепродуктов, совершенствование системы обеспечения сохранности их качества;
- осуществление взаимодействия с органами государственной власти, организациями, входящими в систему нефтепродуктообеспечения, иными общественными институтами и организациями.

2. Технологические задачи, решаемые в целях обеспечения работоспособности систем транспортирования, хранения и реализации нефтепродуктов, в том числе:

- развитие инфраструктуры объектов транспортирования, хранения, приема и отгрузки нефтепродуктов;
- проведение диагностических, ремонтных и регламентных работ;
- обеспечение приема, хранения, транспортирования, перевалки на различные виды транспорта и сдачи/реализации нефтепродуктов грузополучателям/потребителям;
- организация контроля качества нефтепродуктов.

3. Методические задачи:

- по реализации государственной и межгосударственной политики в области обеспечения качества нефтепродуктов, находящихся в обороте на территории Российской Федерации и стран Таможенного союза;
- разработке и внедрению нормативных документов государственного, межведомственного и отраслевого уровня;
- изучению зарубежного и отечественного опыта в области обеспечения сохранности качества нефтепродуктов и его адаптации в практическую деятельность предприятий системы нефтепродуктообеспечения.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Корнева Н. М. Особое совещание для обсуждения и объединения мероприятий по перевозке топлива, продовольственных и военных грузов (17.08.1915 – 09.10.1917) // Дела и дни: труды Российского государственного исторического архива. СПб., 2004.
2. РГАЭ. Ф. 6880. Оп. 1. Д. 29. Л. 11, 11 об. URL: <http://rgae.ru/prom-er.shtml>.
3. 22 апреля. Постановление СТО о создании Главного управления по топливу ВСНХ // Постановление от 22 апреля: проект, с правкой В. И. Ленина и его подписью после утверждения в СТО; пометки: проект // 207/33. РЦХИДНИ. Ф. 2. Оп. 1. Ед. хр. 18348. Л. 2.
4. ОАО «АК «Транснефтепродукт». 10 лет на благо России / сост. Д. Усманова. Уфа: Слово, 2003. 214 с.
5. Чеботова В. И., Уланов В. В. Глубина переработки нефти в России // *Neftegas.ru*. 2021. № 1.
6. ТЭК России: 2023 год. URL: <https://mgimo.ru/about/news/experts/tek-rossii-2023>.
7. Россия в 2023 году нарастила выпуск бензина на 3,9 % // ТАСС. URL: <https://tass.ru/ekonomika/19869307>.
8. Тимофеев Ф. В. Обеспечение химмотологической безопасности функционирования химмотологической системы в сфере нефтепродуктообеспечения // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: сб. тр. XVI Всерос. науч.-техн. конф., Москва, 14 сент. 2023 г. / отв. ред. В. Г. Мартынов. М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2023. С. 315–322.
9. О предварительных итогах транспортировки нефти и нефтепродуктов в 2023 году // Транснефть. URL: <https://транснефть.пф/media-center/newspress/press-releases/o-predvaritelnykh-itogakh-transportirovki-nefti-i-nefteproduktov-v-2023-godu>.
10. Некрасов А. С., Синяк Ю. В. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) // Большая российская энциклопедия. Том «Россия» / гл. ред. Ю. С. Осипов. М., 2004. С. 485–490.
11. Shennan J. L. Control of Microbial Contamination of Fuels in Storage // *Biodeterioration 7* / ed. D. R. Houghton, R. N. Smith, H. O. W. Eggins. Elsevier, London, 1988. P. 248–255.
12. Ляпин А. Ю., Тимофеев Ф. В. Актуальные вопросы управления качеством нефти и нефтепродуктов на магистральном трубопроводном транспорте // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 96–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-96-101.

# Организация процесса системного бенчмаркинга при оценке крупных проектов нефти и газа

## Establishing a Systematic Benchmarking Framework for Major Oil and Gas Project Evaluation

Михаил ГЛАДКОВ  
Начальник управления комплексной  
экспертизы проектов  
АО «Зарубежнефть»  
E-mail: mgladkov@nestro.ru

Mikhail GLADKOV  
Head of Integrated Project Review Department  
Zarubezhneft JSC  
E-mail: mgladkov@nestro.ru



Добыча нефти, «Вьетсовпетро»

Источник: «Зарубежнефть»

Аннотация. В условиях ограничения доступа к зарубежным услугам по подбору проектов-аналогов перед российскими нефтегазовыми компаниями возникла задача разработки собственных инструментов бенчмаркинга показателей проектов для повышения качества планирования и поиска лучших практик. В статье представлена методология организации системного бенчмаркинга для крупных проектов освоения месторождений нефти и газа, разработанная и внедренная в практику АО «Зарубежнефть». В отличие от разового сравнения с аналогами, системный подход предполагает выполнение шести последовательных этапов: от определения цели и идентификации аналогов до статистического анализа. Ключевым элементом методологии является нормализация данных с помощью унифицированной формы хранения сведений и расчет интегрального показателя схожести проектов  $I$ , что позволяет корректно сопоставлять разнородные объекты для последующего анализа. Эффективность методологии продемонстрирована на двух практических примерах:

1. Оценка сроков реализации: система бенчмаркинга применена при анализе сроков реализации проекта строительства морской платформы на шельфе Вьетнама с плановой длительностью в 33 месяца. Подобраны 5 аналогов со степенью сходства 53–62 %, расчет показателя P50 в 33,6 месяца подтвердил реалистичность планируемых сроков.
2. Анализ программы геологоразведочных работ (ГРП): бенчмаркинг выявил, что запланированные показатели по количеству скважин и стоимости прироста запасов находятся в оптимистичной зоне относительно аналогов и соответствуют вероятности P8. Это указало на высокий риск недоучета объемов работ и потребовало корректировки планов.

*Ключевые слова: шельф, платформа, нефть, газ, бенчмаркинг, аналоги*

Abstract. Due to restricted access to foreign peer projects selection services, Russian oil and gas companies face the challenge of developing their own benchmarking tools for project performance indicators to improve planning quality and identifying best practices. The article presents a methodology for organizing systematic benchmarking of large-scale oil and gas field development projects, which was developed and is now implemented practice of JSC Zarubezhneft. Unlike one-off comparisons with similar projects, the systematic approach involves six sequential stages: from defining the objective and identifying reference to statistical analysis.

A key element of the methodology is data normalization using a standardized form for storing information and calculating an integral project similarity index  $I$ , which enables accurate comparison of heterogeneous objects for subsequent analysis.

The effectiveness of the methodology is demonstrated through two practical examples:

1. Evaluation of project execution timelines: the benchmarking system was used to analyze the timeline for constructing an offshore platform on the Vietnamese shelf with a planned duration of 33 months. Five peer projects were selected with similarity levels of 53–62 %. The calculated P50 value of 33.6 months confirmed the realism of the planned schedule.
2. Analysis of the geological exploration program (G&G / exploration drilling): Benchmarking revealed that the planned indicators for the number of wells and the cost per unit of reserves growth fall in the optimistic zone relative to peers, corresponding to a probability of approximately P8. This indicated a high risk of underestimating the scope of work and required adjustments to the plans.

*Keywords: offshore, platform, oil, gas, benchmarking, analogues*

## Введение

При реализации проектов освоения месторождений нефти и газа работа с аналогами является неотъемлемым этапом разработки проекта в условиях ограниченной информации. В мировой практике при оценке геологии и разработки широко используется система Digital Analogs Knowledge System, в базе которой содержатся геолого-промысловые характеристики 800 месторождений нефти и газа и различных регионов мира. [1] Помимо геологии и разработки, бенчмаркинг активно применяется для показателей обустройства, строительства скважин и экономических условий при реализации крупных проектов, описанных как в отечественной [2], так и в зарубежной литературе [3].

Применение бенчмаркинга позволяет снизить отклонение от плановых затрат и сроков реализации проектов. К примеру, в Норвегии были проведены исследования успешности реализации проектов в 2013 [4] и в 2020 [5] годах. Согласно анализу, наблюдается значительное улучшение ключевых показателей проектов: среднее превышение бюджета сократилось с 24 % до 8 %, а отставание от графика — с 7 до 3,5 месяцев. Данный прогресс связывается с совершенствованием системы управления

знаниями, бенчмаркингом и усилением взаимодействия между регулятором и операторами, где ключевую роль сыграли систематическое использование исторического опыта и регулярная оценка качества предпроектной проработки.

Российские нефтегазовые компании активно использовали результаты сравнения с внешними аналогами за счет привлечения иностранных компаний, специализирующихся на анализе крупных капитальных проектов [6]. В текущих реалиях требуется разработка собственных подходов для проведения подбора и анализа внешних проектов, не зависящих от иностранных компаний. Для получения стабильного результата разработан системный подход к осуществлению данного процесса.

## Процесс системной работы с проектами-аналогами

Процесс поиска и анализа аналогов крупного проекта можно назвать системным, если выполняются следующие шаги:

### 1. Определение цели.

Выбор ключевых показателей для сравнительного анализа определяется текущей стадией жизненного цикла проекта.

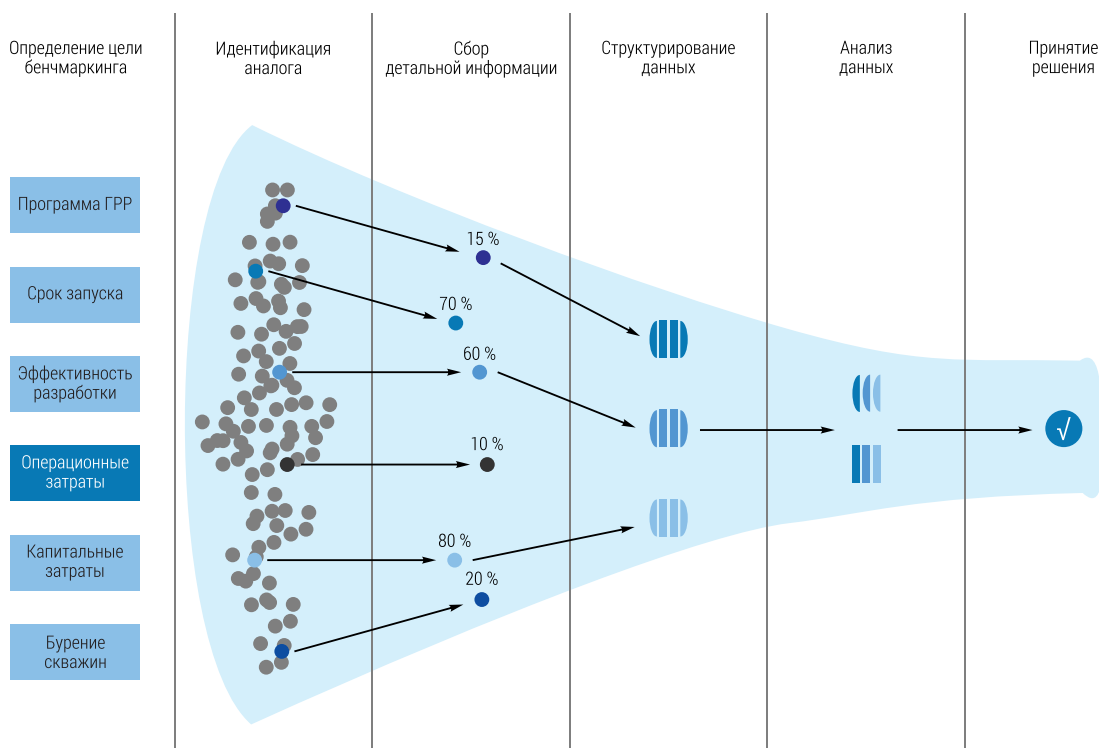


Рис. 1. Процесс системной работы с аналогами (схема автора)



Добывающая платформа, «Вьетсовпетро»

Источник: «Зарубежнефть»

На стадии поисковых работ релевантными целями являются оптимизация состава и продолжительности программы геологоразведочных работ с учетом административных сроков согласования, а также минимизация удельных затрат на прирост запасов и освоение месторождения. Для проектов на стадии выбора альтернативных вариантов приоритетными задачами выступают сравнительная оценка концепций разработки и анализ удельных вложений на добычу углеводородного сырья.

## 2. Идентификация аналогов.

На данном этапе производится выделение ключевых параметров, определяющих специфику оцениваемого проекта. Для объектов на стадии геологоразведочных работ критериями подбора аналогов служат сходные геологические характеристики: площадь перспективной структуры или месторождения, мощность продуктивных пластов и их коллекторские свойства. Для стадии выбора альтернативных вариантов значимыми критериями являются глубина моря, состав углеводородов и удаленность от существующей инфраструктуры. Поиск объектов для сравнения осуществляется

с использованием специализированных баз геологических данных, а также отраслевых информационных систем, таких как Offshore technology, аккумулирующих сведения о технологических решениях для морских проектов.

## 3. Сбор детальных данных.

После формирования перечня объектов-аналогов осуществляется сбор де-

---

**Системный подход к бенчмаркингу позволяет на ранних этапах реализации проекта выявлять потенциал для оптимизации и возможные ошибки, что способствует повышению точности прогнозов и качества принимаемых решений**

---

тальной информации. Источниками данных служат научные публикации, посвященные конкретным проектам, открытые отчеты государственных регуляторов и недропользователей, а также проведение рабочих встреч по обмену опытом.

#### 4. Структурирование и нормализация данных.

Собранный массив данных требует структурирования для проведения системного анализа и обеспечения их долгосрочного использования в рамках корпоративной базы знаний без значительных дополнительных затрат. В рамках настоящего исследования была разработана унифицированная форма для хранения сведений, включающая 240 показателей, сгруппированных в следующие категории: общие сведения о проекте, календарно-сетевой график, запасы, добыча, бурение, инфраструктура, шельфовые особенности, затраты и экономические показатели. Данные по затратам приводятся к текущей дате, с использованием индекса затрат UCCI [8] (Upstream Capital Cost Index). На основе систематизированных данных рассчитывается интегральный показатель схожести аналога  $I$  с целевым проектом, а также определяются нормализованные (удельные) характеристики:

$$I = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \max(0, 1 - \frac{|y_i - x_i|}{|x_i|})}{\sum_{i=1}^n w_i},$$

где:

- $I$  — интегральный показатель схожести аналога (от 0 до 1);
- $x_i$  — значение  $i$ -го параметра целевого проекта;
- $y_i$  — значение  $i$ -го параметра проекта-аналога;
- $w_i$  — весовой коэффициент значимости  $i$ -го параметра ( $w_i > 0$ );
- $n$  — количество сравниваемых параметров.

#### 5. Анализ данных и принятие решения.

Полученные данные по группе аналогов подвергаются комплексному анализу для формирования выводов применительно к оцениваемому проекту. На основе распределения удельных показателей формируются доверительные интервалы и про-

центили, что позволяет определить позиционирование целевого проекта среди аналогов. Особое внимание следует уделять показателям, выходящим за границы установленных доверительных интервалов. В случае отсутствия объективных факторов, объясняющих данное отклонение, высока вероятность ошибки в выполненных расчетах. При наличии достаточной выборки возможно использовать методы статистической обработки [7].

### Применение системного подхода к работе с аналогами

Предложенный подход был применен при реализации крупных капитальных проектов в АО «Зарубежнефть», реализующем разнообразный портфель энергетических проектов в России и мире. Во Вьетнаме АО «Зарубежнефть» обладает большим опытом реализации проектов освоения месторождений стационарными платформами с массой от 2000 до 12 000 тонн на глубине моря до 120 метров. При реализации аналогичных проектов возможно проведение внутреннего сравнения, однако для новых и уникальных задач требуется привлечение внешних данных и систематизация этого процесса. В данной статье представлено практическое применение сравнения с ана-

Работа на добывающей платформе «Вьетсовпетро»  
Источник: «Зарубежнефть»





Центр управления, «Вьетсовпетро»  
Источник: «Зарубежнефть»



Управление работами, «Вьетсовпетро»  
Источник: «Зарубежнефть»

логами для двух сценариев: анализ сроков реализации проектов и анализ программы геологоразведочных работ (ГРП).

**Практический пример 1.** Ключевыми метриками при анализе сроков реализации проектов выступают продолжительность периода от момента принятия окончательного инвестиционного решения (FID) до получения первой продукции. В целях корректной идентификации проектов-аналогов был произведен расчет показателей сходства на основе следующих параметров: масса платформы, производительность сооружений, объем ресурсной базы и глубина моря.

Отбор проектов-аналогов осуществлялся из открытых баз данных и отраслевых

обзоров консалтинговых компаний. Детализированная информация была получена из внутренних проектов АО «Зарубежнефть», научных публикаций, в результате обмена данными с компаниями-операторами, а также в ходе анализа отчетной документации. Для обеспечения сопоставимости данных все собранные сведения были структурированы и унифицированы в единой базе данных, предназначенной для сравнения проектов. На основе сформированной базы были рассчитаны ключевые метрики и проведен статистический анализ достижимости целевых параметров.

В представленном примере для проекта строительства новой платформы во Вьет-

Прогноз сроков от FID до УВС для offshore	ПРОЕКТ					
	VN5876	NW1221	VN7489	VN7287	NW2217	NW3574
Изображение						
<b>ПАРАМЕТРЫ</b>						
Сходство	100 %	62 %	58 %	57 %	56 %	53 %
Страна, регион	СРВ	Норвегия	СРВ	СРВ	Норвегия	Норвегия
Продукция	Нефть	Нефть	Газ	Газ	Нефть	Газ
Глубина моря	65	70	120	126	119	125
Тип платформы	Стационарная	Стационарная	Стационарная	Стационарная	Стационарная	Стационарная
Масса платформы	9 400	6 600	10 168	12 200	12 575	9 475
Производительность новых сооружений	1,5	2	0,9	4,5	3	4
Транспорт	39	5	160	28	35	150
CAPEX Итого (без ГРП)	655	847	373	484	1 256	1 884
Мощность генерации э/э	9			7		
ПДК	Нет	Нет	Нет	Да	Нет	Нет
Содержание сероводорода		35	3			12
Вязкость нефти в пластовых условиях	0,5					
НГЗ Ресурсная база	62	56	13	62	31	29
НИЗ Доказанные УВС (С1, 2Р)	9	16	2		7	20
Пик добычи	1,1	1,6	0,3	6,2	2	4
Проектный фонд, шт.	30	7	6	5	12	6
Тип проектирования	Новый	Новый	Новый	Новый		Новый
Добыча на скважину	1,7	16,9	2,3	72,5	4	24
<b>МЕТРИКИ</b>						
От FID до первых УВС	33	29	35	29	36	34

Рис. 2. Дашборд подбора аналогов на этапах. Выбор альтернатив

наме массой 9400 тонн, производительностью 1,5 млн тонн н.э. в год и длиной трубопроводного транспорта 39 км были оценены сроки реализации от принятия финального инвестиционного решения до получения первой продукции в 33 месяца. Для данного проекта были подобраны аналоги со степенью сходимости от 53 до 62 %. Сроки реализации проектов-аналогов варьируются от 29 до 36 месяцев. Статистическая обработка дает оценку  $P_{50}=33,6$  месяцев. Из этих данных можно сделать вывод, что сроки проекта оценены корректно и соответствуют данным фактически реализованных проектов-аналогов. Стоит обратить внимание на два проекта с минимальными сроками в 29 месяцев для поиска опции ускорения графика проекта.

**Практический пример 2.** Партнером была предложена совместная реализация проекта на этапе ГРП. Данный проект был последовательно проанализирован в соответствии с шестиэтапной процедурой подбора аналогов для системного анализа. Целевой задачей являлась оценка оптимальности запланированной программы ГРП для ранжирования проекта в портфеле компании.

Подбор аналогов осуществлялся по следующим параметрам: размер структуры, глубина залегания пласта, глубина моря и геолого-физические характеристики. В результате сравнительного анализа по проектам с наиболее высокой степенью сходства были выявлены значимые отклонения по ряду удельных показателей: количество поисково-разведочных скважин (вероятность P21), удельная стоимость прироста запасов (P8) и удельные CAPEX на ГРП (P8) находятся в оптимистичной зоне относительно проектов со схожей площадью и геологическими характеристиками, что указывает на высокую вероятность необходимости бурения дополнительных скважин в ходе оценки запасов и, как следствие, рост увеличения стоимости прироста запасов и затрат на ГРП. Срок реализации проекта также находится в оптимистичной зоне (P22), что свидетельствует о недоучете временных затрат на бурение дополнительных скважин, анализ полученных данных, а также на проведение тендерных процедур и согласований с государственными органами.

Данный подход позволил улучшить качество планирования и обеспечить единые

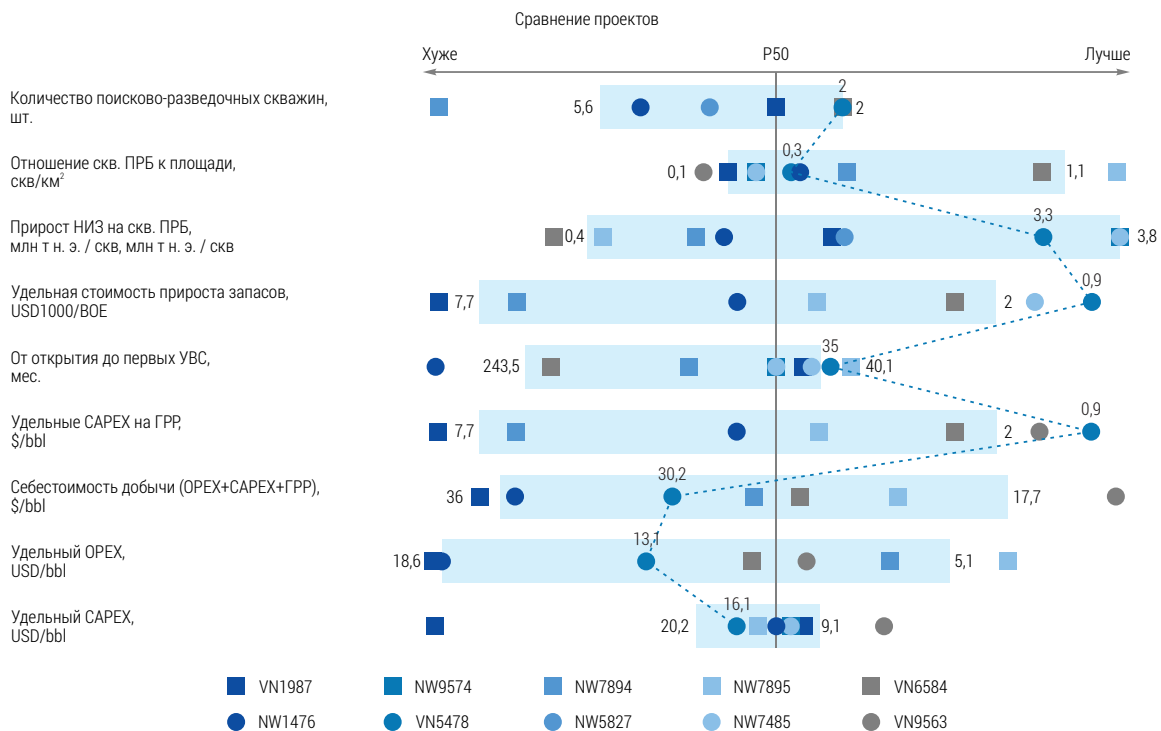


Рис. 3. Дашборд анализа отклонений для проектов на этапе ГРП



Добывающая платформа, «Вьетсовпетро»

Источник: «Зарубежнефть»

условия для ранжирования проектов в портфеле компании.

## Выводы

Системный подход к бенчмаркингу позволяет на ранних этапах реализации проекта выявлять потенциал для оптимизации

и своевременно обнаруживать возможные ошибки, что способствует повышению точности прогнозов, качества принимаемых решений и эффективности реализации проектов в целом.

Данная методология подбора аналогов внедрена в АО «Зарубежнефть» при прохождении инвестиционных комитетов и проведении комплексной экспертизы проектов.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Карсаков А. В., Зятиков П. Н., Синебрюхов К. В., Шарф И. В. Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2025. Т. 336, № 1. С. 80–97. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399.
2. Логинова И. В. Бенчмаркинг: учебное пособие. Ульяновск: УлГТУ, 2021. 156 с.
3. Camp R. C. *Benchmarking: The Search for Industry Best Practices that lead to Superior Performance*. Milwaukee, Wisconsin: ASQC Industry Press, 1989. 320 p.
4. *Evaluation of projects implementation on the Norwegian Shelf* / Oljedirektoratet. Oktober, 2013.
5. *Project execution on the Norwegian continental Shelf* / Norwegian Petroleum Directorate. January, 2020.
6. *Lukoil Expanding Global Reach with Major Investments in Iraq and Beyond* // Energy, oil & gas magazine. 2017. May, 16.
7. Гладков М. А., Афанасьев И. С. Разработка модели прогнозирования сроков реализации проектов освоения морских месторождений нефти и газа // Энергетическая политика. 2024. № 11(202). С. 6–15. DOI: 10.46920/2409-5516\_2024\_11202\_6.

# Проблематика эксплуатации сепарационного оборудования в условиях падения пластового давления на завершающей стадии разработки

## Issues in Operating Separation Equipment Under Reservoir-Pressure Depletion at the Final Stage of Field Development

Ильнар ЯХИН  
Независимый эксперт, руководитель  
производственного отдела  
Новый Уренгой, Россия  
E-mail: i.f.yakhin@mail.ru

Ilnar IAKHIN  
Independent researcher, head  
of production department  
Novy Urengoy, Russia  
E-mail: i.f.yakhin@mail.ru



Приобское месторождение ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Источник: «РН-Юганскнефтегаз»

Аннотация. В статье рассматривается влияние падения пластового давления на режимы работы сепарационного оборудования на завершающей стадии разработки месторождений. Обосновывается актуальность проблемы как системного режимообразующего фактора, искажающего входные условия всей цепочки подготовки через рост газовой нагрузки, обводненности, пенообразования и стойких эмульсий. Цель работы состоит в объяснении комплекса эксплуатационных нарушений на основе причинно-следственного анализа, связующего фазовое поведение, гидродинамику и контуры автоматического регулирования. Научная новизна заключается в интеграции материального баланса, диагностических признаков перегрузки и циклической стратегии «данные – диагностика – пилот – масштабирование», показавшей, что устойчивость сепарации достигается согласованной настройкой режимов, химизации, модернизацией внутренних устройств и регламентным поддержанием расчетной гидродинамики.

*Ключевые слова:* падение пластового давления, завершающая стадия разработки, сепарационное оборудование, газожидкостная сепарация, пенообразование

Abstract. The article examines the effect of reservoir-pressure depletion on the operating regimes of separation equipment at the final stage of field development. The relevance of the problem is substantiated as a systemic regime-forming factor that distorts the inlet conditions of the entire treatment chain through an increase in gas load, water cut, foaming, and persistent emulsions. The objective of this work is to explain the set of operational disturbances through a cause-and-effect analysis that links phase behavior, hydrodynamics, and automatic control loops. Scientific novelty lies in the integration of material balance, diagnostic indicators of overload, and a cyclic “data–diagnostics–pilot–scaling” strategy, which demonstrates that separation stability is achieved through the coordinated adjustment of operating regimes, chemical treatment, modernization of internal devices, and procedural maintenance of design hydrodynamics.

*Keywords:* reservoir-pressure depletion, final stage of field development, separation equipment, gas–liquid separation, foaming



Месторождение ООО «РН-Пурнефтегаз»

Источник: Twitter.com @RosneftRu

## Введение

Завершающая стадия разработки месторождения — это этап, на котором на первый план выходят не столько проектные возможности системы подготовки, сколько ее фактическая устойчивость к изменяющимся входным условиям. Снижение пластового давления перестраивает картину течения добываемой смеси: меняется соотношение фаз, усиливается газовыделение при разгазировании, растет доля воды, возрастает чувствительность потока к гидравлическим возмущениям [1]. В этих условиях сепарационное оборудование начинает работать в режимах, которые часто лежат вне «комфортной зоны» исходных расчетов, а проявления неблагополучия выглядят как совокупность взаимосвязанных симптомов, от ухудшения качества разделения до нестабильности регулирования уровней и давления. Общая физика процесса при этом остается прежней: эффективность разделения задается гидродинамикой и механизмами отделения капель и пузырьков, но именно на поздней стадии становится критично, что эти механизмы резко зависят от скорости газа, распределения размеров дисперсной фазы и характера входного потока.

## Сепарационное оборудование начинает работать в режимах, находящихся вне «комфортной зоны» исходных расчетов, а проявления неблагополучия выглядят как совокупность взаимосвязанных симптомов

Актуальность рассмотрения поздней стадии разработки обусловлена тем, что падение пластового давления — не локальная проблема пласта, а фактор, который «пробивает» всю технологическую цепочку от скважины до узлов подготовки и транспорта. Чем ниже давление в системе, тем сильнее проявляется несоответствие между растущими объемными расходами газа и ограниченными возможностями аппаратов по гашению энергии потока и удержанию дисперсной фазы в зоне разделе-

Станция смешения нефти в Самарской области

Источник: «Транснефть»





Установка предварительного сброса воды

Источник: ngpinform.ru

ния [2]. Одновременно при высокой обводненности усложняется деэмульсация, а при наличии поверхностно-активных компонентов и тонкодисперсных примесей возрастает склонность к пенообразованию и стабилизации эмульсий. Пена и устойчивые эмульсии опасны именно тем, что они маскируют границы фаз, уменьшают эффективный объем аппарата и переводят проблему из разряда «качество разделения» в разряд «управляемость процесса». Это хорошо согласуется с современными представлениями о том, что устойчивость эмульсий определяется межфазными явлениями и структурой межфазного слоя, а производственные осложнения, связанные

с пеной и эмульсией, требуют не только изменения реагентной обработки, но и корректировки режимов и гидродинамики [3].

Роль сепарации в системе подготовки продукции в таких условиях становится системообразующей: сепараторы и сопряженные элементы обвязки фактически задают допустимое «окно» работы для последующих процессов — компримирования газа, подготовки нефти, очистки и утилизации воды, а также для измерительных узлов. Классические подходы к проектированию и эксплуатации подчеркивают, что разделение потоков на газ, нефть и воду — не автономная операция, а центральный узел, через который проходят практически все ограничения по качеству фаз и защите оборудования [4]. При этом типовые эксплуатационные проблемы (повторное вовлечение капель в газовый поток, недостаточная дегазация жидкости, влияние входного устройства и каплеотделителей) прямо связаны с режимом и конфигурацией аппарата. Следовательно, на поздней стадии сепарация выступает не только как «очистка» потока, но и как средство стабилизации всей системы подготовки: она либо гасит возмущения, либо транслирует их дальше с нарастающими потерями и рисками.

Цель настоящей статьи состоит в том, чтобы описать и объяснить комплекс проблем эксплуатации сепарационного оборуду-

---

**На завершающей стадии разработки падение пластового давления перестает быть «фоновым» параметром пласта и становится режимообразующим фактором для всей цепочки добычи и подготовки**

---

дования, возникающих при падении пластового давления на завершающей стадии разработки, и связать наблюдаемые нарушения работы с их физическими причинами на уровне течения и разделения фаз. Задачи статьи включают выявление ключевых изменений входных условий, типизацию наиболее характерных отказов и ухудшений качества разделения, формирование диагностических признаков, позволяющих отличить режимную перегрузку от деградации внутренних устройств и обвязки, а также систематизацию инженерных мер, которые повышают устойчивость процесса — от корректировки режимов и противоэмульсионной обработки до модернизации входных устройств и каплеулавливания.

## Материалы и методология

Настоящее исследование проблематики эксплуатации сепарационного оборудова-

ния при падении пластового давления на завершающей стадии разработки опирается на целенаправленный анализ корпуса профильных источников, охватывающих (i) механизмы и конструктивные решения газожидкостной и трехфазной сепарации [1, 3], (ii) межфазные явления, определяющие устойчивость эмульсий и скорость деэмульсации в условиях высокой обводненности и присутствия природных стабилизаторов [2, 7], (iii) формализацию изменения входных условий через призму разработки и притока (IPR) по мере истощения [5], а также (iv) модели и представления о дисперсности газовой фазы и ее влиянии на удержание газа в жидкости и риск уноса капель [6]. В качестве теоретического каркаса использованы современные обзоры по технологиям разделения и их ограничениям при росте газовой нагрузки и нестационарности [1], а также работы, увязывающие деградацию качества фаз с микроуровнем межфазного слоя и кинетикой коалесценции/разрушения пленок [2, 7]. Для учета режимных фак-

Сепаратор нефти

Источник: hms-neftemash.ru





Месторождение нефти ООО «Юганскнефтегаз»

Источник: angi.ru

торов дополнительно привлечены представления о фазовых превращениях и температурно-давленческих эффектах в многофазном потоке, влияющих на свойства смеси и «жесткость» входных возмущений для аппарата [8].

Методологически работа выполнена как причинно-следственный инженерный разбор (causal chain analysis), в котором наблюдаемые эксплуатационные нарушения (унос жидкости газом, недоотделение газа из жидкости, пенообразование, рост доли устойчивых эмульсий, «охота» уровней и регуляторов) последовательно связываются с физикой течения и разделения фаз и с динамикой контуров управления. Для этого проведен сравнительный анализ режимных «узких мест» сепарации с позиций (а) гидродинамики и структуры потока, включая роль распределения пузырьков и размеров дисперсной фазы [6], (б) конструктивных факторов, определяющих поле скоростей и эффективность отделения в компактных и классических схемах [3], и (в) особенностей автоматического регулирования уровней в трехфазных аппаратах при смещении процесса из стационарной области в область возмущений и неопределенности измеряемой границы фаз [4]. Верификация логики интерпретации выполнялась через перекрестное сопоставление выводов: ограничения технологий разделения и характерные механизмы уноса/реэнтрейнмента [1] согласовывались с межфазными причинами стойкости эмульсий [2, 7] и с ожидаемой перестройкой притока и входных условий при падении пластового давления [5], а температурно-фазовые эффекты рассматривались как модификатор дисперсности, вязкости и устойчивости режимов на входе в сепаратор [8].

фикация логики интерпретации выполнялась через перекрестное сопоставление выводов: ограничения технологий разделения и характерные механизмы уноса/реэнтрейнмента [1] согласовывались с межфазными причинами стойкости эмульсий [2, 7] и с ожидаемой перестройкой притока и входных условий при падении пластового давления [5], а температурно-фазовые эффекты рассматривались как модификатор дисперсности, вязкости и устойчивости режимов на входе в сепаратор [8].

---

**На завершающей стадии разработки эффективность сепарации определяется не запасом проектной пропускной способности, а способностью системы сохранять расчетную гидродинамику и управляемость**

---

## Результаты и обсуждение

На завершающей стадии разработки падение пластового давления перестает быть лишь параметром пласта и превращается в режимобразующий фактор для всей системы добычи и подготовки. По мере истощения уменьшается энергетический напор, меняется профиль депрессии на призабойной зоне, а режим притока все чаще определяется не только проницаемостью и скин-фактором, но и ограничениями по сети сбора и устьевому оборудованию. В таких условиях усиливается нестационарность: появляются периоды работы на грани устойчивого притока, возрастает чувствительность к изменениям забойного давления и переключениям по фонду, а любые гидравлические возмущения быстрее «доходят» до установок подготовки [5]. Физическая основа этих эффектов описывается классической логикой разработки залежей и материального баланса, где падение давления приводит к последовательной перестройке фазового поведения и к изменению долей подвижных фаз в добываемой смеси.

Снижение давления закономерно влияет на газовый фактор и характер газовыделения: при приближении к давлению насыщения растворенный газ начинает интенсивнее переходить в свободную фазу, а при дальнейшем снижении давления зависимые свойства флюида меняют саму структуру потока [6]. Важен не только рост доли свободного газа, но и дисперсность газовой фазы, которая формируется в местах дросселирования и на локальных сопротивлениях. Чем мельче пузырьки, тем дольше они удерживаются в жидкости и тем сильнее расстраивается разделение фаз уже на поверхности. Эта связь между фазовыми превращениями, разгазированием и фактическим поведением потока является прямым следствием термодинамики пластовых систем и рассматривается как один из базовых механизмов деградации режимов при истощении. Таким образом, ключевым фактором деградации режима становится не столько абсолютный рост газового фактора, сколько изменение структуры газовой фазы и ее взаимодействия с жидкостью, при котором гидродинамические механизмы разделения оказываются несоизмерны кинетике потока.

Параллельно, по мере выработки запасов, обычно растет обводненность и усложняется фазовый состав: увеличивается доля воды, возрастает вероятность формирования водонефтяных эмульсий, а присутствие природных стабилизаторов нефти и тонкодисперсных твердых частиц делает эти эмульсии более стойкими. На поздней стадии также чаще проявляются механические примеси: песок из коллекторов, частицы солей и продукты коррозии, которые одновременно выступают источником эрозионного износа и центрами стабилизации дисперсных систем. Для эксплуатации это означает, что поток становится не просто трехфазным, а «многокомпонентным» в инженерном смысле: с твердой фазой, межфазными пленками и повышенной склонностью к отложениям и подотложечной коррозии, что ускоряет деградацию аппаратуры и ухудшает управляемость технологического режима [7].

Все перечисленные изменения напрямую трансформируют входные условия на

Самотлорское месторождение

Источник: [michail-shor.livejournal.com](http://michail-shor.livejournal.com)



установку подготовки продукции. При низких давлениях один и тот же по массе поток газа занимает больший объем, вследствие чего возрастает объемный расход и скорости газа в аппаратах и трубопроводах. Одновременно нестационарность проявляется как пульсации и формирование слегов, причем переходы между режимами течения в линиях сбора хорошо согласуются с общими закономерностями двухфазного течения в горизонтальных и слабонаклонных трубопроводах. На этом фоне температурный режим нередко становится менее предсказуемым: меняются теплопотери, эффект дросселирования и доля испарившихся легких компонентов, а значит, и свойства флюида по данным давлению – объем – температура, которые определяют плотности, вязкость и межфазные характеристики. Реагентная обработка в поздний период начинает работать в более жестких условиях: изменившаяся дисперсность, рост содержания воды и наличие природных эмульгаторов повышают риск пенообразования и стойких эмульсий, и это уже не «побочный эффект», а один из факторов, которые задают реальную пропускную способность сепарации и устойчивость регулирования [8].

При падении давления на поздней стадии разработки сепарационное оборудование чаще всего сталкивается с нарушением баланса между кинетикой потока и способностью аппарата обеспечивать гравитационное разделение. Газовая фаза становится более разреженной и подвижной, ее скорость в газовом объеме возрастает, а капли жидкости легче вовлекаются в уносящий поток. Это проявляется уносом жидкости газом: в газовую линию попадают мелкодисперсные капли нефти и воды, растут потери углеводородов, загрязняется газовая обвязка, повышается риск попадания жидкости в последующие агрегаты. Одновременно возникает обратная проблема, когда часть газа не успевает отделиться и уходит вместе с жидкостью. Повышенное газосодержание нефти и воды нарушает устойчивость насосов, вызывает кавитационные явления и приводит к колебаниям расхода и качества продукции, поскольку жидкая фаза фактически становится сжимаемой и динамически нестабильной.

Наиболее трудным для управления осложнением является пенообразование,



Сепаратор нефти

Источник: hms-neftemash.ru:

поскольку пена не просто ухудшает качество разделения, а изменяет саму геометрию процесса. Газ, заключенный в тонкопленочной структуре, занимает объем, который должен был быть рабочим запасом по газовой части, снижает эффективность каплеулавливания и маскирует реальную границу фаз. Пена способна переходить через внутренние устройства, вести себя как псевдожидкость и провоцировать ложные сигналы по уровню, из-за чего аппарат начинает работать в режиме самовозбуждения. В такой ситуации даже небольшие возмущения на входе превращаются в существенные отклонения по давлению и уровню, а технологический режим перестает быть инерционным и становится чувствительным к каждому импульсу потока.

Параллельно усиливается проблема стойких эмульсий, которая на поздней стадии нередко становится центральной. Высокая обводненность, наличие природных поверхностно-активных компонентов нефти и тонкодисперсных частиц создают условия, при которых разделение нефти и воды замедляется и становится зависимым от

микроструктуры межфазного слоя. Эмульсия увеличивает вязкость смеси, ухудшает коалесценцию капель и снижает скорость их разделения, поэтому даже при формально достаточном времени пребывания аппарат может выдавать нестабильное качество фаз. В результате растет содержание воды в нефти и нефти в воде, увеличиваются затраты на реагенты и усложняется работа последующих ступеней подготовки, поскольку каждая из них получает неравновесную, «недоразделенную» систему.

Нестабильность уровней и так называемая «охота» регуляторов в этих условиях является не отдельным дефектом автоматики, а следствием физической неустойчивости процесса. Когда газовая доля переменна, на вход приходят пульсации и сляги, а внутри аппарата присутствуют пена и эмульсия, измеряемый уровень теряет однозначный смысл и становится функцией структуры потока, а не только объема жидкости. Регулятор пытается компенсировать то, что не поддается линейному управлению, и переводит систему в режим циклических колебаний, сопровождаемых то переливами в газовую линию, то подсосом газа в жидкостные отводы. Дополнительный вклад в деградацию вносит засорение внутренних устройств, эрозия и износ ар-

матуры: твердые частицы и продукты коррозии уменьшают живое сечение, нарушают распределение потока, увеличивают сопротивления и повреждают дроселирующие элементы, из-за чего аппарат теряет проектные гидродинамические свойства и начинает работать как совокупность случайных локальных сопротивлений, а не как рассчитанная система разделения фаз. Проблемы разделения на поздних стадиях резюмированы на рисунке 1.

На завершающей стадии разработки технологическая схема подготовки продукции начинает проявлять свои предельные свойства, и первым узким местом почти всегда становится начальная ступень сепарации, особенно ее газовая часть. Именно здесь сходятся последствия низкого давления: повышенная скорость газа, нестационарность притока и повышенная дисперсность фаз. Газовый объем аппарата и каплеулавливающие устройства оказываются перегружены не столько по массе, сколько по объему и динамике, поэтому даже кратковременные возмущения приводят к уносу жидкости, росту перепадов сопротивления и нестабильности регулирования. В результате первая ступень перестает выполнять роль демпфера и начинает транслировать

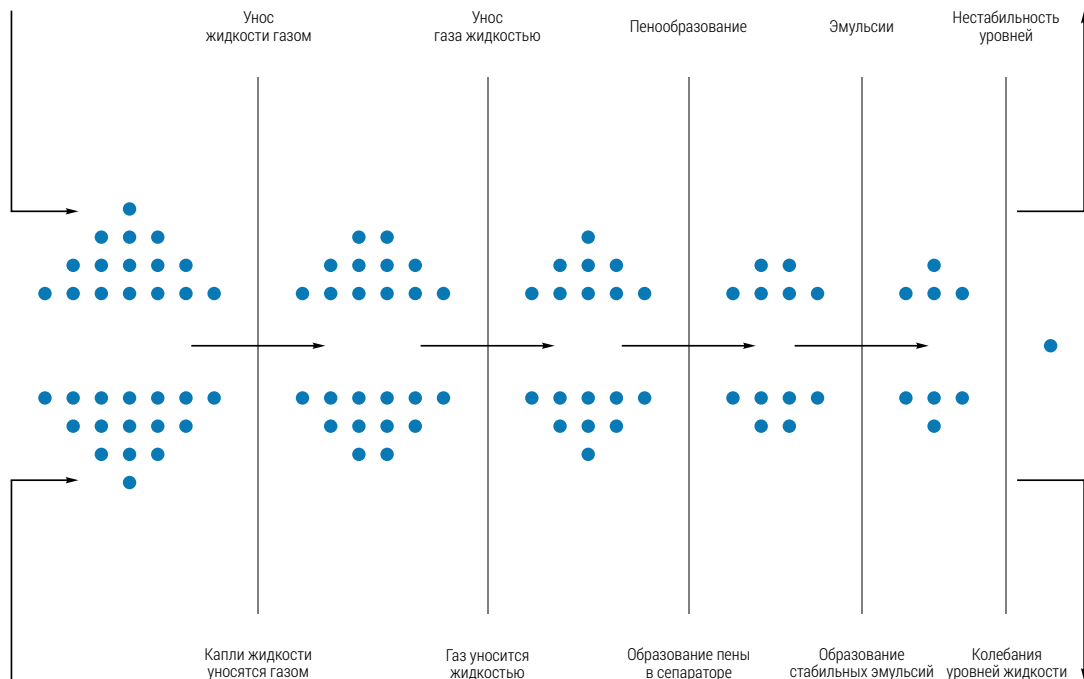


Рис. 1. Проблемы разделения на поздних стадиях



Сепаратор нефти

Источник: profitsteel.ru

возмущения дальше по схеме, снижая устойчивость последующих стадий подготовки.

Следующее ограничение формируется на участке защиты газовой линии и компримирования. Скрубберы, рассчитанные как барьер от случайного поступления жидкости, при позднем истощении часто работают на грани пропускной способности: унос становится более мелкодисперсным, пена и капли хуже отделяются, а уровень в аппаратах реагирует на импульсы потока с запаздыванием. Компрессор в такой системе оказывается одновременно потребителем стабильного по фазовому составу газа и источником жестких требований к качеству, что создает противоречие: режимы, выгодные для дегазации и стабилизации нефти, могут быть небезопасны для газовой части. Факельная система, в свою очередь, начинает выполнять роль предельного регулятора давления, и при недостаточном резерве по ее пропускной способности схема вынужденно «подстраивается» под ограничения утилизации газа, а не под оптимальные условия разделения.

Узел подготовки воды на завершающей стадии становится не менее критичным, чем газовая часть, поскольку рост обводненности означает не только увеличение расхода воды, но и ухудшение ее качества на выходе. Нефть в воде возрастает

из-за стойких эмульсий и уноса мелких капель, а газ в воде нарушает работу насосов и аппаратов очистки, снижая эффективность разделения и создавая условия для кавитации и разгерметизации. На этом фоне усиливаются осложнения, связанные с коррозией, солеотложениями и органическими отложениями: они уменьшают живое сечение, искажают распределение потока, повышают шероховатость и ускоряют разрушение арматуры. Дополнительный риск создают гидраты, поскольку сочетание воды, перепадов давления и охлаждения на дросселировании формирует неустойчивые участки, где даже кратковременное переохлаждение способно вызвать закупорку и резкие перепады давления.

Диагностика снижения эффективности сепарации в таких условиях должна опираться на сочетание оперативных и лабораторных критериев, иначе легко принять следствие за причину. Рост сопротивления на каплеулавливающих устройствах, учащение сливов жидкости из газовых линий и срабатываний защит обычно указывают на перегрузку газовой части, но могут быть также результатом загрязнения внутренних устройств или пенообразования, которое скрывает истинный режим. Лабораторные показатели, такие как содержание воды в нефти, нефти в воде, газосодержание жидкости и при-



Сепаратор нефти

Источник: restko.ru

знаки нестабильности продукции, позволяют подтвердить, что ухудшение носит системный характер и связано с недостаточным разделением фаз, а не с отдельной неисправностью измерения. Ключевым критерием остается материальный баланс с сопоставлением фактических режимов с проектными: если баланс «не схо-

дится», значит в схеме возникли скрытые уносы, подсосы газа или перераспределение потоков, и попытки «лечить» ситуацию только настройкой регуляторов будут давать кратковременный эффект. Типовая ошибка интерпретации заключается в том, что нестабильность уровня и давления приписывают автоматике, а рост нефти в воде объясняют исключительно «плохим реагентом», хотя первопричина часто лежит в гидродинамике входа, перегрузке по газовому объему и деградации внутренних устройств, которые меняют саму физику разделения.

Повышение устойчивости работы сепарационного оборудования на завершающей стадии разработки требует перехода от локального устранения симптомов к управлению причинными связями, которые формируют неустойчивый режим. Первым шагом становится оптимизация давления по ступеням, поскольку именно распределение давлений задает интенсивность разгазирования, скорость газовой фазы и вероятность уноса. Слишком низ-

---

**Регламентное обслуживание рассматривается как инструмент сохранения расчетной гидродинамики, а результативность закрепляется системой показателей качества фаз и устойчивости управления**

---

кое давление на первой ступени может быть выгодно для отделения газа, но одновременно перегружает газовую часть объемным расходом и делает каплеулавливание чувствительным к пульсациям. Слишком высокое давление стабилизирует газовый объем, но ухудшает дегазацию жидкости и повышает риск газосодержания на выходе. Поэтому режим выбирают как компромисс, опираясь на наблюдаемую устойчивость уровней и качество фаз, а дросселирование организуют так, чтобы минимизировать сдвиговые нагрузки и дробление фаз, избегая резких локальных перепадов давления. Температурный режим также должен рассматриваться как инструмент управления: подогрев ускоряет разделение за счет снижения вязкости и усиления коалесценции, однако при неудачном сочетании с разгазированием способен усилить пенообразование и увеличить

нестабильность газовой части, поэтому он эффективен только в связке с правильно выбранными давлениями и гидродинамикой входа.

Корректировка химизации на поздней стадии работает лишь тогда, когда она встроена в физику процесса, а не подменяет ее. Деэмульгаторы подбирают с учетом изменившейся структуры межфазного слоя и наличия твердых частиц, которые стабилизируют эмульсию и требуют иной кинетики разрушения пленок. Пеногасители вводят так, чтобы они попадали в зону образования пены до ее устойчивого развития, иначе рост дозировки будет лишь увеличивать вариативность режима. Ингибиторы коррозии и солеотложений должны согласовываться с реагентами разделения, поскольку несовместимость по механизму адсорбции и влиянию на межфазное натяжение не-

Скруббер

Источник: cem-vcem.ru



редко ухудшает разделение, создавая иллюзию «неработающего» деэмульгатора. Когда режим и реагенты приведены в соответствие, становится оправданной модернизация внутренних устройств сепараторов: входные устройства, гасящие энергию потока и выравнивающие распределение фаз, уменьшают диспергирование и снижают вероятность уноса. Каплеулавливающие элементы подбирают под фактическую газовую нагрузку и склонность к загрязнению. Коалесцирующие элементы используют там, где качество разделения ограничено именно скоростью коалесценции, но при этом заранее закладывают устойчивость к засорению и возможность регламентной очистки.

Отдельный класс решений направлен на подавление нестационарности, поскольку именно пульсации и следи часто превращают работоспособную схему в неуправляемую. Буферные емкости и устройства для приема слега снимают импульсную перегрузку с первой ступени и возвращают процессу инерционность, а это резко повышает качество регулирования и снижает риск прорыва жидкости в газовую линию. Усиление в системе компримирования и улавливания жидкости решает проблему на границе между сепарацией и газовой подготовкой: дополнительные ступени для отделения жидкости перед компрессором, более надежный дренаж и стабилизация для подачи газа позволяют удерживать рабочие давления без аварийной зависимости от факельной линии. В конечном

счете, меры против песка, органики, солей должны рассматриваться как элемент устойчивости, но никак не обслуживания. Поскольку удаление песка с организацией его сбора предотвращают эрозию арматуры вместе с деградацией внутренних устройств, а контроль отло-

## Падение пластового давления — не локальная проблема, а фактор, «пробивающий» всю технологическую цепочку от скважины до узлов подготовки

жений поддерживает расчетную гидродинамику. Без нее режимные и реагентные настройки делаются попыткой управления системой, чья внутренняя геометрия постоянно меняется. Механизмы управления устойчивостью сепарации показаны в таблице 1.

Практическая стратегия управления эксплуатацией на поздней стадии должна исходить из того, что сепарация работает в режиме изменяющихся входных условий, где границы устойчивости определяются не паспортными характеристиками аппаратов, а совокупностью гидродинамики,

Таблица 1. Механизмы управления устойчивостью сепарации

Блок	Основные действия	Эффект	Ключевые ограничения
Режим (давление, дросселирование)	Оптимизация давлений по ступеням, плавное дросселирование	Стабильные уровни, снижение уноса	Низкое давление — пульсации и перегрузка газа; высокое — плохая дегазация
Температура	Контролируемый подогрев	Ускорение разделения	Риск пенообразования без согласования с давлением
Химизация	Адаптация деэмульгаторов и пеногасителей, проверка совместимости реагентов	Улучшение качества фаз, снижение неустойчивости	Рост вариативности при «компенсационной» химизации
Внутренние устройства	Энергогасящие входы, каплеуловители, коалесцеры	Повышение эффективности сепарации	Загрязнение, необходимость обслуживания
Нестационарность	Буферные емкости, прием слега	Сглаживание пульсаций, управляемость	Дополнительные объемы и CAPEX
Газовая часть	Доотделение жидкости, стабилизация подачи	Защита компрессора, стабильные давления	Усложнение схемы
Отложения и песок	Удаление песка, контроль отложений	Сохранение расчетной гидродинамики	Быстрая деградация режима при игнорировании

фазового поведения и состояния внутренних устройств. Предложенная стратегия отличается от традиционного подхода тем, что рассматривает изменения давления и фазового поведения как неизбежный процесс, а не как разовое отклонение, и тем самым переводит эксплуатацию из реактивного режима в управляемую адаптацию. Поэтому управление целесообразно строить как повторяемый цикл: сначала собираются данные, затем проводится диагностика причинно-следственных связей, после чего выбирается пилотное вмешательство на ограниченном участке и только при подтверждении эффекта выполняется масштабирование на всю схему. Важен принцип минимально достаточного воздействия: если первопричина связана с нестационарностью потока или перегрузкой газовой части, то усиление реагентной обработки без корректировки режимов и входной гидродинамики даст лишь временное улучшение и усилит вариативность. Пилот должен быть устроен так, чтобы отделять эффект меры от естественных колебаний фонда, иначе схема будет «улучшаться» статистически, но не физически, а в следующем цикле изменений давления проблема вернется в иной форме.

Непрерывный мониторинг эффективности и надежности на поздней стадии требует системы показателей, которые одновременно отражают качество фаз и устойчивость управления. Для сепарации критичны индикаторы уноса и недоразделения, признаки пенообразования и эмульсионной устойчивости, устойчивость уровней и давления, частота защитных срабатываний и вынужденных сливов, а также косвенные показатели деградации, такие как рост сопротивления на внутренних устройствах и ухудшение работы насосов из-за газосодержания. Эти показатели должны быть связаны с режимными параметрами, иначе они превращаются в набор разрозненных сигналов: важна не просто величина отклонения, а траектория отклонений при изменении давления, температуры и распределения потоков по ступеням. На поздней стадии полезна логика «контроля окна»: если показатели выходят за границы, то сначала проверяют гидродинамическую причину и состояние оборудования и лишь затем корректируют режимы и ре-

агенты, поскольку изменение настроек без понимания физики процесса часто маскирует отказ и откладывает его на более тяжелый момент.

Регламенты обслуживания и очистки аппаратов в этой стратегии становятся не обслуживающим фоном, а инструментом поддержания расчетной геометрии процесса. При наличии песка, продуктов коррозии и отложений именно загрязнение внутренних устройств переводит аппарат в режим непредсказуемых локальных сопротивлений, и тогда любые оптимизации режимов теряют воспроизводимость. Поэтому очистка, контроль состояния каплеулавливателей и узлов дренажа, проверка герметичности и работоспособности арматуры должны быть привязаны к наблюдаемым признакам деградации, а не только к календарю. Экономическая оценка при этом должна отделять затраты на поддержание работоспособности от инвестиций в расширение пропускной способности: деботтлнекинг оправдан тогда, когда система систематически упирается в узкие места по газовой части, компримированию, уносу и качеству воды, и устранение этих ограничений снижает потери продукции и простои, а также уменьшает расход реагентов и частоту ремонтов. На поздней стадии выигрыш часто формируется не одной крупной модернизацией, а комбинацией относительно малых мер, которые вместе возвращают системе устойчивость, и именно поэтому экономический эффект следует оценивать по совокупности: стабилизации режима,

---

**Регламентное обслуживание рассматривается как инструмент сохранения расчетной гидродинамики, а результативность закрепляется системой показателей качества фаз и устойчивости управления**

---

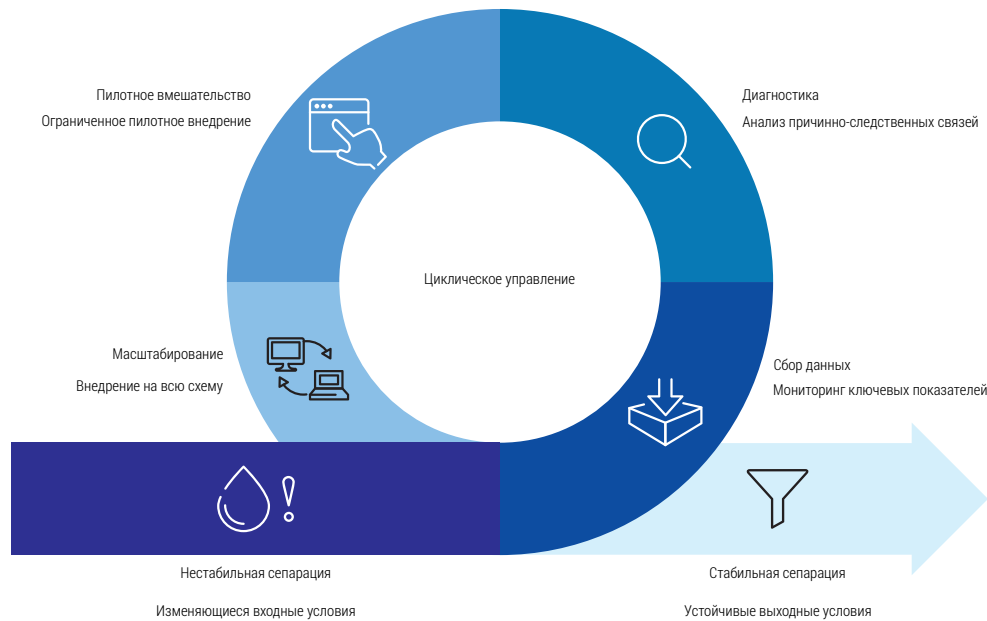


Рис. 2. Стратегия управления эксплуатацией на поздней стадии

снижению аварийности, росту извлечения и уменьшению эксплуатационных потерь. Стратегия управления эксплуатацией на поздней стадии показана на рисунке 2.

Таким образом, в условиях завершающей стадии разработки падение пластового давления последовательно переводит сепарационное оборудование и связанную с ним схему подготовки в область режимной нестабильности. Ключевые проблемы проявляются через унос фаз, пенообразование, стойкие эмульсии, «охоту» регуляторов и ускоренную деградацию внутренних устройств из-за примесей и отложений. Поэтому эффективное управление должно опираться не на точечное устранение симптомов, а на циклическую практику данных, диагностики, пилотирования и масштабирования. В этой логике оптимизация давлений, дросселирования и температуры согласуется с корректной химизацией. Она также согласуется с модернизацией внутренних устройств, подавлением пульсаций буферными решениями, усилением защиты газовой части и компримирования. Регулярное обслуживание должно поддерживать аппаратуру в состоянии, сохраняющем расчетную гидродинамику. Результативность подтверждается системой показателей качества фаз и надежности. Она закреп-

ляется экономически через снижение потерь, простоев и удельных эксплуатационных затрат.

## Заключение

В исследовании показано, что на завершающей стадии разработки падение пластового давления перестает быть «фоновым» параметром пласта и становится режимобразующим фактором для всей цепочки добычи и подготовки: по мере истощения меняется фазовое поведение и структура потока, усиливается нестационарность, растут газовыделение при разгазировании и обводненность, а также возрастает роль дисперсности газовой и жидкой фаз, формируемой в зонах дросселирования и локальных сопротивлений. В результате сепарационное оборудование систематически смещается из области исходных расчетных режимов в область, где баланс между кинетикой потока и возможностью аппарата обеспечивать гравитационное разделение нарушается: возрастают скорости газа и вероятность уноса капель, одновременно усиливается недоотделение газа из жидкости, что делает жидкую фазу динамически нестабильной и провоцирует колебания расхода и качества. Наиболее «жесткими» по управлению

оказываются пенообразование и стойкие эмульсии, поскольку они не только ухудшают качество разделения, но и трансформируют саму геометрию процесса, маскируют границы фаз и переводят проблему в плоскость управляемости (ложные уровни, самовозбуждение, «охота» регуляторов), усугубляемую загрязнением, эрозией и деградацией внутренних устройств под действием механических примесей, продуктов коррозии и отложений.

Сформулировано, что устойчивое управление сепарацией в этих условиях требует отказа от симптоматических настроек в пользу причинно-следственной логики, где диагностика опирается на сочетание оперативных признаков перегрузки газовой части и лабораторных критериев качества фаз, а ключевым инструментом верификации выступает материальный баланс с сопоставлением фактических и проектных режимов, позволяющий выявлять скрытые уносы, подсосы газа и перераспределение потоков. Практическая стратегия задается как повторяемый цикл «данные, диагностика, пилотирование, масштабирование» и реализуется через согласованную оптимизацию давлений по ступеням, ха-

рактера дросселирования и температурного режима, встроенную в физику процесса корректировку химизации с учетом межфазных явлений и совместимости реагентов, а также через модернизацию входных устройств и каплеулавливания, подавление пульсаций буферными решениями и усиление защиты газовой части и компримирования. При этом регламентное обслуживание рассматривается как инструмент сохранения расчетной гидродинамики, а результативность закрепляется системой показателей качества фаз и устойчивости управления, поддерживающей «контроль окна» работы и обеспечивающей снижение потерь, простоев и удельных эксплуатационных затрат в условиях дальнейшего изменения входных условий. Полученные выводы подчеркивают, что на завершающей стадии разработки эффективность сепарации определяется не запасом проектной пропускной способности, а способностью системы сохранять расчетную гидродинамику и управляемость при изменяющихся входных условиях, что требует интеграции режимных, конструктивных и эксплуатационных решений в единую причинно-следственную логику.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Yang L., Chen X., Huang C., et al. A review of gas-liquid separation technologies: Separation mechanism, application scope, research status, and development prospects // *Chemical Engineering Research & Design*. 2024. Vol. 201. P. 257–274. DOI: 10.1016/j.cherd.2023.11.057.
2. Ravera F., Dziza K., Santini E., et al. Emulsification and emulsion stability: The role of the interfacial properties // *Advances in Colloid and Interface Science*. 2021. Vol. 288. Art. 102344. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102344.
3. Zhang R., Liu Y., Xing L., et al. The Flow Field Characteristics and Separation Performance of the Compact Series Gas-Liquid Separator // *Processes*. 2025. Vol. 13, no. 7. Art. 2063. DOI: 10.3390/pr13072063.
4. Wu F., Huang K., Li H., Huang C. Analysis and Research on the Automatic Control Systems of Oil-Water Baffles in Horizontal Three-Phase Separators // *Processes*. 2022. Vol. 10, no. 6. DOI: 10.3390/pr10061102.
5. Xiang H. A Review of Inflow Performance Relationship of Conventional Reservoirs and Unconventional Reservoirs // *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2023*. P. 3–14. DOI: 10.1007/978-981-97-0260-2\_1.
6. Frederix E. M. A., Habiyaremye V., Tajfirooz S., Kuerten J. G. M. Extension of the two-fluid model to bubble size distribution moment velocities // *Experimental and Computational Multiphase Flow*. 2024. Vol. 7. P. 151–166. DOI: 10.1007/s42757-024-0206-1.
7. Tian Y., Zhou J., He C., et al. The Formation, Stabilization and Separation of Oil-Water Emulsions: A Review // *Processes*. 2022. Vol. 10, no. 4. Art. 738. DOI: 10.3390/pr10040738.
8. Zhang Y., Li Y.-A., Kong X.-W., et al. Temperature Prediction Model in Multiphase Flow Considering Phase Transition in Drilling Operations // *Petroleum Science*. 2024. Vol. 21, no. 3. P. 1969–1979. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.01.004.

# Создание инновационных технологий производства водорода и утилизации сероводорода в нефтегазовом комплексе

Александр ИШКОВ

Советник заместителя Председателя Правления – начальника Департамента ПАО «Газпром», ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ», профессор кафедры ЮНЕСКО «Зеленая химия для устойчивого развития» Российского химико-технологического университета им. Д. И. Менделеева, д. х. н.

Константин РОМАНОВ

Заместитель начальника Управления ПАО «Газпром», ответственный секретарь координационного комитета ПАО «Газпром» по вопросам рационального природопользования, к. э. н.

Евгений КОЛОШКИН

Главный технолог ПАО «Газпром», ученый секретарь секции № 19 научно-технического совета ПАО «Газпром», к. э. н.

Максим КИСЛИЦЫН

Младший научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Павел ГРИГОРЬЕВ

Начальник лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Дмитрий ЛУГВИЩУК

Руководитель направления АНО «ИНТИ», к. т. н.

Андрей МИХАЙЛОВ

Начальник центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к. т. н.

Олег ЖДАНЕЕВ

Советник генерального директора ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, д. т. н.

Аннотация. В работе представлены предложения по повышению рентабельности объектов нефтегазодобычи и нефтегазопереработки за счет внедрения технологий утилизации сероводорода. Целью работы является разработка экспериментальной установки, позволяющей развить технологию получения водорода из сероводорода до готовности к внедрению.

В работе освещены недостатки современных способов переработки сероводорода с побочным производством серы, а также проведен анализ преимуществ и недостатков технологий переработки сероводорода с получением водорода. Отмечается целесообразность опытной апробации технологии сероводородной конверсии метана.

Реализована экспериментальная установка получения водорода из сероводорода и методическая база для натурных испытаний, способных подтвердить технико-экономическую целесообразность промышленного внедрения технологии, которая приведет к формированию нового источника низкоуглеродного водорода, а также к вовлечению в переработку ресурсов трудноосваиваемых месторождений.

*Ключевые слова:* производство водорода, снижение выбросов углекислого газа, утилизация сероводорода, повышение эффективности, экспериментальная установка

# Development of innovative technologies for hydrogen production and hydrogen sulfide utilization in the oil and gas production complex

Aleksandr ISHKOV

Doctor of Chemical Sciences, Advisor to the Deputy Chairman of the Management Committee – Head of Department of PJSC Gazprom, Scientific Secretary of Gazprom VNIIGAZ LLC, Professor

Konstantin ROMANOV

Candidate of Economic Sciences, Deputy Head of Directorate, Gazprom PJSC

Evgenii KOLOSHKIN

Candidate of Economic Sciences, Chief Technologist, Gazprom PJSC, Scientific Secretary of Section No. 19 of the Scientific and Technical Council of PJSC Gazprom

Maxim KISLITSYN

Junior Researcher of Gazprom VNIIGAZ LLC

Pavel GRIGORIEV

Head of Laboratory of Gazprom VNIIGAZ LLC

Dmitry LUGVISHCHUK

PhD in Engineering, Head of Division of ANO "INTI"

Andrey MIKHAILOV

PhD in Engineering, Head of Center of Gazprom VNIIGAZ LLC

Oleg ZHDANEEV

Doctor of Technical Sciences, Advisor to the General Director of the Federal State Budgetary Institution "Russian Energy Agency" of the Ministry of Energy of the Russian Federation

---

**Abstract.** This paper presents proposals for increasing the profitability of oil and gas production and refining facilities through the implementation of hydrogen sulfide utilization technologies. The objective of the study is to develop a pilot plant to advance the technology for producing hydrogen from hydrogen sulfide to a commercially viable level.

The paper highlights the shortcomings of current hydrogen sulfide processing methods with by-product sulfur production and analyzes the advantages and disadvantages of hydrogen sulfide processing technologies to produce hydrogen. The feasibility of pilot testing the hydrogen sulfide methane conversion technology is emphasized.

A pilot plant for producing hydrogen from hydrogen sulfide and a methodological framework for full-scale testing have been implemented to confirm the technical and economic feasibility of industrial implementation of the technology, which will lead to the creation of a new source of low-carbon hydrogen and the integration of resources from hard-to-develop deposits into processing.

*Keywords: hydrogen production, carbon dioxide emission reduction, hydrogen sulfide utilization, efficiency improvement, pilot plant*

## Введение

В условиях поддержания стабильно высокого уровня добычи природного газа в России активное внимание уделяется разработке месторождений с высокой концентрацией в сырье неуглеводородных примесей, например сероводорода ( $H_2S$ ). Эксплуатация подобных месторождений (табл. 1) осложнена не только высокой токсичностью и коррозионной активностью примесей в сырье, но и глубоким залеганием продуктивных пластов и сложными условиями [3]. Объемное содержание кислых газов в сырье может превышать 25 %, отечественным примером является Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ).

Астраханский газовый комплекс, функционирующий на базе одноименного месторождения, является крупнейшим предприятием юга России по добыче, переработке и транспортировке газа, серы и жидких углеводородов. Проектная годовая добыча газа сепарации составляет 12 млрд  $m^3$ , а производство серы — порядка 5 млн тонн. Сера производится в результате очистки газа от  $H_2S$  и является побочным продуктом. Несмотря на побочный характер получения, для комплекса сера выступает одним из основных товарных продуктов, существенно влияющих на экономическую эффективность его функционирования. [4].

Стоит учесть, что современный мировой рынок товарной серы крайне нестабилен. Связано это не только с появлением на рынке новых участников, но и с рядом других тенденций и факторов. Так, напри-

## Исследования позволяют выполнить натурную оценку технико-экономических параметров реализации процесса и подойти к внедрению технологии производства водорода и утилизации сероводорода

мер, ужесточение экологических требований к производимым продуктам нефтепереработки и выбросам сернистых соединений приводит к дополнительному росту производства серы, однако для нефтеперерабатывающих заводов это отход производства, который требует утилизации. В перспективе ожидается рост складских запасов серы, при этом длительное хранение приводит к снижению качественных характеристик [4]. Усугубляется ситуация жесткими экологическими требованиями к хранению сернистых соединений. Стоит отметить, что поиск новых направлений потребления серы также является отдельной трудоемкой задачей, требующей внимания.

Вышеупомянутые факторы не только осложняют работу предприятий, использующих богатые сероводородом газы, но

Таблица 1. Примеры сероводородсодержащих месторождений мира [1, 2]

№ п/п	Месторождение	Тип залежи	Запасы	Содержание неуглеводородной примеси, % об.	
				$H_2S$	$CO_2$
1	Астраханское (РФ)*	ГК	3,3 трлн $m^3$ газа и 492 млн т газового конденсата	$\leq 26,0$	$\leq 16,0$
2	Оренбургское (РФ)*	НГК	1,8 трлн $m^3$ газа, 317,5 млн т нефти и конденсата	$\leq 4,9$	$\leq 5,4$
3	Тенгиз (Казахстан)	НГ	1,8 трлн $m^3$ газа и 3,48 млрд т нефти	16,2	2,6
4	Бассейн Сычуань (Китай)	Г	412 млрд $m^3$ газа	11,1...16,1	8,2...11,8
5	Ласк (Франция)	Г	250 млрд $m^3$ газового конденсата, 0,7 млн т нефти	$\leq 17,0$	$\leq 19,0$
6	Waterton (Канада)	Г	$\approx 148$ млрд $m^3$ газа	19,2	4,7

\* С учетом имеющихся данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых. ГК — газоконденсатная; НГК — нефтегазоконденсатная; НГ — нефтегазовая; Г — газовая.



Производство водорода на НПЗ

Источник: «Газпром»

и значительно сдерживают темпы освоения месторождений с высоким содержанием кислых газов. Так, например, исходя из запасов существует потенциал значительного увеличения добычи на АГКМ (до 48 млрд м<sup>3</sup> газа сепарации в год и более), однако актуальные планы по поэтапному увеличению добычи ограничены объемом 18 млрд м<sup>3</sup> в год [5]. Один из предлагаемых способов повышения добычи и переработки пластового сырья на АГКМ с учетом

ской Федерации [6], где одними из образующих приоритетов развития являются формирование новых источников энергии и повышение эффективности не только добычи, но и глубокой переработки углеводородного сырья [7, 8]. Также рядом авторов отмечается, что подобное решение применительно в том числе и к другим источникам сероводорода, за пределами описанного месторождения и условий [9, 10].

---

**Перспективным для экспериментальной отработки видится процесс каталитической сероводородной конверсии метана, поскольку в данном процессе высокий потенциал по удельному выходу водорода**

---

ограничивающих факторов заключается в размещении кислых газов в природные подземные резервуары без организации производства серы [1]. В качестве альтернативного способа предлагается использование сероводорода для производства водорода в соответствии со стратегией научно-технологического развития Российской

### Постановка задачи

Развитие и внедрение технологий, предусматривающих вовлечение сбросных газов нефтегазодобычи и нефтегазопереработки в качестве сырьевого ресурса с целью их глубокой утилизации и создания новой продукции, активно способствует долгосрочным стратегическим целям Группы «Газпром»: стремлению к ресурсосбережению, повышению энергоэффективности производственных процессов и снижению негативного воздействия на окружающую среду [11].

Цель работы – разработка экспериментальной установки, которая в дальнейшем позволит развить технологию получения водорода из сероводорода до готовности к внедрению на отечественных предприятиях, в том числе на объектах Группы «Газпром» [12].

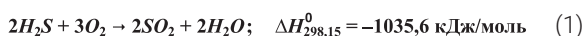
Задачи:

- обзор промышленных способов утилизации сероводорода;
- обзор технологий получения водорода из сероводорода;

- определение основного и вспомогательного оборудования экспериментальной установки получения водорода из сероводорода;
- разработка принципиальной и технологической схем экспериментальной установки;
- описание программы проведения эксперимента.

### Обзор существующих и перспективных технологий переработки сероводорода

Современные способы переработки сероводорода сводятся к процессу Клауса – факельному сжиганию  $H_2S$  до диоксида серы (1) с последующим восстановлением  $SO_2$  сероводородом с получением элементарной серы и воды (2).



Продуктом этого процесса является элементарная сера, что в условиях существенного перепроизводства серы приводит к увеличению затрат при утилизации сероводорода.

Основной проблемой процесса Клауса является необходимость очистки дымовых газов от оксидов серы ( $SO_x$ ) и сероводорода ( $H_2S$ ). Стоимость глубокой очистки за-

стью является определяющим фактором рентабельности процесса переработки  $H_2S$ , поэтому процесс Клауса требует дополнительных мер для обеспечения экологической безопасности. Также к недостаткам процесса относят нерациональное использование энергетического потенциала сырья и чувствительность к его составу.

Помимо традиционной технологии переработки сероводорода с побочным производством серы, предлагается ряд технологий переработки с получением водорода, которые пока не нашли широкого применения: термическое разложение; плазмохимическое разложение; сверхадиабатическое сжигание; сероводородная конверсия углеводородов (метана) (аналогичная паровой); низкотемпературное каталитическое разложение. Существенное отличие этих технологий заключается в попытке использования энергетического потенциала сероводорода для получения энергоносителей. Важно подчеркнуть, что технологии находятся на разных уровнях проработки и не все имеют экспериментальную базу.

В работе [13] отмечается потенциал использования технологий получения водорода из сероводорода в контексте низкоуглеродного развития. При прочих равных и наличии доступа к сероводороду эти технологии могут составить конкуренцию па-

Таблица 2. Технологии переработки  $H_2S$

№ п/п	Технология	УГТ*	Преимущества	Недостатки
1	Термическое разложение	4	Без катализаторов – отсутствие технологических сложностей. С катализаторами – умеренные температуры. В комбинации с мембранами может быть достигнута высокая степень конверсии сероводорода.	Без катализаторов – высокие температуры. С катализаторами – низкая стойкость и быстрая потеря активности. Высокие затраты на мембранные материалы.
2	Плазмохимическое разложение (неравновесная плазма)	5-6	Некаталитический процесс с умеренными температурами. Относительно низкие удельные затраты энергии.	Чувствительность к типу плазмы и конструкции реактора. Техническая сложность. Проблема масштабирования.
3	Сверхадиабатическое сжигание (частичное окисление кислородом)	5	Высокая тепловая эффективность. Широкая применимость по отношению к составу сырьевого газа. Отсутствие выбросов $CO_2$ . Без катализаторов – отсутствие технологических сложностей.	Низкий выход $H_2$ при конверсии. Потребность в $O_2$ высокой чистоты. Высокие затраты на селективные мембраны.
4	Сероводородная конверсия углеводородов	6	Совместная переработка метана и $H_2S$ . Высокий потенциал по выходу водорода. Дополнительный продукт – $CS_2$ .	Неразвитый рынок $CS_2$ . Сильная эндотермичность.
5	Низкотемпературное каталитическое разложение	4	Низкие и средние температуры проведения процессов. Очень высокая конверсия (при размещении катализатора в слое жидкости).	Необходимость частой регенерации твердого катализатора. Технологическая сложность организации циклических процессов. Отсутствие промышленных испытаний.

\*УГТ – уровень готовности технологии.



Установка паровой конверсии метана

Источник: strana-rosatom.ru

ровой конверсии метана как с экономической точки зрения, так и с экологической. Например, углеродный след в области охвата cradle-to-gate для водорода, произведенного по технологии сероводородной конверсии метана, составляет 4,65 кг CO<sub>2</sub>-экв/кг H<sub>2</sub> при использовании сетевой электроэнергии. Углеродный след для технологии паровой конверсии метана по идентичной методике оценки в аналогичной области охвата составляет 10,03 кг CO<sub>2</sub>-экв/кг H<sub>2</sub> [14].

Преимуществами получения водорода из сероводорода служат отсутствие прямых выбросов CO<sub>2</sub> и снижение потребления товарного природного газа. Кроме того, как и в классических способах утилизации H<sub>2</sub>S, побочным продуктом реакции является коммерчески реализуемая сера и/или сероуглерод (в зависимости от метода).

Проведена оценка упомянутых технологий на основании термодинамических расчетов, характера протекания реакций, а также существующих исследований [15–21]. Технологии переработки H<sub>2</sub>S, уровни готовности технологии (далее – УГТ) с указанием их преимуществ и недостатков представлены в таблице 2. Оценка уровня готовности проводилась экспертным путем согласно [22].

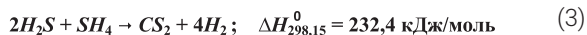
Перспективным для экспериментальной отработки видится процесс каталити-

ческой сероводородной конверсии метана, поскольку в данном процессе высокий потенциал по удельному выходу водорода с одновременной утилизацией сероводорода. Также исключается необходимость получения чистого сероводорода. Достаточно получения соответствующей композиции сероводорода в природном газе, в качестве которой может быть использован сероводородный концентрат, что является актуальным для действующих и разрабатываемых месторождений [23]. Дополнительным преимуществом является возможность производства самостоятельного ценного продукта – сероуглерода (CS<sub>2</sub>), который широко используется при переработке целлюлозы, в фармацевтике, при получении гербицидов и пестицидов.

Потенциал использования СКМ для производства водорода отмечается уже давно, однако процесс не нашел применение в промышленности [10]. Несмотря на это, работы по оценке внедрения продолжают публиковаться [11, 12], а целесообразность опытной апробации данной технологии получения низкоуглеродного водорода становится все более очевидной.

Схематическое изображение процесса СКМ приведено ниже (рис. 1) – эндотермическая реакция каталитической конверсии метана в присутствии сероводорода, продуктами которой являются водород и се-

роуглерод. Протекает по реакции (3) при сопутствующих: термическом разложении сероводорода (4) и пиролизе метана (5).



Процесс может быть реализован как с использованием катализатора при температурах до 900 °С, так и за счет некаталитического процесса при температурах от 1400 °С.

Использование процесса для производства водорода требует определения оптимальных условий эксплуатации. Как отмечается в работе [13], для процесса СКМ отсутствуют крупномасштабные экспериментальные исследования, однако существует множество работ по математическому моделированию, например в средах CHEMKIN и Aspen Plus [14]. Подобные работы в числе прочего направлены и на выявление оптимальной технологической схемы процесса СКМ, структура которой может быть интерпретирована по отношению к экспериментальной установке [15].

## Формирование общего вида экспериментальной установки

К разрабатываемой экспериментальной установке изначально предъявляются

жесткие требования безопасности при эксплуатации, с учетом требований по работе с агрессивными и пожаровзрывоопасными веществами. Контроль критических параметров процесса, бесконтактное управление технологическими процессами конверсии и возможность выполнения ряда важных функций должно обеспечиваться с помощью автоматизированных систем.

Для обеспечения проведения экспериментальной и исследовательской работы на разрабатываемой установке необходимо обеспечить следующую минимально допустимую комплектность основного и вспомогательного оборудования: система хранения сырья, оборудование для подготовки газовой смеси, реактор, охладитель продуктов, система сбора продукции, система утилизации непрореагировавших веществ (рис. 2). Также должен быть предусмотрен отбор проб для контроля условий протекания процесса.

Особое внимание уделяется системе поглощения остаточного сероводорода и продуктов его переработки, не подлежащих выбросу в атмосферу, которая также включена в состав установки. Утилизация остатков метана и произведенного водорода происходит на свече рассеивания.

## Результаты

По заказу ПАО «Газпром» научным коллективом Центра инновационных газохими-

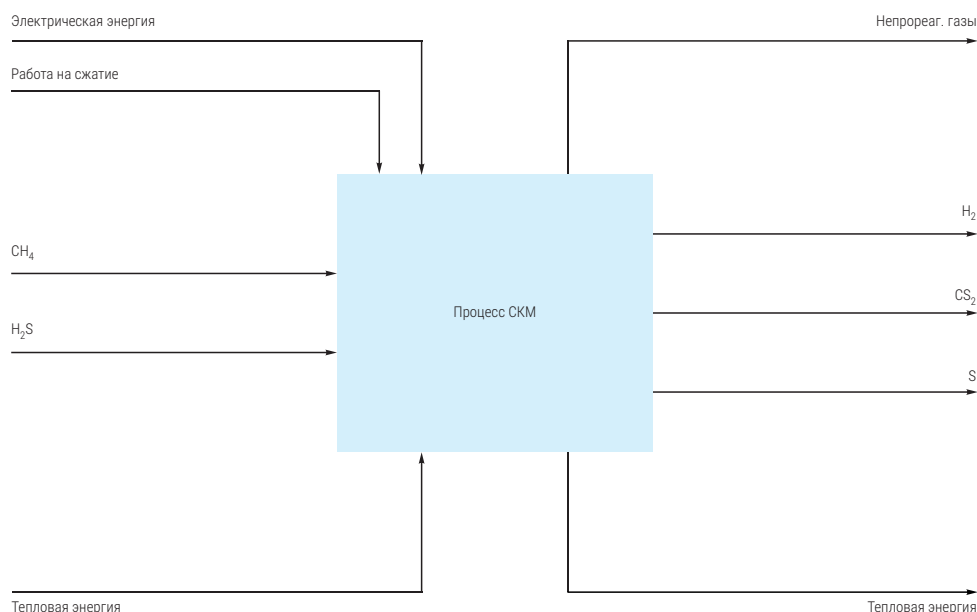


Рис. 1. Упрощенная схема энерго-массообмена в процессе СКМ

Автоматизированная система управления технологическим процессом.  
Система отбора проб.  
Система обеспечения жизнеобеспечения.

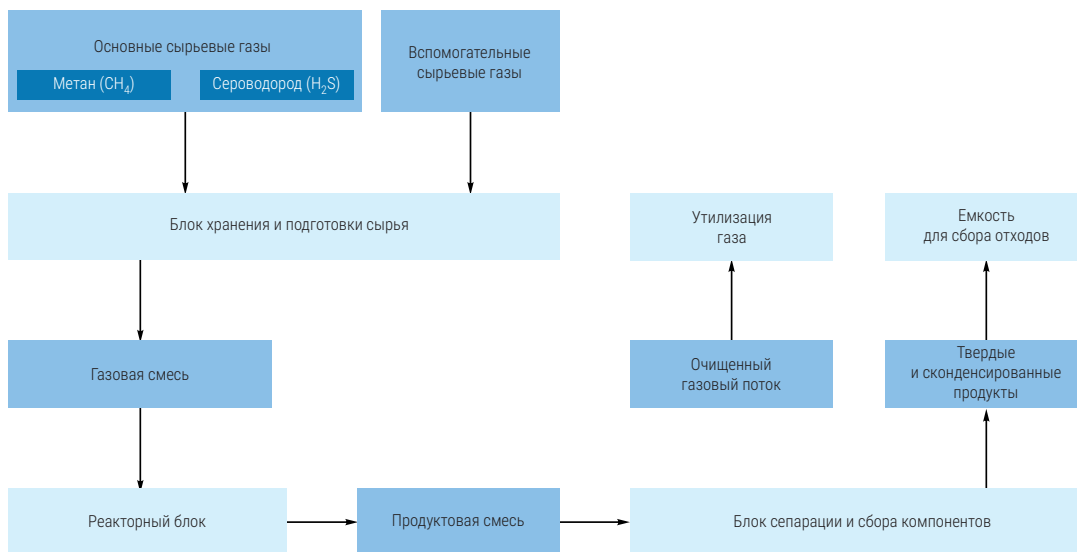


Рис. 2. Принципиальная функциональная схема экспериментальной установки

ческих технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создана экспериментальная установка получения водорода из сероводорода (рис. 3). Установка обеспечивает возможность проведения процессов при различных параметрах состояния реагирующей среды для оптимизации технологических характеристик. Также отмечается, что в рамках проводимой

работы предполагается возможность отработки технологии при тех характеристиках исходного сырья, достижение которых осуществимо за счет действующих мощностей на добывающем и/или перерабатывающем объекте.

Данная компоновка позволяет хранить и бесперебойно обеспечивать установку

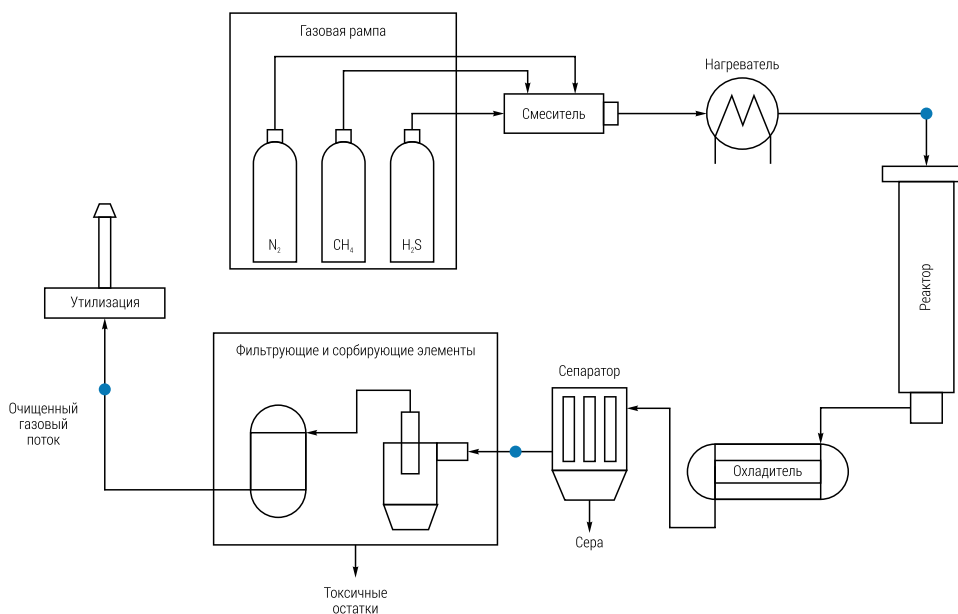


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема экспериментальной установки

необходимыми рабочими газами. Кроме того, возможно подключение к газовой рампе других видов газового сырья в рамках дооснащения установки.

Для основных и вспомогательных сырьевых газов предусмотрено смешение в заданных пропорциях, их нагрев до заданных температур и поддержание заданного давления и расхода. Температура газовой смеси или индивидуальных газов на выходе из блока подготовки может регулироваться в диапазоне от 20 до 200 °С, а давление – до 2 МПа (абс.).

Процесс проводится в проточном реакторе со стационарным слоем катализатора, конструкция которого также предложена авторским коллективом. Для текущей конструкции реактора и свойств выбранного материала корпуса справедливы следующие характеристики процесса: неравновесные условия, температура от 600 до 900 °С, давление от атмосферного до 0,5 МПа (изб.). Подбор конкретных параметров осуществляется в зависимости от используемой каталитической системы. Время контакта составляет от 0,4 до 4 с и регулируется объемным расходом сырьевых газов и объемом реакционной зоны (засыпкой катализатора). Мольное соотношение  $H_2S:CH_4$  варьируется в интервале от 0,1 до 10.

Продуктовая смесь, выходящая из реактора, поступает в систему охлаждения,

которая позволяет охладить реакционные газы до температуры ниже 500 °С. Очистка газов перед сбросом в окружающую среду осуществляется в блоке сепарации и сбора твердых и сконденсированных продуктов, состоящем из нескольких фильтрующих и сорбирующих элементов. Предусмотрена возможность ввода вспомогательных реагентов в зону реакции для интенсификации процесса образования водорода и утилизации сероводорода.

Контроль за технологическими параметрами осуществляется с помощью широкого перечня контрольно-измерительных приборов и автоматики. Методы анализа и периодичность отбора проб определяются эксплуатирующей организацией в соответствии с объемом исследовательских работ.

## Заключение

В рамках работы была разработана технологическая схема экспериментальной установки, позволяющей развить технологию получения водорода из сероводорода до готовности к внедрению.

Установка предоставляет широкие возможности для проведения различных экспериментальных исследований. Виды испытаний и методология их проведения могут варьироваться в зависимости от по-

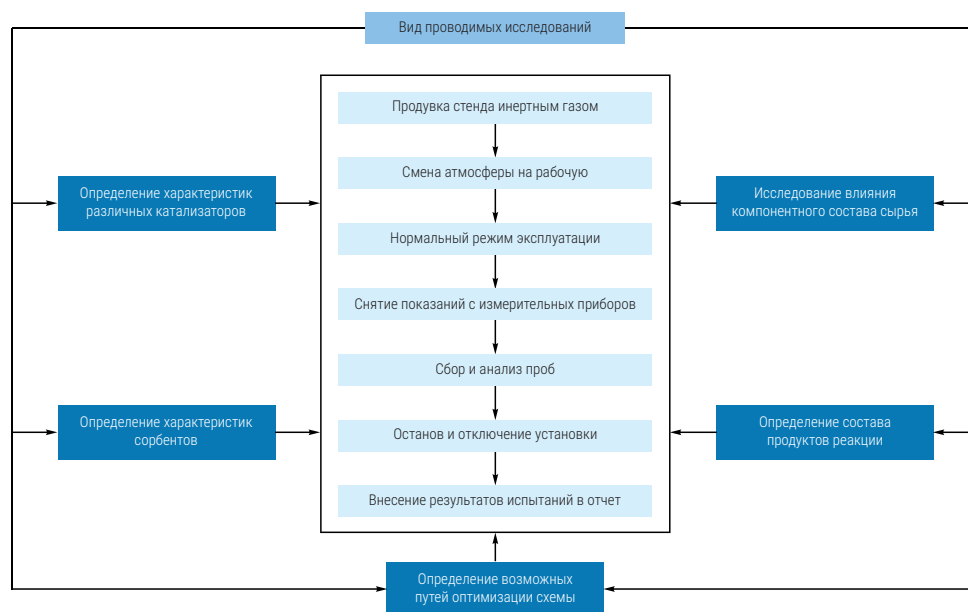


Рис. 4. Общая блок-схема проведения экспериментальных исследований

ставленных задач. К разработанной установке предлагается методика проведения экспериментальных исследований, представленная в обобщенном виде на рисунке 4. В дополнение отмечается возможность адаптации экспериментальной установки к разноплановым исследованиям ввиду специфики конструкции.

Проведение экспериментальных исследований позволит выполнить натурную оценку технико-экономических параметров реализации процесса и приблизиться к внедрению предлагае-

мой технологии производства водорода и утилизации сероводорода в нефтегазодобывающем секторе, что будет способствовать минимизации воздействия на окружающую среду, позволит вовлекать в переработку новые месторождения газа и сернистых видов нефти, а также приведет к формированию нового источника водорода, что повысит рентабельность месторождений. Также активное применение технологии может найти и в нефтегазоперерабатывающей промышленности.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Пушкарева Д. А. Международный опыт, проблемы и перспективы подземной утилизации кислых неуглеводородных газов // *Вести газовой науки*. 2021. № 1(46). С. 209–221.
2. Su J., Zhang S., Zhu G., Yuan Z., Zhang B., Fei A., Yang D. Geological reserves of sulfur in China's sour gas fields and the strategy of sulfur markets // *Pyotroleum Exploration and Development*. 2010. Vol. 37, no. 3. P. 369–377.
3. Melnikov V. P., Osipov V. I., Brouchkov A. V., et al. Past and Future of Permafrost Monitoring: Stability of Russian Energetic Infrastructure // *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 9. Art. 3190. DOI: 10.3390/en15093190.
4. Голубева И. А. Проблемы производства и утилизации газовой серы в России, основные направления их решения // *НефтегазоХимия*. 2015. № 1. С. 22–27.
5. Новые задачи – новое оборудование // Пресс-центр ООО «Газпром добыча Астрахань». URL: <https://astrakhandobycha.gazprom.ru/press/news>.
6. О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации: Указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145.
7. Zhdaneev O. V., Frolov K. N. Technological and institutional priorities of the oil and gas complex of the Russian Federation in the term of the world energy transition // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 58. P. 1418–1428. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.285.
8. Bazhenov S., Dobrovolsky Yu. A., Maximov A., Zhdaneev O. V. Key challenges for the development of the hydrogen industry in the Russian Federation // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2022. Vol. 54. Art. 102867. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102867.
9. Байкара С. З., Фиген И. Х., Кале А., Везироглу Т. Н. Получение водорода из сероводорода в Черном море // *Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология»*. 2019. № 1–3(49). С. 49–55.
10. Пономарева М. А., Сосна М. Х., Соколинский Ю. А. Получение водорода и серы термическим разложением сероводорода // *НефтегазоХимия*. 2022. № 1–2.
11. Экологическая политика ПАО «Газпром»: постановление Правления ОАО «Газпром» от 25.05.2015 № 21.
12. Жданеев О. В. Оценка уровня локализации продукции при импортозамещении в отраслях ТЭК // *Экономика региона*. 2022. Т. 18, № 3. С. 770–786. DOI: 10.17059/ekon.reg.2022-3-11.
13. Ishkov A. G., Zhdaneev O. V., Romanov K. V., Koloshkin E. A., Kulikov D. V., Mikhailov A. M., Dzhus K. A., Lugvishchuk D. S., Bogdan I. B., Maslova E. V. Methodological approaches to carbon footprint assessment and certification of low carbon hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 96. P. 147–159.
14. Khakimov R., Moskvina A., Zhdaneev O. Hydrogen as a key technology for long-term & seasonal energy storage applications // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 68. P. 374–381. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.04.066.
15. Chan Y. H., et al. Hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) conversion to hydrogen (H<sub>2</sub>) and value-added chemicals: progress, challenges and outlook // *Chemical Engineering Journal*. 2023. Vol. 458. Art. 141398.
16. Spatalisano E., et al. Process sensitivity analysis and techno-economic assessment of hydrogen sulphide to hydrogen via H<sub>2</sub>S methane reformation // *Journal of Cleaner Production*. 2022. Vol. 330. Art. 129889.
17. Ali S. M., Alkhatib I. I., Alhajaj A., Vega L. F. How sustainable and profitable are large-scale hydrogen production plants from CH<sub>4</sub> and H<sub>2</sub>S? // *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 428. Art. 139475.
18. Abdulrahman F., Wang Q., Angikath F., Sarathy S. M. Hydrogen sulfide methane reforming: A kinetic modeling and techno-economic analysis study // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 67. P. 750–759.
19. Martinez-Salazar A. L., et al. Technoeconomic analysis of hydrogen production via hydrogen sulfide methane reformation // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. No. 24. P. 12296–12302.
20. Ishkov A. G., Romanov K. V., Koloshkin E. A., Mikhailov A. M., et al. H<sub>2</sub>S to H<sub>2</sub> production process and its carbon footprint evaluation // *Natural Gas Industry*. 2024. Vol. 44, no. 11. P. 170–177.

# Белый водород — этап развития водородной энергетики

## White Hydrogen is a Stage in the Development of Hydrogen Energy

Октай МАМЕДОВ  
Ведущий научный сотрудник  
ВИНИТИ РАН, к. т. н.

Oktay MAMEDOV  
Leading researcher VINITI RAS,  
PhD in Engineering

Омский НПЗ. Установка по производству водорода

Источник: «Газпром нефть»



Аннотация. В рамках диверсификации энергетического баланса рассматривается возможность использования белого водорода для целей энергоснабжения. Отмечается, что вопрос освоения белого водорода находится на начальном этапе развития. Требуется дальнейшее расширение исследований в данном направлении, которое обеспечивается увеличением проектов по данной тематике.

*Ключевые слова: белый водород, ископаемое топливо, добыча, коммерциализация, проекты*

Abstract. As part of the diversification of the energy balance the possibility of using white hydrogen for energy supply purposes is being considered. It is noted that the issue of developing white hydrogen is at an early stage of the development. Further expansion of research in this area is required which is ensured by an increase in projects on this topic.

*Keywords: white hydrogen, fossil fuels, commercialization, production, start-up*

Интерес к водороду как к альтернативе ископаемому топливу связан с тем, что в отличие от ископаемого топлива его сжигание не сопровождается выбросом вредных веществ в атмосферу. По способу производства водород подразделяется :

- на зеленый — на базе возобновляемых источников энергии;
- голубой — получаемый переработкой природного газа с улавливанием вредных веществ;
- розовый или красный — на базе АЭС;
- серый — получаемый переработкой природного газа с выбросом вредных веществ в атмосферу;
- бурый — получаемый переработкой угля с выбросом вредных веществ в атмосферу;
- бирюзовый — получаемый разложением природного газа в присутствии высоких температур без доступа кислорода с образованием твердого углерода, который используется в промышленности;
- белый — природный, который присутствует в земной коре.

Приведенные виды водорода, получаемые переработкой природного топлива (уголь, природный газ), электролизом и требующие в качестве привода энергию в виде пара, получили широкое применение в отраслях промышленности — нефтепереработке, металлургии, электроэнергетике. На нынешнем этапе масштаб использования водорода расширяется за счет возможного его использования на транспорте (большегрузные автомобили, судо-

ходство), а также в качестве автономного источника энергии в виде топливных элементов.

Существующие технологии получения водорода являются переделом первичного сырья. В отличие от существующих видов, белый водород является первичным сырьем, выступая топливом, получаемым без передела, как ископаемое, подобно углю, природному газу, нефти.

За последние несколько лет интерес к ископаемому (белому) водороду резко возрос. Компании стремятся бурить скважины для добычи водорода, заявляя, что их проекты могут иметь низкую стоимость и наименьшее воздействие на окружающую среду по сравнению с другими методами производства водорода. Оценки стоимости производства белого водорода прогнозируются разработчиками проектов от 0,5 до 2,4 доллара за 1 кг, что ниже се-

---

**Как отмечают аналитики компании Rystad Energy, сейчас месторождения природного водорода ищут 40 компаний по сравнению с 10 в 2020 году, что напоминает «золотую лихорадку»**

---

рого водорода, получаемого из природного газа без технологии улавливания [1]. Однако компания Bloomberg NEF предупреждает, что, несмотря на большой потенциал ископаемого (белого) водорода, существует высокая неопределенность, связанная с возможностью гораздо более высоких затрат в зависимости от концентрации водорода на месте добычи и удаленности от места потребления. Несмотря на сдержанную оценку, разведочное бурение ведется во многих странах мира: Австралии, США, Испании, Албании, Китае, Канаде, Франции. Французский проект Mantes 8 из Гренобля с начальным вложением в разработку 4 млн долларов утверждает, что его запатентованная технология позволяет обнаруживать природные месторождения водорода с высокой точностью и визуализировать всю систему генерации водорода для оценки количества и качества водорода. Разработчики проекта полагают, что инвестиции от венчурной компании Breakthrough Energy, возглавляемой миллиардером У. Баффетом, венчурной компании в сфере климатических технологий Kiko Ventures помогут компании из Гренобля достичь цели — найти 10 млн ископаемого водорода к 2030 году. Компания утверждает, что к 2028 году будет добывать белый водород по цене 0,8 евро за 1 кг. Mantes 8 — первая компания, которая занимается разведкой ископаемого водорода на основе геологических данных в отличие от других, которые ведут экспериментальное бурение в поисках белого водорода на основе показаний данных отработанных скважин на нефть и газ [2]. Но, как в случае с разведкой на нефть и газ, надежные открытия делают геологи, ана-

---

**Нигде в мире не обнаружено месторождений, пригодных для коммерческой разработки, за исключением скважины в Мали, которая дает 5 т водорода в год для производства электроэнергии для местной общины**

---

---

**Геологическая служба США отмечает, что в подземных резервуарах может быть до 5 трлн т белого водорода, что хватит для удовлетворения потребности в водороде в мире на сотни лет вперед**

---

лизирующие недра Земли. По заявлению компании, запатентованные технологии объединяют геофизические, геохимические, сейсмические данные, а благодаря высокому уровню точности и детализации время разработки проекта по разведке белого водорода сокращается вдвое, что позволяет экономить миллионы долларов на проекте. Как заявил партнер-основатель Kiko Ventures, большинство существующих подходов к извлечению ископаемого водорода основаны на методе проб и ошибок, тогда как запатентованная технология Mantes 8 основана на строгих научных данных. Подобное мнение и у Breakthrough Energy Ventures: «Обширные региональные знания Mantes 8 и основанный на геологии подход к разведке ископаемого водорода дают компании сильные позиции, позволяющие сделать доступный водород реальностью в Европе». Mantes 8 имеет разрешение на разведку водорода в местах, которые, по мнению компании, окажутся плодотворными и находятся в непосредственной близости от спроса.

Сочетание трех ключевых геологических условий создает наилучшие экономические возможности для добычи ископаемого водорода. Это материнская порода с неглубокими резервуарами, заполняемыми через естественные трещины; лучшие резервуары постоянно пополняются, поскольку они подключены к активностям, где постоянно производится водород; материнская порода в виде богатых железом мантийных пород, которые лучше всего подходят для серпентинизации. (Серпентинизация — это процесс гидротермаль-

ных изменений главным образом оливиновых горных пород, в ходе которого безводные силикаты магния и железа гидролизуются и преобразуются в минералы группы серпентина, формула которого:  $Mg_6(OH)_8Si_4O_{10}$ . Интерес к проекту Mantes 8 со стороны венчурной компании Breakthrough Energy Ventures обращает на себя внимание, если учесть, что среди инвесторов присутствуют финансовые лица первой величины: миллиардеры Билл Гейтс, Джефф Безос, Джек Ма, Ричард Бренсон, Майкл Блумберг, а также генеральные директора фирм Fortescue, Arcelor Mittal, Softbank, Reliance Industries.

Как отмечают аналитики компании Rystad Energy, сейчас месторождения природного водорода ищут 40 компаний по сравнению с 10 в 2020 году, что напоминает «золотую лихорадку». Это обусловлено ожидаемой ценовой привлекательностью по сравнению с зеленым водородом. Однако нигде в мире не обнаружено месторождений, пригодных для коммерческой разработки, за исключением скважины в Мали, которая дает порядка 5 тонн водорода в год для производ-

ства электроэнергии для местной общины. Ссылаясь на данные компании Hydroma, которая разрабатывала скважину в Мали, где стоимость производства белого водорода оценивается в 0,5 доллара за 1 кг, разработчики ожидают, что природный водород будет стоить до 1 доллара за 1 кг, тогда как серый водород стоит 2 доллара за 1 кг, а зеленый — в три раза дороже [3]. Потенциал настолько велик, что американская компания Koloma, занимающаяся разведкой природного водорода, привлекла 245 млн долларов частного финансирования. Аналитики компании Rystad Energy полагают, что белый водород может иметь право на налоговый кредит на производство из-за низкой интенсивности выбросов углекислого газа, которая при добыче природного водорода не превышает 0,4 кг, тогда как налоговый кредит в 3 доллара распространяется на проекты, где выбросы углекислого газа составляют менее 0,45 кг на 1 кг добываемого белого водорода.

Как отмечалось, география работ по поиску природного водорода широка. Так, в Австралии, согласно проекту Golden Hydrogen,

Установка Kawasaki по производству аммиака

Источник: power.solapv.com





Добыча водорода на Oshivela (Намибия)

Источник: power.solapv.com

ведутся работы по наличию водорода на полуострове Йорк и острове Кенгуру, Южная Австралия, где отмечается повышенное содержание водорода с возможным объемом накопления до 1,3 млн тонн [4]. Первоначальные испытания двух скважин показали наличие природного водорода до 86 % и гелия до 6,8 % от неочищенного газа. Хотя извлечение природного водорода может быть низкзатратным с небольшим углеродным следом по сравнению с другими методами производства водорода, реальные данные по-прежнему крайне ограничены. Единственным реальным источником данных являются показатели по добыче природного водорода в Мали.

Вместе с тем Геологическая служба США в своем отчете отмечает, что в под-

земных резервуарах может быть до 5 трлн тонн белого водорода, что хватит для удовлетворения потребности в водороде в мире на сотни лет вперед [5]. Большая часть водорода может быть недоступна, но даже несколько процентов его извлечения покроют весь прогнозируемый мировой спрос на водород. Это означает, что инвестиции в добычу природного водорода начнут поступать в ближайшее время: надвигается «золотая лихорадка» в поисках водорода. Примером может служить компания Hyterra, которая приступила к бурению скважины на водород в штате Канзас. Отбираемый газ по результатам лабораторного анализа подтвердил наличие водорода в объеме 92 %. Компания получила разрешение на бурение еще одной скважины в штате с содержанием, по предварительной оценке, водорода в объеме 56 % в газоносном пласте [6]. Американский проект Gold H2 заявляет, что его запатентованный биотехнологический промышленный процесс превращает сырую нефть в заброшенных скважинах в водород по цене 0,8 доллара за 1 кг. Подписан меморандум с крупной компанией, чтобы начать пилотный проект в США в ближайшее время [7]. По заявлению ученых-геологов университета штата Колорадо, природный водород образуется в больших количествах, когда богатые железом минералы реагируют с водой. Примером может служить шахта на руднике

---

**Ресурсы водорода в Бохайском заливе в северо-западной части Желтого моря оцениваются в 22,4 млрд м<sup>3</sup>, что эквивалентно 67,12 ТВт·ч, поэтому регион является перспективным для разведки**

---

Булкесе в Албании, одном из крупнейших в мире месторождений хромовой руды, в котором на глубине 1 км под землей обнаружен водоем, где постоянно бурлит газ с содержанием водорода 84 %, который ежегодно выбрасывает 11 тонн водорода. Было подсчитано, что шахта в целом выбрасывает до 200 тонн природного водорода, и это продолжается, по крайней мере, уже последние шесть лет [7]. Национальный центр научных исследований Франции, который принимал участие в исследовании, описал явление как «самый высокий естественный поток водорода, измеренный на сегодняшний день». Это открытие вселило надежду, что природный водород может быть более распространен, чем предполагалось ранее. По данным центра, это открытие закладывает основу для новых моделей исследования природного водорода и может нарушить геополитику, причем во многих отношениях в лучшую сторону, так как водород «будет там, где нет нефти и газа». Исследователи центра отмечают, что офиолитовые массивы представляют собой потенциальные хранилища высококачественных водородных резервуаров. Эти

геологические образования разбросаны по всей планете, уже идентифицированы как места обитания гиперщелочных источников, где выделяется водород пузырьками. Офиолитовые образования могут быть хорошими местами поиска природного водорода по всему миру. В своем исследовании центр научных исследований Франции отмечает, что офиолиты не были объектом геологоразведочных работ нефтегазовой отрасли, поскольку не представляли интереса с точки зрения углеводородных ресурсов. Во многих отношениях это открытие может стать переломным моментом в неустанных поисках энергетических ресурсов. Как следствие, во Франции наблюдается поток заявок на получение разрешений на геологоразведку с целью обнаружения природных залежей водорода [8]. В апреле 2022 года в рамках серии поправок к Горному кодексу природный водород добавлен в список веществ, которые можно добывать. Страна является единственной в Европе, где законом разрешена добыча водорода. Основные разведочные работы ведутся в регионе Атлантические Пиренеи, где име-

Проект Sinopec по производству зеленого водорода в Китае

Источник: news.cgtn.com





Контейнер для хранения водорода

Источник: dic.academic.ru

ется та же генерирующая порода для природного водорода, что и на месторождении Монсон в Испании, открытом во время разведки на нефть и газ. Работы также ведутся в регионе Пюи-де-Дом в центральной части и в Лотарингии на северо-востоке страны.

Водород, источник чистой энергии, как и гелий, дефицитный стратегический ресурс, в изобилии хранятся в осадочных бассейнах и являются важными компонентами подземных энергетических систем. Однако комплексные исследования их залегающих ресурсов и перспектив разведки в тектонических активных осадочных бассейнах остаются ограниченными. Так, согласно исследованию, ресурсы природного водорода в бассейне Бохайского залива в северо-западной части Желтого моря, Китай, оцениваются в 22,4 млрд м<sup>3</sup>, что эквивалентно 67,12 ТВт·ч. Бассейн Бохайского залива рассматривается как перспективный район разведки природного водорода [9]. Широкий фронт работ по разведке природного водорода развернут в Канаде. Компания Max Power Mining объявила о разрешении на разведку природного водорода на участке площадью 1244 кв. км в провинции Саскачеван. Территория проекта под названием Rider Natural Hydrogen Project разделена на пять блоков. На

основании данных, полученных из 45 скважин, была обнаружена концентрация водорода в подземных газах с максимальным значением 96,4 % вблизи города Мидейл [10]. Также отмечается концентрация водорода с показателем 75,6 % на глубине от 200 до 800 метров. Однако эти случаи обнаружения должны быть проверены и подтверждены соответствующими службами, поскольку нет четкой уверенности в том, какие объемы водорода могут быть использованы в коммерческих целях и будут ли эти объемы постоянно возобновляться или запасы конечные. Одним из консультантов проекта является компания Chapman Hydrogen and Petroleum Engineering, которая разрабатывала проект по добыче природного водорода в Мали. Компания Max Power в своем пресс-релизе заявляет, что южная часть провинции Саскачеван покрыта осадочным бассейном, который залегают на кристаллическом докембрийском фундаменте, являющемся теоретическим источником природного водорода за счет серпентинизации пород в недрах.

Осторожный интерес к белому водороду проявляют нефтегазовые компании. Так, венчурное подразделение BP открыло финансирование проекта по добыче природного водорода Snowfox Discovery, в который также вложились горнодобываю-

ший гигант Rio Tinto и инвесткомпания Oxford Science Enterprises [11]. Следует отметить, что руководство нефтегазовой компании воздерживается от прямых разработок в добычу водорода. Так, старший вице-президент ВР по водороду заявил, что месторождения еще далеки от зрелости, а реальных данных о том, где залегает природный водород и сколько его можно извлечь, нет. Таким образом, инвестиции в проект Snowfox можно рассматривать как более рискованный шаг, чем прямая разработка проектов по добыче природного водорода.

Осторожность крупных компаний в вопросах разработки и добычи природного водорода связана с тем, что глобальное изучение природного водорода находится на начальном этапе, теоретические исследования пока немногочисленны и сосредоточены на механизме его образования. Выявлено множество путей образования природного водорода, которые можно раз-

делять на органические и неорганические. Корреляционный анализ между водородом и другими подземными газами дает ценную информацию о потенциальных механизмах образования природного водорода. Результаты показывают слабые положительные корреляции между водородом и сероводородом, гелием, азотом, углекислым газом. Обратная зависимость от метана предполагает, что водород может быть более распространен в средах, не связанных с углеводородами. Понимание этого помогает выявить благоприятные геологические условия для накопления водорода. На Всемирном конгрессе по водороду в Амстердаме в 2024 году отмечалась осторожность в отношении перспектив добычи природного водорода, что связано с малым объемом информации и зрелости разведки на природный водород. Подчеркивалась необходимость наличия большого количества реальных данных не только о количестве водорода, но и его чистоте.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. *The likelihood of finding the large reservoirs of natural hydrogen that can be affordably tapped is low* // *Hydrogen Insight*. 24.10.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/the-likelihood-of-finding-the-large-reservoirs-of-natural-hydrogen-that-can-be-affordably-tapped-is-low>.
2. *We will find 10 million tonnes of natural hydrogen by 2030 using our groundbreaking technology* // *Hydrogen Insight*. 07.02.2025. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/innovation/we-will-find-10-million-tonnes-of-natural-hydrogen-by-2030-using-our-groundbreaking-technology>.
3. *A new gold rush: there are now 40 companies searching for natural hydrogen* // *Hydrogen Insight*. 18.03.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/a-new-gold-rush-there-are-now-40-companies-searching-for-natural-hydrogen>.
4. *Australia's first well tests for natural H2 begin as Gold Hydrogen seeks insight* // *Hydrogen Insight*. 06.03.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/australias-first-well-tests-for-natural-h2-begin-as-gold-hydrogen-seeks-insight>.
5. *There is enough natural hydrogen underground to meet all demand for hundreds of years* // *Hydrogen Insight*. 19.02.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/innovation/there-is-enough-natural-hydrogen-underground-to-meet-all-demand-for-hundreds-of-years>.
6. *HyTerra starts drilling first new for natural hydrogen and helium exploration in the US* // *Hydrogen Insight*. 29.04.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/hytterra-starts-drilling-first-new-for-natural-hydrogen-and-helium-exploration-in-the-us>.
7. *Massive spring of almost pure natural hydrogen found in A is more than 1000 years old* // *Hydrogen Insight*. 09.02.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/massive-spring-of-almost-pure-natural-hydrogen-found-in-a-serbian-mine-emitting-at-least-200-tonnes-of-h2-a-year>.
8. *Everything is speculative: a boom in applications for natural hydrogen exploration in France is more about policy than reserves* // *Hydrogen Insight*. 19.09.2023. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/innovation/everything-is-speculative-a-boom-in-applications-for-natural-hydrogen-exploration-in-france-is-more-about-policy-than-reserves>.
9. *Helium and natural hydrogen in the Bohai bay, China: occurrence, resources and exploration* // *Applied Energy*. 2025. Vol. 383.
10. *Canada's biggest natural hydrogen project launched with up to 96,4 % H2 found in underground gases* // *Hydrogen Insight*. 05.08.2024. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/canadas-biggest-natural-hydrogen-project-launched-with-up-to-964-h2-found-in-underground-gases>.
11. *BP leads investment into natural hydrogen exploration firm* // *Hydrogen Insight*. 24.01.2025. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/bp-leads-investment-into-natural-hydrogen-exploration-firm>.

# Намибия – счастливый выгодоприобретатель или жертва зеленого водорода?

## Is Namibia a Happy Beneficiary or a Victim of Green Hydrogen?

Маргарита ОБРАЗЦОВА, к. э. н.  
E-mail: pearl\_88@mail.ru

Margarita OBRAZTSOVA, PhD in economics  
E-mail: pearl\_88@mail.ru



Начало строительства, проект Нуфен

Источник: iloveafrica.com

Аннотация. Ресурсы Африки занимают центральное место в стратегии энергоперехода Европы ввиду неспособности обеспечить энергетическую безопасность за счет внутренних источников.

Вместе с тем планы Евросоюза зачастую не отвечают интересам развития африканских государств. На примере Намибии показано, как ЕС навязывает развитие альтернативной энергетики на основе зеленого водорода. Это, однако, не решит энергопроблемы Намибии и сдержит как промышленное развитие страны, так и рост благосостояния намибийцев.

*Ключевые слова: зеленый водород, возобновляемые источники энергии, Намибия, атомная энергетика, уран, энергетический переход*

Abstract. African resources occupy a central place in Europe's energy transition strategy due to the inability to ensure energy security from EU domestic sources. The author argues that the EU plans often contradict the interests of the development of African states. The example of Namibia shows how the EU is forcing the country to develop alternative energy based on green hydrogen. This, however, will not solve Namibia's energy problems and will hinder both the country's industrial development and the growth of prosperity of Namibians.

*Key words: green hydrogen, renewable energy sources, Namibia, nuclear energy, uranium, energy transition*

## Введение

Зеленый, или декарбонизированный, водород – одна из идей Еврокомиссии, имеющих целью, помимо всего прочего, избавление от дешевых российских углеводородов.

Сейчас низкое потребление водорода в ЕС имеет тенденцию к снижению или в лучшем случае к стагнации: в 2024 году суммарный спрос на водород оценивался в 7,2 млн тонн (при совокупном европейском энергопотреблении в 1202 млн тонн нефтяного эквивалента), в 2023-м – 7,3

млн тонн, в 2022-м – 7,5 млн тонн [1, 2]. Спрос на водород в 2025 году остался на уровне 2024-го. Более того, 95,5 % этого водорода было произведено на основе ископаемого топлива, в первую очередь природного газа. Это, по признанию самой Еврокомиссии, привело к значительным выбросам CO<sub>2</sub>.

Необходимо также подчеркнуть, что на самом деле страны ЕС не спешат вводить регуляторные директивы, обязывающие ускорять внедрение и увеличивать долю возобновляемых источников энергии в хозяйственной деятельности. Так, к августу



Ж/д станция в Намибии

Источник: miroslav\_1, depositphotos.com

2025 года только 4 из 27 стран полностью или частично приняли Renewable Energy Directive III – ключевой документ, устанавливающий целевые показатели потребления возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [3].

Тем не менее Евросоюз ставит цель к концу десятилетия производить 10 млн тонн именно зеленого водорода (в основе производства которого «чистые» возобновляемые, а не «грязные» традиционные источники энергии). И это при том, что производство зеленого водорода (из возобновляемых источников) в 2024 году составило не более 35 тыс. тонн, или 0,35 % от плана [4]. Помимо собственного производства, Брюссель намерен импортировать еще 10 млн тонн этого топлива. В итоге к 2050 году зеленый водород должен покрыть около 10 % потребностей ЕС в энергии [5]. При этом, согласно самым оптимистичным прогнозам, спрос на «чистый» водород к 2030 году достигнет 8,5 млн тонн, что существенно ниже заявленных амбициозных целей [6]. По другим данным, спрос ожидается на уровне 2,8 млн тонн, что почти в 7,5 раза меньше плана [7].

Производство «чистого» водорода предполагает применение метода электролиза воды, при котором электрический ток от ВИЭ – ветра, солнца или ГЭС – расщепляет воду на водород и кислород без вы-

---

## **Спрос на водород в ЕС в 2025 году остался на уровне 2024-го. Более того, 95,5 % этого водорода было произведено на основе ископаемого топлива, в первую очередь природного газа**

---

бросов парниковых газов. В свою очередь для производства электролизеров требуется более 40 видов сырья и 60 видов обработанных материалов. Основными поставщиками сырья (в частности, металлов платиновой группы и иридия) являются, например, Китай (37 %) и ЮАР (11 %) [8]. Таким образом, обеспечение доступа к необходимым ресурсам и надежные цепочки поставок для стран Европейского союза приобретают стратегическое значение.

Нехваткой собственных ресурсов во многом и объясняется повышенный интерес Европы к Африке. Особенно к странам юга континента, богатым как традиционными, так и возобновляемыми источниками энергии. В этой связи опыт Намибии, обладающей значительными ресурсами

Использование бытовых солнечных панелей в Намибии

Источник: ru.advisor.travel



солнечной и ветряной энергии, наглядно демонстрирует серьезные недостатки европейской стратегии производства зеленого водорода в Африке.

Намибия – одно из самых стабильных в политическом плане государств Африканского континента. Структура ее экономики и число занятых по секторам выглядят следующим образом: доля сферы услуг составляет 54,5 %, здесь занято 62 % населения; вклад промышленности (горнодобыча), где трудится 16,3 % населения, – 28,9 %; на аграрный сектор приходится 7,3 % ВВП и 21 % от общей занятости [9, 10].

Примечательно, что наибольшие темпы роста за 10 лет (с 2014 по 2024) наблюдаются в сфере промышленности – плюс 16,55 %. В сфере услуг темпы роста составляют плюс 1,49 %, а в АПК они отрицательные – минус 3,76 % [11]. Это говорит о большом потенциале развития промышленного сектора, который, однако, все больше будет сдерживаться существующими в стране энергопроблемами.

Дело в том, что страна критически зависит от внешних поставок электроэнергии, поскольку существующее производство электричества остается ограниченным. В 2024 году общая установленная мощность электростанций в Намибии составила 641

## Намибия критически зависит от внешних поставок электроэнергии, существующее производство электроэнергии остается ограниченным, установленная мощность электростанций в стране не превышает 641 МВт

МВт (важно подчеркнуть, что оценки установленной мощности в Намибии сильно разнятся в зависимости от источника – от 610 до 990 МВт, что указывает на разные методики подсчета и цели, которые перед собой ставят аналитические агентства и ведомства). Эта мощность распределялась между Национальной энергетической компанией NamPower, владеющей 509,5 МВт, и независимыми производителями энергии, которые обеспечили 131,5 МВт, в основном за счет солнечных фотоэлектрических

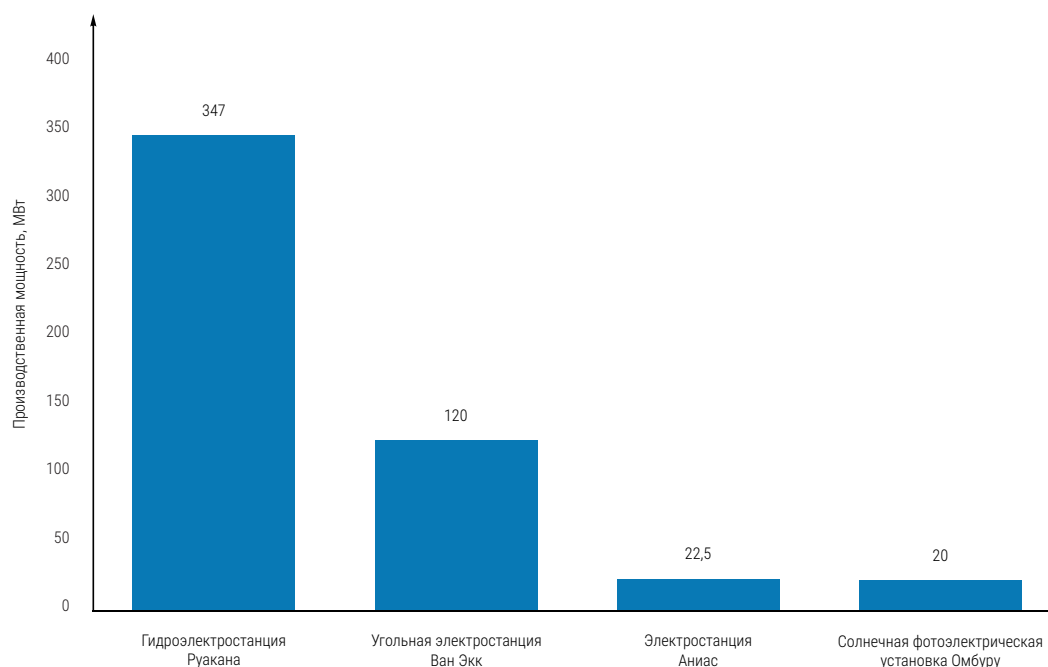


Рис. 1. Объекты генерации Намибии и их производственная мощность, МВт  
Источник: по данным National Energy Compact for Namibia [12]



Город-порт Людериз в Намибии

Источник: dpreezg, depositphotos.com

(126,5 МВт) и ветровых (5 МВт) источников. Несмотря на имеющуюся установленную мощность, гарантированная мощность составляет лишь 140 МВт. Этого недостаточно для удовлетворения пиковой нагрузки в 673 МВт, зафиксированной в 2024 году. Прогнозируется, что к 2040-му этот спрос почти удвоится и достигнет 1243 МВт, что обусловлено быстрым ростом населения и количества домохозяйств [12].

Гидроэлектростанция Руакана (Ruakana) мощностью 347 МВт, принадлежащая NamPower, является ключевым звеном в обеспечении страны электроэнергией. Однако ее производительность сильно зависит от погодных условий. Из-за повторяющихся засух импорт электроэнергии в отдельных случаях может достигать 90 %. Порядка 30 % генерирующих мощностей

приходится на тепловую энергетику (уголь, мазут, дизель) – Van Eck Coal Power Station и Anixas Power Station. NamPower также владеет солнечной фотоэлектрической станцией Omburu Solar PV установленной мощностью 20 МВт.

По состоянию на 2024 финансовый год (апрель 2023 – март 2024 года) Намибия сократила чистый импорт электроэнергии до 45,8 % против 71,2 % в 2022 финансовом году. Этого удалось достичь благодаря рекордной выработке ГЭС Руакана (2067 ГВт·ч против 780 ГВт·ч в 2022 году) в результате обильных осадков [13].

Основным внешним поставщиком электроэнергии традиционно являлась ЮАР. Между тем сегодня некогда самодостаточная, экспортоориентированная в энергетическом плане ЮАР сама сталки-

Проект Hyphen

Источник: hydrogennewsletter.com



**В 2024 году Намибия сократила чистый импорт электроэнергии до 45,8 % против 71,2 % в 2022 году. Этого удалось достичь благодаря рекордной выработке ГЭС Руакана в 2067 ГВт·ч**

вается с проблемой энергодефицита. В этой связи крупнейшим экспортером электроэнергии в Намибию в 2024 году стала Замбия (ZESCO, 1201 ГВт·ч, 56,1 %). За ней следует ЮАР (Eskom, 516 ГВт·ч, 24 %), Зимбабве (ZPC, 384 ГВт·ч, 17,9 %) [13].

Если не изменить ситуацию с нехваткой электроэнергии в ближайшее время, Намибия упустит возможность не только сократить технологическое отставание, но и освоить технологии в рамках нового технологического уклада и четвертой промышленной революции. Это приведет к усилению социальных проблем в виде роста безработицы и преступности, а также отсутствия перспектив у населения, осо-

бенно среди молодежи. Это в свою очередь грозит невыполнением предвыборных обещаний нового президента Нетумбо Нанди-Ндайтва и ее правительства, а также социальными волнениями.

Поэтому обеспечение энергетической безопасности является одной из приоритетных целей руководства Намибии. На открытии электростанции Anixas II в марте 2025 года тогдашний президент Нанголо Мбумба подчеркнул: «Энергетика является основой современной экономики. Без стабильного, безопасного и доступного энергоснабжения ни одна страна не может надеяться на устойчивое экономическое развитие» [14]. Нынешний президент особенно отмечает, что страна богата ураном и будет стремиться расширить свои возможности в области ядерной энергетики, в том числе за счет углубления сотрудничества с Россией.

**Намибия: энергия сегодня и планы на будущее**

Структура энергетического баланса Намибии выглядит следующим образом: доля нефти (крупнейшего источника энергии) составляет 59,5 %, далее следуют биотопливо и отходы – почти 31,3 %, гидро-

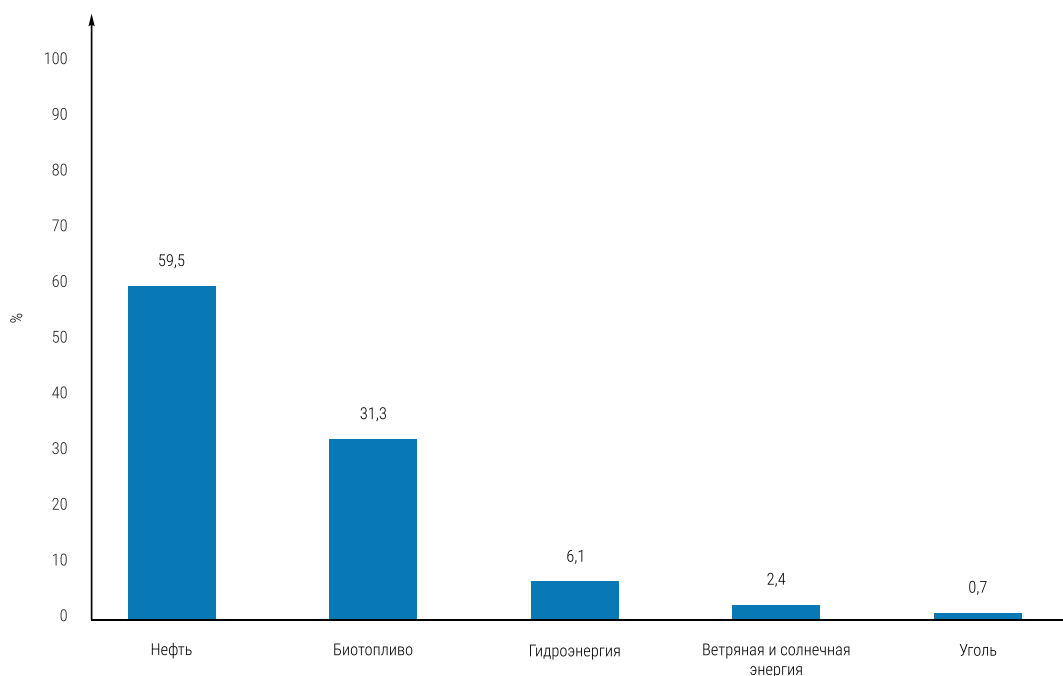


Рис. 2. Структура энергетического баланса Намибии, 2023 г., %

Источник: по данным Международного энергетического агентства [15]



ГЭС Руакана

Источник: andritz.com

энергия – 6,1 %, на ветер и солнце приходится 2,4 %, на уголь – 0,7 % (рис. 2). В самой Намибии производится 82,9 % биотоплива и отходов, 12,2 % гидроэнергии, а также 4,9 % ветряной и солнечной энергии

В структуре выработки электроэнер-

гии преобладает гидроэнергетика, на которую приходится почти 64 %. В 2024 году произошел существенный рост солнечной энергии (солнечные панели – прим. авт.), доля которой составила 34,3 % (за счет ввода крупных солнечных частных про-

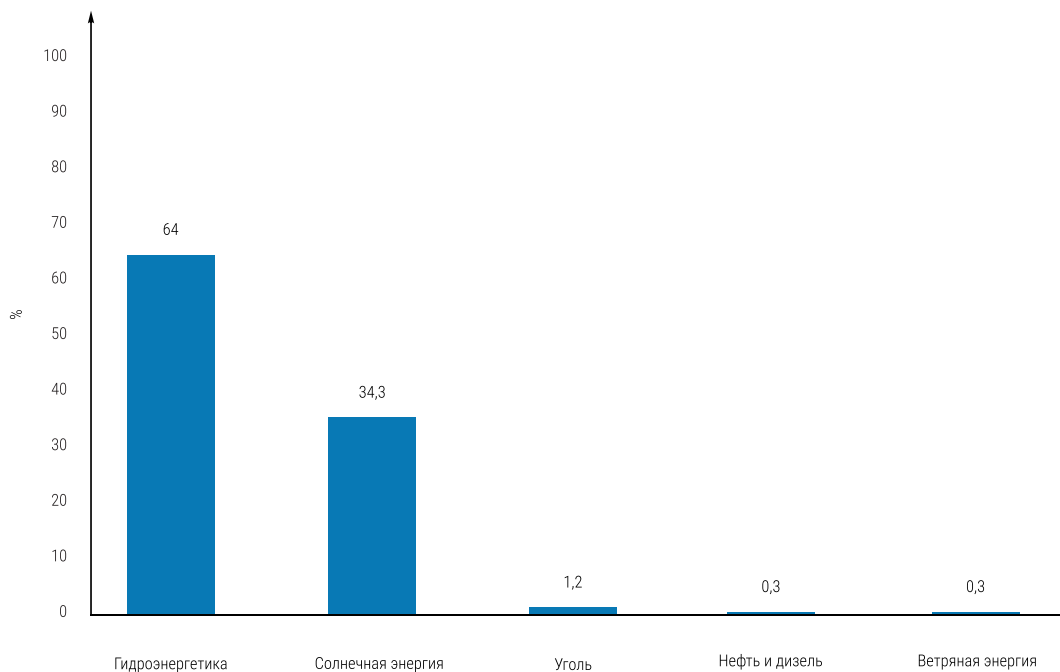


Рис. 3. Структура производства электроэнергии Намибии, 2024 г., %  
Источник: по данным Climatescope by Bloomberg NEF [16]

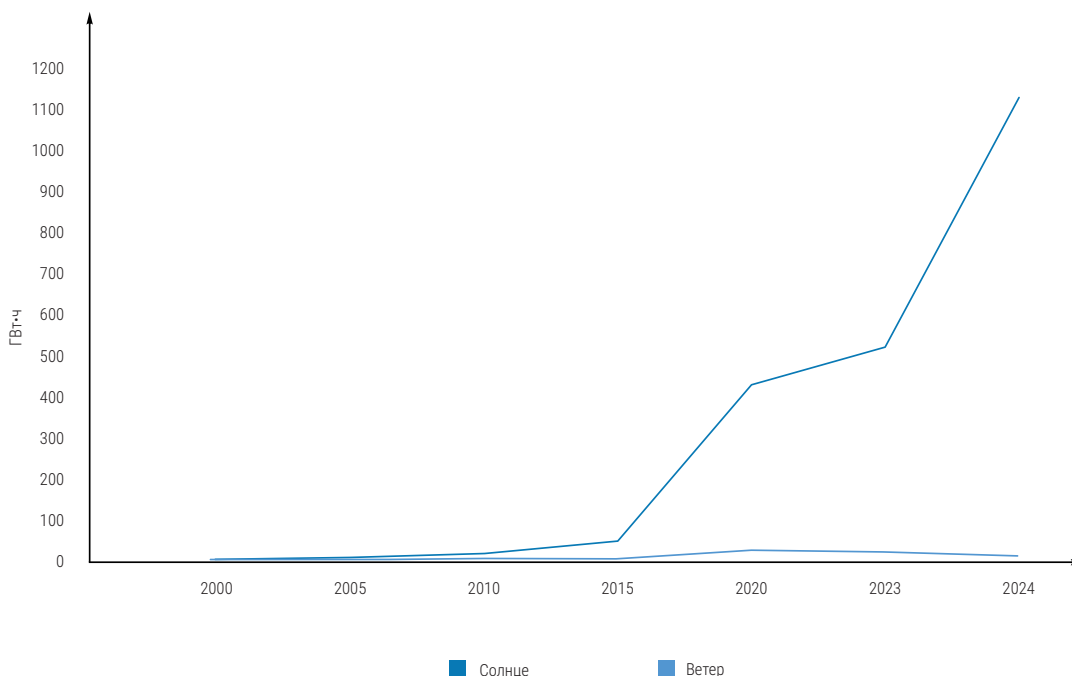


Рис. 4. Эволюция возобновляемых источников энергии, 2000–2024 гг.

Источник: по данным Climatescope by Bloomberg NEF [16]

ектов). На уголь приходится 1,2 %, на нефть и дизель – 0,3 %, на ветроэнергетику – 0,3 % (рис. 3).

Но так было не всегда. Если гидроэнергия традиционно является основным источником производства электричества в стране, то солнечная энергетика стала развиваться относительно недавно. В мае 2015 года французско-намибийской компанией InnoSun была построена первая солнечная электростанция мощностью 4,5 МВт. А бурное развитие этот вид энергии получил в 2019 году после продолжительной засухи.

При этом на электричество приходится лишь 20 % конечного энергопотребления, что говорит о низком уровне электрификации страны: около 41 % домохозяйств не имеют никакого доступа к электроэнергии – ни от сети, ни от солнечных установок. В сельской местности этот показатель еще выше – порядка 70–80 % [17]. Поэтому крупнейшим источником энергии для конечного потребителя являются нефтепродукты – почти 70 %, на биотопливо и отходы приходится около 10 %.

Несмотря на структуру энергобаланса (сильную зависимость от импорта), а также крайне низкий уровень электрификации страны, власти Намибии ставят амбициозные задачи. Согласно Националь-

ному ресурсному плану от 2022 года, предполагается к 2030-му производить 70–80 % электроэнергии внутри страны; к 2040 году – обеспечить всеобщий доступ к электроэнергии [18].

Очевидно, для выполнения этих задач требуется выстроить эффективный энергобаланс, который должен основываться в первую очередь на конкурентных преимуществах Намибии. Страна обладает огромным потенциалом возобновляемых источников энергии и теоретически может производить один из самых экономически конкурентоспособных видов «экологически чистого водорода». Это послужит социально-экономи-

---

**Крупнейшим экспортером электроэнергии в Намибию в 2024 году стала Замбия (ZESCO, 1201 ГВт·ч, 56,1 %). За ней следует ЮАР (Eskom, 516 ГВт·ч, 24 %), Зимбабве (ZPC, 384 ГВт·ч, 17,9 %)**

---

ческому развитию, созданию добавочной стоимости, индустриализации и повышению энергетической безопасности.

Водородная стратегия Намибии предусматривает производство 1–2 млн тонн водородного эквивалента в год к 2030 году, 5–7 млн тонн – к 2040-му и 10–15 млн тонн – к 2050-му. Это составит 5–8 % от ожидаемого объема международной торговли водородом.

Между тем для производства 15 млн тонн экологически чистого водорода потребуется 750 ТВт·ч в год зеленой электроэнергии только для электролиза (без учета технологии прямого улавливания углерода из атмосферы (DAC, Direct Air Capture) и проч.). В 2024 году выработка энергии из возобновляемых источников в Намибии составила 3,19 ТВт·ч, при этом на солнечную и ветровую энергию приходилось всего 1,12 ТВт·ч. Чтобы достичь поставленных целей по производству зеленого водорода, Намибия должна в ближайшие десятилетия ради-

---

## **В структуре выработки электроэнергии преобладает гидроэнергетика, на которую приходится почти 64 %. В 2024 году произошел существенный рост солнечной энергии, доля которой составила 34,3 %**

---

кально (почти в 250 раз) увеличить электрогенерацию и мощность установок, работающих на возобновляемых источниках энергии [19].

ВИЭ пока неконкурентоспособны и по такому параметру, как удельная мощность, показывающему, сколько электроэнергии можно получить из разных источников в пересчете на площадь земли.

Как видим, чтобы выработать равное с ископаемым топливом количество энергии, ВИЭ (ветру и солнцу) требуется в разы

Таблица 1. Удельная мощность источников электроэнергии

Источник электроэнергии	Ватт на м <sup>2</sup>
Ископаемое топливо	500 – 10 000
Атомная электростанция	500–1000
Солнечные батареи	5–20
Гидроэлектростанция (плотина)	5–50
Ветрогенераторы	1–2
Древесина и другая биомасса	Меньше 1

Источник: [20]

больше земельных площадей, которые могли бы быть использованы под сельскохозяйственные нужды.

## **Водород – дорогое удовольствие**

На сегодняшний день в мире более 95 % водорода производится из ископаемого топлива. Именно серый водород, получаемый методом конверсии природного газа, является самым дешевым по себестоимости, но одновременно и самым «грязным» с учетом выбросов углекислого газа. Себестоимость производства «чистого» водорода по-прежнему высока, что ставит вопрос о его экономической целесообразности.

Хотя по теплоте сгорания один килограмм водорода эквивалентен трем килограммам бензина, водородное топливо стоит дороже. Для самого дешевого способа производства – конверсии природного газа, в основном метана, – разницы почти нет. Но возникает вопрос: а зачем это нужно, если метан сам по себе отличное топливо для автомобилей или промышленности?

## **Проект H2refuel в Намибии**

Нидерланды и Намибия еще в 2023 году подписали меморандум о взаимопонимании и реализации крупнейшего и единственного в Африке к югу от Сахары полностью вертикально интегрированного проекта H2refuel по производству зеленого водорода. Проект будет реализован в районе города Людериц в Намибии. Меморандум подписали порт Роттердама, Gasunie, Invest International, правительство Республики Намибия, H2refuel Hydrogen Energy, Управление портов Намибии и NamPower. Правительство Намибии имеет право получить долю в 24 %.

Таблица 2. Стоимость килограмма водорода при разных способах производства

Способ получения водорода	Себестоимость, \$ за кг
Паровая конверсия природного газа (метана)	1,0–2,5
Электролиз воды от электроэнергии из единой энергосистемы	3,5–6
Электролиз воды от электроэнергии ветрогенераторов и солнечных электростанций	4,0–12,0

Источник: [21]

В соответствии с меморандумом о взаимопонимании стороны будут работать вместе, делясь своими коллективными знаниями и опытом в проектировании инфраструктуры, необходимой для реализации амбиций Намибии по производству зеленого водорода.

Инвестиции будут проходить через инфраструктурный фонд смешанного финансирования SDG Namibia One, который стремится привлечь средства местных институциональных инвесторов и инвесторов со всего мира для развития намибийских проектов по зеленому водороду и связанной с ними инфраструктуры. Объем инвестиций на первом этапе должен составить 850 млн долларов США. Они предоставляются в виде гранта Invest International. Общая стоимость проекта достигает 10 млрд долларов, что примерно равно годовому ВВП Намибии.

Проект будет реализован в два этапа: в 2028 и 2029 годах. После завершения двух этапов планируется производить 2 млн тонн зеленого аммиака в год. Для этого будут использоваться возобновляемые источники энергии (солнечная и ветровая) общей мощностью около 7 ГВт и электролизеры мощностью около 3 ГВт.

### «Узкие места» в солнечной энергетике

Для производства солнечной энергии требуются солнечные панели, для изготовления которых нужны природные ресурсы. Это, в частности, кремний, серебро, алюминий и медь. Новые технологии, повышающие энергоэффективность, предполагают также использование редкоземельных элементов. Важно понимать, что добыча и производство необходимых веществ и элементов являются высококонцентрированными и крайне энергозатратными.

Так, для производства панелей требуется металлургический кремний, который превращают в поликремний. Китай производит порядка 70 % мировых объемов металлургического кремния и 77 % поликремния. Преобразование кремния в поликремний требует очень высоких температур. Основным источником электроэнергии на таких заводах в Китае яв-



Африканские жилища с солнечной панелью

Источник: allposters.com, ru.pinterest.com

---

**Энергостратегия Намибии  
предусматривает производство  
1–2 млн т водорода в год к 2030  
году, 5–7 млн т – к 2040-му  
и 10–15 млн т – к 2050-му.  
Это составит 5–8 % от ожидаемого  
объема мирового рынка**

---

ляется уголь. Синьцзян – регион, который отвечает всем ранее упомянутым требованиям и производит 40 % мирового поликремния [22].

Сегодня 10 % мировых объемов серебра используется для солнечных батарей. Согласно сценарию достижения 100 % возобновляемой энергии к 2050 году, спрос на этот металл может составить свыше 50 % мировых резервов. При этом добыча серебра базируется главным образом в Мексике, Китае, Перу, Боливии, Польше и России [23].

Гвинея – мировой лидер по добыче бокситов, на ее долю приходится 28 %. На Австралию и Китай – еще 22 и 21 % соответственно. Однако именно КНР перерабатывает 56 % глобальных бокситов в алюминий, что является крайне энергоемким процессом.

Примерно 23 % добычи меди приходится на Чили, 14 % – на ДРК, 10 % – на

Перу, 8 % – на Китай. К 2050 году спрос на медь может утроиться. Однако проблема в том, что 300 крупнейших неразведанных запасов медной руды расположены на землях коренных народов, 65 % – в районах с высоким риском загрязнения воды, а также в зонах сохранения биоразнообразия или рядом с ними [25].

Как видим, ни по одному из параметров выше (ресурсы – добыча) Намибия не обладает конкурентным преимуществом. Более того, по всем компонентам, необходимым для водородного производства, она является импортером. 97 % кремниевых пластин и свыше 75 % фотоэлектрических модулей производится в Китае. Солнечные ячейки – в основном в Южной Корее, Малайзии, Китае и Вьетнаме.

Таким образом, зеленый водород ставит Намибию в зависимость не только от Запада (кредиты, технологии), но и от Китая (сырье, производство). Страна также будет нести бремя утилизации, ущерба окружающей природе и местным сообществам.

Намибии, по всей видимости, предназначена роль полигона для отработки новых технологий генерации энергии за счет имеющегося в стране потенциала ветра, солнца и доступа к океану.

Сейчас пока нельзя с уверенностью прогнозировать кратный рост спроса на ВИЭ, поскольку это упирается в возможности увеличения добычи ресурсов и способность горнодобывающей отрасли удовлетворить данные запросы. Реальные участники всей цепочки создания стоимости водорода на фоне имеющихся вызовов и угроз выражают неподдельную тревогу в связи с перспективами этого направления. В частности, отмечается большая пропасть между стратегическим и политическим видением и рыночной реальностью; слабое развитие электролизных мощностей (необходимы для производства водорода); неконкурентоспособные затраты на производство возобновляемого и низкоуглеродистого водорода; недоинвестирование и неразвитость инфраструктуры для производства и транспортировки водорода; административные барьеры и задержки в выделении средств; отсутствие долгосрочного спроса и инструментов поддержки спроса; недостаток ясности роли низкоуглеродного водорода в декарбонизации водородного рынка в Европе; от-

---

**Согласно Национальному  
ресурсному плану Намибии  
от 2022 года, предполагается  
к 2030-му производить 70–80 %  
электроэнергии внутри страны;  
к 2040 году – обеспечить всеобщий  
доступ к электроэнергии**

---



Добыча урана, проект Rössing

Источник: domdetaley.ru

сутствие эффективного видения и стратегии водородного импорта [27].

### Зачем экспериментировать с водородом, когда есть собственный уран?

Очевидно, что решение проблемы энергетической безопасности Намибии зависит от грамотных, своевременных и последовательных действий руководства страны. Проект производства зеленого водорода находится на начальном этапе развития и пока не может коренным образом изменить ситуацию с дефицитом энергии в стране. Но в случае его успеха и освоения принципиально новых технологий в энергетике он может принести ускоренное экономическое и технологическое развитие, сокращение безработицы, создание квалифицированных рабочих мест, повышение благосостояния граждан, в том числе местных общин.

Однако серьезным конкурентом водородной энергетики в будущем может стать добыча и производство урана для атомной промышленности. По его запасам и объему производства страна занимает четвертое место в мире: запасы – 497 900 тонн (8 % мировых), производство – 7333 тонны (12 % глобальной добычи) [28]. В пустыне Намиб располагается один из крупнейших урановых карьеров в мире Rössing. Там в 2024 году добыто 2205 тонн урана, или 4 % глобального производства [29].

Наличие запасов предполагает потенциальную возможность для развития атомной энергетики. Уран может стать тем самым конкурентным преимуществом, так необходимым Намибии для обеспечения собственной энергобезопасности. Сейчас, к сожалению, он в основном вывозится в другие страны (основные направления экспорта – Китай, Франция, Канада, ЮАР). Однако можно было бы подумать над тем, чтобы создать в стране условия и мощности для первичного обогащения урана. Этот шаг позволил бы создавать в стране добавленную стоимость, новые высококвалифицированные рабочие места, увеличить поступления в бюджет и стать залогом поступательного развития.

### Атомная энергетика – основа энергетической безопасности и уверенного будущего

Развитие искусственного интеллекта, майнинга, электромобилей ведет к резкому росту энергопотребления. Поэтому и была реанимирована атомная энергетика по всему миру. Недавно председатель Европейской комиссии Урсула фон дер Ляйен признала, что сокращение ядерной энергетики в Европе было «стратегической ошибкой» [31].

Атомная энергетика – отрасль, в которой Россия является неоспоримым глобальным лидером. «Росатом» строит АЭС в Египте, Турции, Бангладеш, а также пла-

нирует возвести набирающие популярность атомные станции малой мощности (АСММ) в Узбекистане, Мьянме, Шри-Ланке. Индия также объявила о тендере на строительство атомных реакторов мощностью 15 ГВт. Даже Литва заявила о планах по строительству атомной электростанции, хотя в 2009 году там был остановлен второй и последний блок Игналинской АЭС.

Очевидно, что энергетическая безопасность Намибии невозможна без надежного, бесперебойного и независимого от внешней конъюнктуры производства электроэнергии внутри страны. При этом в перспективе ее должно хватить не только для удовлетворения внутренних потребностей, но и для экспортных поставок. Это усилит позиции Намибии на континенте и принесет дополнительные средства в бюджет страны. Тем более что увеличение энергоспроса в ближайшие десятилетия, в частности среди государств Сообщества развития юга Африки (САДК), важным членом которого является Намибия, гарантировано поступательным развитием их экономик. Например, прогнозируется, что по итогам 2025 года темпы роста ВВП выше мировых будут иметь следующие государства – члены САДК: Замбия – 6,1 %, Танзания – 5,9 %, Эсватини – 5,6 %, Демократическая Республика Конго и Зимбабве – по 5 %, Коморские острова – 4,3 %, Мадагаскар – 3,9 %, Сейшельские острова – 3,6 % [32].

Эти страны входят в Южноафриканский энергетический пул (The Southern African Power Pool, SAPP) с целью создания общей энергосистемы и общего рынка электроэнергии в регионе САДК. Таким образом, Намибия, обладая атомной генерацией, могла бы стать нетто-экспортером электроэнергии в регионе, заменив сталкивающуюся с энергокризисом ЮАР, и получать стабильную валютную выручку, не зависящую от конъюнктуры цен на сырье. Динамично развивающиеся государства – члены САДК позволят гарантировать стабильный спрос на электроэнергию, что особенно важно для развития АЭС.

По всей видимости, в интересах Намибии строительство одной или нескольких АЭС именно малой мощности (до 300 МВт), которые как раз подходят для мест, где нет доступа к централизованным энергосетям или этот доступ ограничен.

К числу преимуществ АСММ можно отнести то, что они:

- являются надежным, стабильным, прогнозируемым источником электроэнергии;
- не требуют больших объемов воды для производства электроэнергии, что важно в условиях засушливого климата Намибии;
- обладают устойчивостью к нагрузкам, то есть способны подстраиваться под изменения спроса на электроэнергию;
- не требуют больших площадей для генерации значительного количества электроэнергии, что позволит сохранить земли для сельского хозяйства и жизненный уклад местных общин;
- являются «долгоиграющим» источником энергии, срок эксплуатации может быть сопоставим с большими АЭС – более 50 лет;
- разработаны с учетом строгих стандартов безопасности, минимизирующих риск аварий;
- оснащены новейшими технологиями, снижающими объем и токсичность радиоактивных отходов.

По всем параметрам АСММ – наиболее реальный способ достижения энергетической безопасности Намибии.

## Заключение

Помочь Намибии в создании ядерной энергетики могла бы Россия, обладающая необходимыми компетенциями и высококвалифицированными специалистами. В стране уже работает немало иностранных компаний. По-видимому, Намибии было бы полезно появление на внутреннем рынке еще одного игрока, чтобы повысить здоровую конкуренцию в области горнодобывающей промышленности и инфраструктуры.

Россия и Намибия – давние естественные союзники, имеющие схожие позиции по международным вопросам в настоящем и общее видение будущего мироустройства, в основе которого – создание условий для справедливого развития и доступа к новейшим технологиям всех стран. Так что фундамент для углубления двустороннего экономического сотрудничества имеется. Дело, как это часто бывает, за политической волей.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. *Hydrogen Demand // European Hydrogen Observatory*. URL: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>.
2. *EU primary energy consumption decreased by 1 % in 2024 // Eurostat*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20251215-2#:~:text=@%20Factory\\_Easy/Shutterstock.com,Source%20dataset:%20nrg\\_ind\\_eff](https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20251215-2#:~:text=@%20Factory_Easy/Shutterstock.com,Source%20dataset:%20nrg_ind_eff).
3. *Renewable Energy Directive III (RED III) – GHG threshold // International Energy Agency (IEA)*. URL: <https://www.iea.org/policies/27735-renewable-energy-directive-iii-red-iii-ghg-threshold>.
4. *Hydrogen Production // European Hydrogen Observatory*. URL: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>.
5. *EU's energy system: Hydrogen // European Commission*. URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen_en).
6. *Stimulating Clean Hydrogen Demand: The Current Landscape // Belfer Center for Science and International Affairs*. URL: <https://www.belfercenter.org/research-analysis/stimulating-clean-hydrogen-demand-current-landscape#:~:text=3,planned%20%20Mt%20of%20supply>.
7. *Clean Hydrogen Monitor 2025 // Hydrogen Europe*. URL: <https://horizoneuropencpportal.eu/sites/default/files/2026-01/hydrogen-europe-clean-hydrogen-monitor-2025-2025.pdf>.
8. *In focus: Hydrogen // European Commission*. URL: [https://energy.ec.europa.eu/news/focus-hydrogen-2025-10-14\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/focus-hydrogen-2025-10-14_en).
9. *World Development Indicators: Structure of value added // World Bank Group*. URL: <https://wdi.worldbank.org/table/4.2>.
10. *Namibia: Distribution of employment by economic sector from 2013 to 2023 // Statista, 2025*. URL: <https://www.statista.com/statistics/510207/employment-by-economic-sector-in-namibia/>.
11. *Namibia | Indicators // Statbase*. URL: <https://statbase.org/countries/na/>.
12. *National Energy Compact for Namibia*. URL: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/8450d99b2d1650281964a1e6125802d8-0010012025/original/Namibia-National-Energy-Compact-Mission-300.pdf.0>.
13. *Integrated Annual Report 2024 // NamPower*. URL: <https://www.nampower.com.na/Media/Document/559400c8-51a9-427d-8cbc-62021aac8d82.pdf>.
14. *Anixas II Power Station inaugurated as Namibia pushes for energy security // Namibia Economist, 2025*. URL: <https://economist.com.na/95851/mining-energy/anixas-ii-power-station-inaugurated-as-namibia-pushes-for-energy-security/>.
15. *Energy system of Namibia: Energy mix // International Energy Agency (IEA)*. URL: <https://www.iea.org/countries/namibia/energy-mix>.
16. *Namibia, 2024 // Climatescope is Bloomberg NEF*. URL: <https://www.global-climatescope.org/markets/namibia>.
17. *Electricity in Namibia, 2024 // The Observatory of Economic Complexity (OEC)*. URL: <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/electricity/reporter/nam?selector1151id=2024&selector1654id=percentage&selector1147id=growthOption&selector1148id=3>
18. *National Integrated Resource Plan (NIRP). October, 2022*. URL: [https://www.mme.gov.na/files/publications/611\\_NIRP\\_2022for\\_theElectricitySupplyIndustry\\_NamibiaSigned.pdf](https://www.mme.gov.na/files/publications/611_NIRP_2022for_theElectricitySupplyIndustry_NamibiaSigned.pdf).
19. *The landscape of green hydrogen in Namibia NewClimate // Institute for Climate Policy and Global Sustainability. November 2023*. URL: [https://newclimate.org/sites/default/files/2023-11/The%20landscape%20of%20green%20hydrogen%20in%20Namibia\\_nov2023.pdf](https://newclimate.org/sites/default/files/2023-11/The%20landscape%20of%20green%20hydrogen%20in%20Namibia_nov2023.pdf).
20. Гейтс Б. Как нам избежать климатической катастрофы. Решения, которые у нас есть. Прорывы, которые нам нужны. М., 2021. 336 с.
21. *Global Hydrogen Review 2024 // International Energy Agency (IEA)*. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf?locale=en>.
22. *Solar PV Global Supply Chains // International Energy Agency (IEA)*. URL: <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary>.
23. *Mineral Commodity Summaries 2025 // U.S. Geological Survey*. URL: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2025/mcs2025-silver.pdf>.
24. *Mineral Commodity Summaries 2025 // U.S. Geological Survey*. URL: <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2025/mcs2025-bauxite-alumina.pdf>.
25. *Copper facts // Government of Canada*. URL: <https://natural-resources.canada.ca/minerals-mining/mining-data-statistics-analysis/minerals-metals-facts/copper-facts>.
26. *Global Carbon Atlas*. URL: <https://globalcarbonatlas.org/emissions/carbon-emissions/>.
27. *Joint Statement Reality Check for European Hydrogen Policy to Adjust the Course*. URL: <https://cefic.org/app/uploads/2025/02/Joint-Statement-Reality-Check-for-European-Hydrogen-Policy-to-Adjust-the-Course.pdf>.
28. *World Uranium Mining Production // World Nuclear Association, September, 2025*. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production>.
29. *The largest-producing uranium mines in 2024 // World Nuclear Association*. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production>.
30. *EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation*. URL: [https://finance.ec.europa.eu/publications/eu-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-accelerate-decarbonisation\\_en](https://finance.ec.europa.eu/publications/eu-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-accelerate-decarbonisation_en).
31. *Reducing Europe's nuclear energy sector was "strategic mistake", EU chief says // Reuters*. URL: <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/reducing-nuclear-energy-strategic-mistake-eu-chief-says-2026-03-10/>.
32. *African Economic Outlook 2025*. URL: [https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/afdb25-01\\_aeo\\_highlights\\_english\\_020625.pdf](https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/afdb25-01_aeo_highlights_english_020625.pdf).

# Энергетическая стратегия Иркутской области как основа эффективного социально-экономического развития субъекта Федерации

## Irkutsk Region's Energy Strategy as a Basis for the Socioeconomic Development of the Federal Subject

Валерий СТЕННИКОВ  
Научный руководитель  
Института систем энергетики  
им. Л. А. Мелентьева СО РАН,  
профессор кафедры Теплоэнергетики  
Института энергетики ИРНИТУ,  
академик РАН, д. т. н.  
E-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV  
Scientific Director of the Melentyev Institute  
of System Energy of the Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences,  
Professor of the Irkutsk National Research  
Technical University Institute of Energy,  
Academician of the Russian Academy  
of Sciences, Doctor of Engineering  
E-mail: sva@isem.irk.ru

Владимир ГОЛОВЩИКОВ  
Главный специалист Института систем  
энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН,  
доцент Института энергетики ИРНИТУ,  
к. т. н.  
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

Vladimir GOLOVSHCHIKOV  
Chief Specialist of the Melentyev Institute  
of System Energy of the Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences,  
Associate Professor of the Irkutsk National  
Research Technical University Institute  
of Energy, PhD in Engineering  
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

Аннотация. Статья представляет основные положения выполненной ИСЭМ СО РАН по заданию руководства Иркутской области комплексной научно-исследовательской работы (НИР) «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года». Эта работа стала основой для подготовки постановления, утвердившего Энергостратегию Иркутской области и положившего начало ее реализации. Данная Энергостратегия в настоящее время является практически единственным в России документом, в котором на основе системного анализа и перспективного видения рассматриваются все отрасли ТЭК (нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетика, теплоснабжение), представленные в субъекте Федерации, во взаимосвязи территорий с централизованным энергоснабжением и локальными системами.

*Ключевые слова: Энергетическая стратегия, сценарии развития, топливно-энергетический комплекс, энергетический баланс*

Abstract. This article presents the main provisions of the comprehensive research project "Energy Strategy of the Irkutsk Region for the Period up to 2036 with a Target Vision to 2050", completed by the Institute of Energy Management SB RAS at the request of the Irkutsk Region leadership. This work served as the basis for the drafting of regulations that led to the Energy Strategy of the Irkutsk Region and initiated its implementation. This Energy Strategy is currently virtually the only document in Russia, based on a systems analysis and long-term vision for all areas of the fuel and energy complex (oil, gas, coal, electric power, and heat supply) represented in the constituent entities of the Federation, the territories interconnected with the centralized energy supply system, and local regions.

*Keywords: Energy strategy, development scenarios, fuel and energy complex, energy balance*

Иркутская ТЭЦ-10

Источник: aozio.ru



## Введение

Руководство Иркутской области (ИО) поручило ИСЭМ СО РАН выполнить комплексную научно-исследовательскую работу (НИР) «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года». Выбор 2036 года обусловлен временным горизонтом ССЭР ИО. При этом руководство ИО поставило перед исполнителем НИР задачу: результаты НИР должны стать основой для разработки постановления ИО по утверждению и началу реализации Энергостратегии региона. Разработка Энергостратегии основывалась на системном подходе, а также учитывались ранее принятые нормативно-правовые документы (НТД) с соответствующими изменениями, например [1–9], и многие новые, появившиеся за последние два года и имеющие важное отношение к энергетике, например: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года [5], Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года [6] и др.

Выполнение исследований проводилось в три взаимосвязанных этапа.

**Первый этап.** Анализ современного состояния топливно-энергетического комплекса Иркутской области (ТЭК ИО). Мониторинг основных индикаторов ранее разработанной «Стратегии развития ТЭК Иркутской области до 2030 года» по состоянию на 01.01.2023 с целью выявления существенных отклонений от обозначенных параметров и проблем текущего состояния.

**Второй этап.** Разработка общих направлений развития ТЭК ИО на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года с учетом:

- диапазона прогнозируемой стоимости энергоносителей и их сопоставления для разных направлений потребления: промышленность (сырье, топливные нужды), сельское хозяйство, жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ), социальная сфера, включая население;
- влияния внешних, российских и региональных факторов;

Газотурбинная электростанция Ватьеганского месторождения

Источник: корпоративная-книга.рф





Ангарск

Источник: tomic-energy.ru

- тенденций технологического развития, изменения ресурсов и др.

**Третий этап.** Конкретизация результатов второго этапа и разработка механизма программной реализации «Энергетической стратегии Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года».

Энергостратегия ИО в настоящее время является практически единственным в России документом, комплексно рассматривающим все отрасли ТЭК (нефтяную, газовую, угольную, электроэнергетику, теплоснабжение), представленные в субъекте Федерации, а также территории с централизованным энергоснабжением и локальными системами.

## Цели и задачи Энергостратегии

При выполнении данной НИР было необходимо учитывать два важных фактора:

1. Принятая Энергетическая стратегия РФ до 2030 года уже к 2020-му потребовала внесения изменений, так как стало ясно, что в представленном виде она не будет выполнена. И появились изменения в Стратегии с пролонгацией до 2035 года [7]. При этом развернутый анализ основных причин необходимых изменений не был выполнен.

2. Концептуальные положения, структура, некоторые показатели и выводы НИР «Стратегия развития топливно-энергети-

ческого комплекса Иркутской области до 2015–2020 годов и на перспективу до 2030 года» [8], выполненной ИСЭМ СО РАН в 2010–2012 годах, в целом были правильными, но потребовали существенной коррекции исходя из сложившихся к настоящему времени условий.

На основании вышесказанного целями Энергостратегии ИО являются формирование приоритетных направлений развития ТЭК ИО и входящих в него отраслевых подсистем (электро- и теплоэнергетики, угольной, нефте- и газодобывающей, нефтеперерабатывающей промышленности, нефтегазохимии, систем газоснабжения и газификации потребителей), минимизация инфраструктурных ограничений для экономического роста, удовлетворение перспективного спроса на энергоресурсы и

---

**Ресурсы газа Иркутской области способны обеспечить до 2036 года и на перспективу до 2050 года не только внутренние потребности, но и планируемые объемы экспортных поставок**

---

формирование сбалансированного топливно-энергетического баланса (ТЭБ) региона с учетом современных тенденций, рисков и угроз функционированию и развитию экономики и социальной сферы ИО.

Для достижения указанных целей были решены следующие задачи:

1. Проведен анализ современного социально-экономического состояния ИО, определена роль ТЭК в развитии региона, описаны характеристики ресурсной базы, обеспечивающей функционирование предприятий ТЭК области.
2. Предложены и исследованы сценарии развития отраслей ТЭК ИО в условиях необходимости повышения надежности энергоснабжения потребителей, обеспечения роста экономической и энергетической эффективности, перехода на инновационный путь развития, минимизации техногенной нагрузки на ИО.
3. В рамках определенных Энергостратегией сценариев сформированы перспективные топливно-энергетические балансы (ТЭБ), обеспечивающие динамичное социально-экономическое развитие ИО, ориентированные на использование инновационных технологий.
4. Определены направления деятельности органов государственной власти, орга-

нов местного самоуправления, субъектов энергетики, обеспечивающие опережающее развитие ТЭК с учетом роста экономического потенциала ИО.

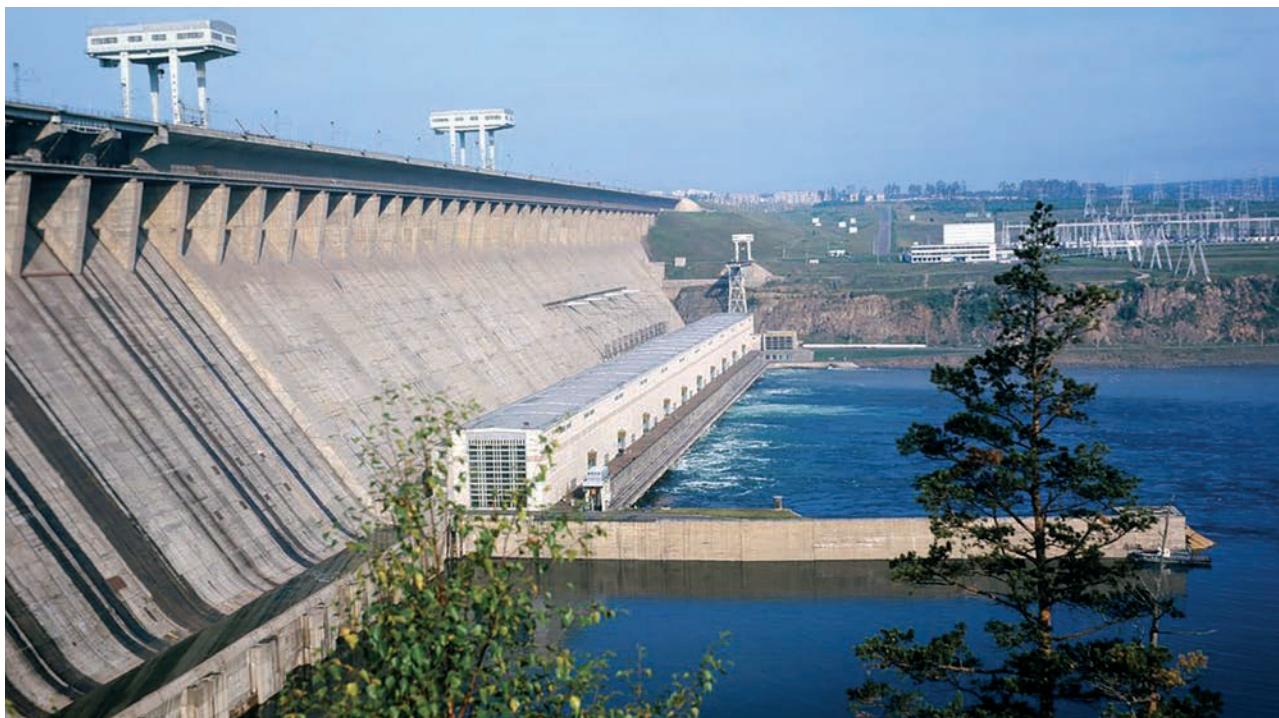
Результаты, полученные в рамках Энергостратегии, ориентированы на использование государственными органами различного уровня, ресурсоснабжающими, эксплуатационными и проектными организациями при разработке и реализации своих стратегий развития, инвестиционных проектов по реконструкции существующих и строительству новых энергетических объектов, а также при разработке и реализации программ по повышению энергетической эффективности ТЭК.

### Обобщенное современное состояние топливно-энергетического комплекса Иркутской области и входящих в него отраслевых систем

Выполненный системный анализ существующего состояния ТЭК ИО, включая SWOT-анализ с его сильными, слабыми сторонами, возможностями и угрозами, основанный также на данных, предоставленных энергокомпаниями и профильными

Братская ГЭС

Источник: warball.ru





Печное отопление в деревне

Источник: PrimDiscovery, depositphotos.com

министерствами, выявил наиболее острые проблемы в его отраслях, которые, с одной стороны, являются аналогичными для других регионов, а с другой – отражают особенности Иркутской области. К их числу могут быть отнесены:

- большая доля физически и морально изношенных основных производственных фондов (ОПФ) во всех отраслях ТЭК области (50–70 %);
- существенные потери электрической и тепловой энергии (в среднем более 10–15 %);
- преобладание угля в балансе котельно-печного топлива (около 70 % в 2023 году), с низкоеффективной работой энергооборудования, большим расходом топлива, ведущим к существенному загрязнению окружающей среды;
- значительная зависимость надежности электроснабжения потребителей от приточности водохранилищ ГЭС, которые составляют около 70 % в структуре электрогенерирующих мощностей области;
- зависимость энергообеспечения потребителей северных районов области от сезонного завоза энергоресурсов и (или) по «зимникам»;
- эксплуатация в отдаленных, труднодоступных населенных пунктах низкоэффективных и высокочрезвычайно затратных дизельных электростанций (ДЭС) и котельных, требующих больших бюджетных дотаций на топливо;
- наличие электросетевых ограничений, существенно снижающих возможности для подключения новых и увеличения подключенной мощности существующих потребителей, что приводит к обострению взаимоотношений электросетевых организаций и ООО «Иркутскэнергообит» с потребителями электроэнергии;

---

**По целевому сценарию предполагается рост потребления газа в регионе до 12,2 млрд м<sup>3</sup> к 2036 году и до 17,9 млрд м<sup>3</sup> к 2050-му. Наибольшую долю в потреблении газа займут ТЭС – 61 и 68 %**

---

- нарастание дефицита электрической мощности в южных районах ИО еще более усугубляет данную проблему;
- рост нерегулируемых цен и регулируемых тарифов на электро- и теплоэнергию тем-



Ново-Иркутская ТЭЦ

Источник: sibenergetic.ru

- пами, опережающими рост потребительских цен (тарифов) в ИО, с тенденцией к дальнейшему их увеличению;
- рыночная организация электроэнергетики ИО требует дальнейшего совершенствования, в том числе развития розничных рынков электро- и тепловой энергии, с выводом на них электростанций;
- при наличии крупных газовых месторождений в ИО уровень газификации региона один из самых низких в России (немногим более 1,4 % при среднероссийском 74,7 %).

### Базовые основы развития ТЭК Иркутской области и методы выполнения его исследований

На основе выявленных при SWOT-анализе сильных сторон и возможностей ТЭК ИО были конкретизированы приоритетные направления развития ТЭК области:

- повышение эффективности использования топлива и энергии;
- обеспечение требуемых уровней энергетической безопасности;
- освоение углеводородных ресурсов и газификация потребителей;
- обеспечение надежного и качественного энерго-, топливоснабжения всех потребителей области, особенно удаленных и изолированных от централизованного энергоснабжения;
- повышение конкурентоспособности иркутских топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и расширение их сбыта на внутреннем и внешних энергетических рынках.

Необходимо отметить ряд значимых факторов, которые принципиально влияют на результаты комплексного анализа и системных исследований приоритетных направлений развития ТЭК Иркутской области:

- существенная неопределенность будущего развития экономики и энергетических систем страны и субъектов Российской Федерации, объемов поставки региональных ТЭР на внутривоссийские и международные рынки, что потребовало взвешенного подхода к формированию сценариев развития ТЭК по этапам временного периода прогнозных исследований;
- ограниченное участие ИО в результатах освоения и развития ресурсного и хозяй-

ственного потенциала области в связи со сложившейся в стране практикой хозяйственного ведения;

- комплексность и системность исследований, которые включают многосторонние, многокритериальные оценки взаимозависимых с ТЭК видов экономической деятельности на территории;
- определение для ИО зон принятия решений (и управления) в ТЭК и ограничений со стороны федерального регулирования;
- необходимость сбора, анализа и согласования большого массива исходных данных, доступ к которым, как было отмечено выше, существенно ограничен.

### Сценарии развития ТЭК Иркутской области

По аналогии с программными документами ССЭР ИО до 2036 года и Прогнозом СЭР СФО на 2024–2036 годы, в которых рассматриваются два сценария развития экономики (консервативный и инновационный), в Энергостратегии на первых двух

этапах исследований рассматривались два аналогичных сценария развития ТЭК Иркутской области. На заключительном, третьем этапе был сформирован целевой сценарий, предлагаемый к реализации, в основе которого лежит инновационный сценарий.

Консервативный сценарий предусматривает экстенсивный рост отраслей преимущественно добывающей промышленности и металлургии, продолжение реализации уже начатых инвестиционных проектов в различных сферах хозяйства. В целом этот сценарий предполагает сдержанное развитие экономики и сохраняет на перспективу ресурсно-ориентированную модель развития области.

Следует отметить, что рассмотрение консервативного сценария в значительной степени обусловлено существующими рисками и угрозами (и возможным их усилением), выявленными в SWOT-анализе.

Инновационный сценарий предусматривает создание и приоритетное развитие высокотехнологичных и наукоемких отрас-

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение

Источник: irk.ru



лей (газохимической, авиационной, фармацевтической и др.), расширение газификации населения и социального сектора, переход на технологии с низким уровнем выбросов парниковых газов для достижения директив политики декарбонизации. Этот сценарий предполагает, что будут максимально использоваться существующие сильные стороны и возможности ТЭК ИО и их усиление в будущем.

В Энергостратегии проводится сравнение сценариев и сопоставление достигаемых ими основных показателей развития, прогнозируемых диапазонов производства и потребления энергоресурсов, а также влияния на развитие энергетики Иркутской области внешних, внутрироссийских и региональных факторов, включая риски и угрозы развитию ТЭК.

Временной интервал, в котором рассматриваются стратегические показатели развития ТЭК, представлен опорными годами периода с 2022–2023 по 2036 год с целевым видением до 2050-го.

На основе сценариев развития экономики области сформированы и рассчитаны основные макроэкономические показатели развития, определены уровни потребления электрической и тепловой энергии, топливных ресурсов по отраслям экономики с учетом основных инвести-

ционных проектов в промышленности, строительстве и социальной сфере.

## Общие замечания

Анализ важнейших макроэкономических показателей ИО, изменения, происходящие в освоении ресурсного и развитии производственного потенциала территории и потребности в этих ресурсах для покрытия прогнозируемого спроса на них, подтверждают то, что область имеет хорошие перспективы среди регионов СФО. В выпускаемой продукции преобладают энергоемкие производства минерально-сырьевого и перерабатывающего комплексов, что в свою очередь исторически позволило сформировать один из крупнейших в России и СФО топливно-энергетических комплексов. В настоящее время бюджет области более чем на 40 % формируется за счет налоговых поступлений от ТЭК, из которых около 25 % – за счет добычи нефти и газа.

При разработке Энергостратегии учитывались следующие базовые принципы: 1. Рассматриваемые сценарии имеют достаточно широкий диапазон макроэкономических показателей. Консервативный сценарий характеризуется высокой

Ярактинское месторождение, Иркутская область

Источник: vseгда-pomnim.com





Ковыктинское месторождение

Источник: gazprom.ru

---

**Экспорт угля в консервативном сценарии остается на современном уровне (3,1 млн т/год), в инновационном увеличится к 2050 году до 5,7 млн т/год, в целевом – до 6,6 млн т/год**

---

угольной составляющей и сдержанными темпами развития экономики области, тогда как реализация инновационного и целевого сценариев соответствует активному росту экономики и в большой степени зависит от появления сетевого газа, получаемого по магистральному газопроводу (МГП) «Сила Сибири – 2», с Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), а также северных месторождений природного газа Иркутской области. Вероятность сооружения МГП «Сила Сибири – 2» и, как следствие, появления «сухого» газа в ИО, к сожалению, пока достаточно невысокая, несмотря на подписанный в 2025 году меморандум по строительству этого МГП между РФ и КНР.

2. В связи с относительной неполнотой и большой неопределенностью исходной информации и предполагаемых перспективных условий, формирующих будущее ТЭК ИО, применялся принцип преемственности сценариев, когда при выполнении базовых предпосылок происходит переход от одного сценария к другому (изменяется траектория движения), обеспечивающему реализацию стратегических направлений Энергостратегии в условиях новых вызовов, рисков и угроз.
3. Рассматриваемые сценарии содержат значительную угольную генерацию (ТЭЦ и котельные), поэтому выполнить мероприятия по направлению «Чистый воздух» на основании поручения президента страны в полном объеме в регионе невозможно. В такой ситуации улучшение экологической обстановки возможно только на локальном уровне. Для выполнения комплексной программы «Чистый воздух» в ИО требуется масштабная газификация с использованием сетевого газа.

### Потребление топливно-энергетических ресурсов

Перспективное потребление ТЭР в консервативном сценарии развития экономики составит к 2036 году 25,7 млн тонн

## Для улучшения экологической ситуации на территории озера Байкал следует вывести из эксплуатации 25 действующих угольных котельных с переносом их тепловой мощности на новые к 2036 году

условного топлива (т у.т.), к 2050-му – 30,4 млн т у.т. и увеличится по сравнению с 2022 годом в 1,4 и 1,6 раза соответственно. В инновационном – 32,2 и 37,2 млн т у.т. с увеличением в 1,7 и 2,0 раза соответственно.

Объем электропотребления в консервативном сценарии по сравнению с 2023 годом увеличится к 2036-му в 1,4 раза и составит 76,9 млрд кВт·ч; к 2050-му – в 1,7 раза (92 млрд кВт·ч). В инновационном и целевом сценариях электропотребление

увеличится к 2036 году по сравнению с 2023-м в 1,7 раза (92,7 млрд кВт·ч), к 2050-му – в 2,1 раза (112 млрд кВт·ч).

Рост теплопотребления с умеренным темпом роста по консервативному сценарию оценивается в 40,8 млн Гкал к 2036 году и в 44,1 млн к 2050-му. По инновационному сценарию, подразумевающему устойчивый рост потребления тепловой энергии относительно 2022 года, – до 43,8 млн и 51,6 млн Гкал соответственно.

Для обеспечения прогнозной потребности в энергоресурсах сформированы уровни производства ТЭР для трех сценариев развития энергетики. Основным фактором, влияющим на развитие ТЭК, является необходимость широкомасштабного использования природного газа и, соответственно, развитие газовой отрасли.

### Газовая отрасль

На начало 2023 года в ИО суммарные запасы природного и попутного газа составляют 3500 млрд м<sup>3</sup>, запасы ценного сырья (гелия) на 11 месторождениях – 5,8 млрд м<sup>3</sup>. Степень разведанности этих ме-

Байкальск

Источник: sdelanounas.ru



## По инновационному и целевому сценариям предполагается рост добычи газа в регионе до 39,8 млрд м<sup>3</sup> к 2036 году и до 40,1 млрд м<sup>3</sup> к 2050-му

сторождений не превышает 16,3 %. Сохраняются хорошие перспективы открытия новых месторождений и прироста запасов.

Обеспеченность достигнутого уровня добычи балансовыми запасами у основных газодобывающих компаний в регионе (ПАО «Газпром», ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Группа компаний ИНК, АО «НК Дулисьма», АО «Братскэкогаз», ООО «СибГаз») в целом превышает 100 лет.

Имеющиеся ресурсы газа области способны обеспечить на период до 2036 года и на перспективу до 2050 года не только внутренние потребности региона, включая

развитие газификации и газохимии, но и значительные планируемые объемы экспортных поставок.

Консервативный сценарий исходит из того, что до 2036 года планируется газифицировать только северные районы ИО, а также отдельные районы вдоль Транссибирской магистрали. На юге области по этому сценарию газификация будет осуществляться после 2036 года при подаче газа по МГП «Сила Сибири – 2», сроки сооружения которого, как отмечалось выше, пока не определены. Ввиду того, что по нему будет поставляться «сухой газ» (в основном метан), химическая промышленность юга области останется без ценных компонентов для развития газохимии.

Инновационный и целевой сценарии предполагают, что в северные районы ИО будет обеспечено дополнительное поступление газа по предлагаемому новому МГП от северных месторождений. Планируется, что газификация потребителей основного промышленного пояса на юге ИО начнет осуществляться к 2033 году за счет газа Ковыктинского ГКМ, поставляемого по газопроводу Ковыкта – Саянск – Иркутск при условии его сооружения (рис. 1).



Рис. 1. Развитие газовой отрасли в Иркутской области

Структура поставок газа по районам Иркутской области, месторождения газа и магистральные газопроводы

Газифицируемый район	Источник газа	Компания (недропользователи)	Магистральный газопровод	Объемы поставок газа, млрд м <sup>3</sup>			
				2036	%	2050	%
Братский	Братское ГКМ	АО «Братскэкогаз» (ПАО НК «Роснефть»)	Братское – Братск	0,2	1,8	0,23	1,7
Усть-Кутский	Ярактинское, Марковское НГКМ	Группа компаний ИНК	Ярактинское – Марковское – Усть-Кут	0,81	7,1	0,73	5,3
	Верхнечонское, Дулисьминское НГКМ	ПАО «ВЧНГ» (ПАО НК «Роснефть»), АО «Дулисьма»	Верхнечонское – Дулисьминское – Усть-Кут	1,5	13,2	1,87	13,7
Южные районы области от Жигаловского до Шелеховского	Ковыктинское ГКМ	ПАО «Газпром»	Ковыктинское – Саянск – Иркутск	7	61,9	7	51,1
Казачинско-Ленский, Киренский			«Сила Сибири – 1»	0,06	0,6	0,07	0,5
Южные районы области от Тайшетского до Шелеховского	Газ ЕСГ		«Сила Сибири – 2»	1,74	15,4	3,81	27,8
Всего				11,3	100	13,7	100

Прогнозируется строительство МГП Ковыктинское – Саянск – Иркутск протяженностью 622 км. МГП определяет объекты, при строительстве которых предусматриваются меры государственной поддержки. Этим решается проблема обеспечения химической промышленности «жирным» газом.

На севере планируется строительство МГП Верхнечонское – Дулисьминское – Верхнемарково – Усть-Кут протяженностью 475 км для подачи газа на Усть-Кутский ГПЗ и Ленскую ТЭС.

Потребители вдоль Транссибирской магистрали будут снабжаться газом от иркутского участка МГ «Сила Сибири – 2» длиной около 800 км.

Прогнозируется, что газификация собственно населения к 2050 году достигнет 33,4 %.

По целевому сценарию предполагается рост потребления газа в регионе до 12,2 млрд м<sup>3</sup> к 2036 году и до 17,9 млрд м<sup>3</sup> к 2050-му. При этом в общем объеме наибольшую долю в потреблении газа займут тепловые электростанции (ТЭС) – 61 и 68 % соответственно. Доля предприятий составит 34 и 28 % соответственно, котельных – 3 %, а населения – менее 2 %. При таких показателях газификация и газоснабжение в Иркутской области будут приближаться к среднероссийским. Интенсивный рост потребления газа потребует существенного увеличения добычи газа в Иркутской области. По консервативному сценарию она будет характеризоваться ростом до 31,3 млрд м<sup>3</sup> к 2036 году и до 30,3 млрд м<sup>3</sup> к 2050-му. По инновационному и целевому сценариям предполагается рост добычи газа в регионе до 39,8 млрд м<sup>3</sup> к 2036 году и до 40,1 млрд м<sup>3</sup> к 2050-му.

### Угольная промышленность

Территориальная производственная структура угольной отрасли по сценариям развития ТЭК имеет существенные отличия в зависимости от реализации ССЭР ИО, программы газификации, развития угольной генерации и других аспектов, учитываемых при разработке сценариев. В 2023 году было добыто 17,3 млн т угля. Значи-

## Добыча нефти на эксплуатируемых месторождениях области достигла пика, в дальнейшем необходимо проведение оптимизации и интенсификации притоков нефти, усиление геолого-технических работ

тельные ресурсы и запасы в области позволяют развивать угольную отрасль за счет постоянного пополнения балансовых запасов, которые главным образом представлены каменным углем (80 %). Из всех разведанных запасов доля пригодных для отработки наиболее эффективным открытым способом составляет 95 %.

Планируется, что развитие угледобычи будет направлено на создание углехимических производств, а также на умеренное развитие экспорта угля после 2030 года. Экспорт угля в консервативном сценарии остается на современном уровне (3,1 млн т/год), в инновационном увеличится к 2050 году до 5,7 млн т/год, в целевом – до 6,6 млн т/год. При этом надо учитывать, что в настоящее время угольная отрасль ИО столкнулась с такими же

Черемховский угольный разрез, Иркутская область

Фото: Ирина Пенских, irksib.ru





Верхнеконское нефтегазоконденсатное месторождение

Фото: Максим Корчагин, ТАСС

проблемами, как и в других регионах страны, связанными с вывозом угля за пределы Иркутской области, обусловленными пропускной и провозной способностью БАМа и ВСЖД, а также высокими ж/д тарифами. Снижение в перспективе уровня добычи угля в Иркутской области, вызванное также сокращением поставок на рынки сбыта в трансграничные регионы, и, как следствие, снижение экспортных поставок из региона может привести к социальной напряженности в угольной отрасли.

### Нефтяная промышленность

Добыча нефти на основных эксплуатируемых месторождениях ИО достигла пиковых значений, поэтому в дальнейшем необходимо проведение мероприятий по оптимизации и интенсификации притоков нефти в скважины, усиление геолого-технических работ. В рассматриваемой перспективе в области сохраняется экспортно-ориентированная добыча нефти. Перспективными районами нефтедобычи являются Чонская группа месторождений на севере области по границе с Республикой Саха (Якутия) и северо-западная часть Катангского района. Извлекаемые запасы оценены в 375 млн т нефти, с общим потенциалом в 1,3 млрд т нефти (по прогноз-

ным ресурсам). При этом предусматривается формирование соответствующей трубопроводной инфраструктуры с новых месторождений.

Развитие нефтепереработки связано с модернизацией Ангарского НПЗ с целью увеличения глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, повышения их качества при максимальном использовании отечественных технологий и оборудования. Эти мероприятия определяются долгосрочной стратегией ПАО «НК «Роснефть» на основе нефтяных ресурсов Западной Сибири.

Вся нефть, добываемая на северных месторождениях, с большой вероятностью будет поступать в магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) для экспортных поставок, а также, воз-

---

**Доля ТЭК в валовой добавленной стоимости для целевого сценария составит к 2036 году 33–34 %, а к 2050-му может достигнуть 40–42 %**

---

можно, будет направляться на переработку на Хабаровский и Комсомольский НПЗ.

## Электроэнергетика

Электроэнергетическая система ИО является одной из крупнейших в стране. Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы области составляет 13,12 ГВт, из которых 9,16 ГВт приходится на ГЭС и 3,96 ГВт – на тепловые электростанции, большинство из которых ТЭЦ. Протяженность линий электропередачи в Иркутской области по состоянию на конец 2024 года составляет: ЛЭП 0,4 кВ – 22 тыс. км, ЛЭП 6-35 кВ – 24,8 тыс. км, ЛЭП 110 кВ – 3,9 тыс. км, ЛЭП 220 кВ – 2,95 тыс. км,

Генсхема) [5], Энергетической стратегией Российской Федерации до 2050 года [6], Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы (далее – СиПР 2025–2030) [10], с последующей ежегодной коррекцией (2026–2031 и т.д.). Эти директивные документы разрабатываются в соответствии с действующими нормативно-техническими документами (НТД). При этом анализ действующих документов перспективного развития электроэнергетики, а также фактического состояния электроэнергетики в ИО показал, что имеется ряд проблем и факторов, которые не в полной мере учитываются в НТД и, как следствие, в директивных документах перспективного развития электроэнергетики. В частности, имеются недостатки прогнозирования перспективного электропотребления. Например, прогнозируемый непокрываемый дефицит электрической мощности в юго-восточных районах ОЭС Сибири, определенный в действующей СиПР 2025–2030, значительно отличается от предыдущих (СиПР 2024–2029, СиПР 2023–2028). Запоздавающие прогнозы роста электропотребления приводят к несвоевременному принятию решений по строительству новых электросетевых и генерирующих объектов, из-за чего возникают ситуации с затягиванием сроков технологического присоединения новых потребителей к электросетям. Систематически возникает ситуация перегрузки центров питания 110–220 кВ в зимний период (максимум нагрузки, в том числе из-за электроотопления), что приводит к аварийным и вынужденным отключениям потребителей электроэнергии в период экстремальных холодов. И это все происходит на фоне длительных сроков строительства генерирующих и электросетевых объектов, обусловленных длительностью процедур по проектированию, прохождению экспертиз, выделению земельных участков, проблемами с финансированием и др.

Ожидаемый рост конечного электропотребления с 56,7 млрд кВт·ч в 2023 году до 92 млрд кВт·ч к 2050-му по консервативному сценарию и до 112 млрд кВт·ч по инновационному и целевому сценарию потребует соответствующего развития генерации и электросетей.

На рисунке 2 в обобщенном виде представлено территориальное развитие структуры электроэнергетики ИО с основными

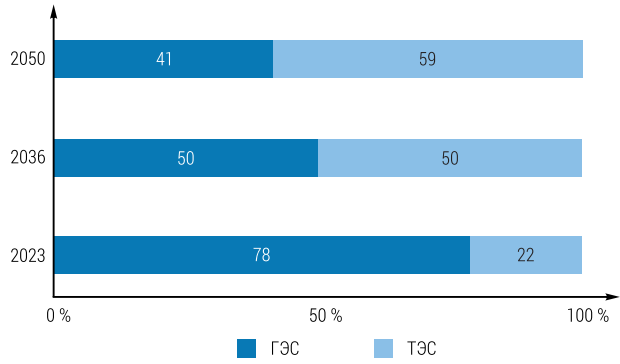
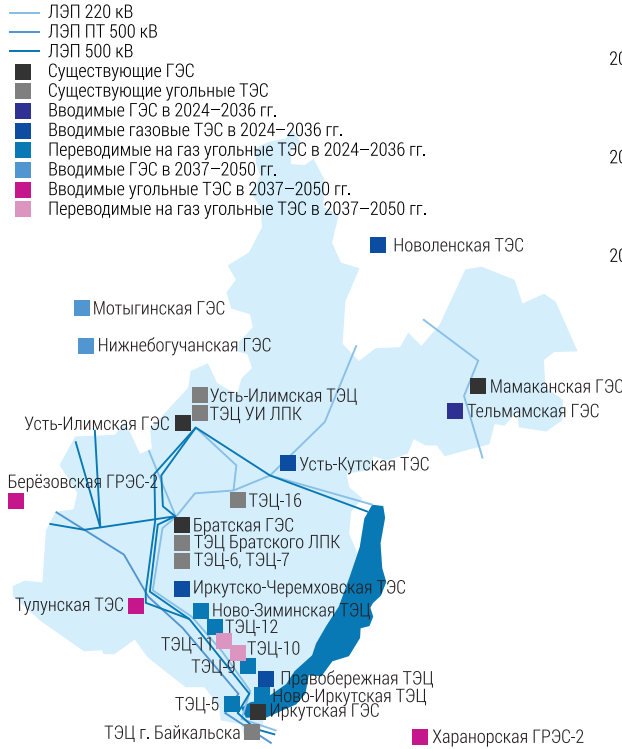
---

### **Ожидаемый рост электропотребления с 56,7 млрд кВт·ч в 2023 году до 92 млрд кВт·ч к 2050-му по консервативному и до 112 млрд кВт·ч по целевому сценарию потребует развития генерации и электросетей**

---

ЛЭП 500 кВ – 3,2 тыс. км. Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории ИО осуществляет филиал акционерного общества «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ). Иркутская энергосистема входит в состав Объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири, являясь составной частью Единой энергетической системы (ЕЭС) России. Большинство основных фондов энергосистемы региона входит в холдинг «Эн+».

Развитие электроэнергетики Иркутской области осуществляется в соответствии со стратегическими документами страны: Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (далее –



ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ПРОГНОЗИРУЕМОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ТРЕБУЕТСЯ ВВОД НОВЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ И СТАНЦИЙ. НА УГЛЕ ДЛЯ ОБОИХ СЦЕНАРИЕВ ПРЕДУСМАТРИВАЮТСЯ:

- Тулунская ТЭС (3600 МВт), строительство 2033–2050 гг.
- ТЭЦ-10, новый блок (230 МВт), строительство к 2030 г.
- ТЭЦ-11, новые блоки (920 МВт), строительство к 2030 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО К УГОЛЬНЫМ СТАНЦИЯМ И БЛОКАМ ПРЕДУСМАТРИВАЕТСЯ ВВОД ТРЕХ ГАЗОВЫХ ТЭС:

- ПГУ ТЭС (450 МВт) в Иркутско-Черемховском энергорайоне, строительство к 2033 г.
- Ленская (Усть-Кутская) ПГУ ТЭС (1200 МВт), строительство к 2033 г.
- Правобережная ТЭС, г. Иркутск (650 МВт), строительство к 2033 г.
- Ввод Тельмановской ГЭС (450 МВт), строительство к 2033 г.

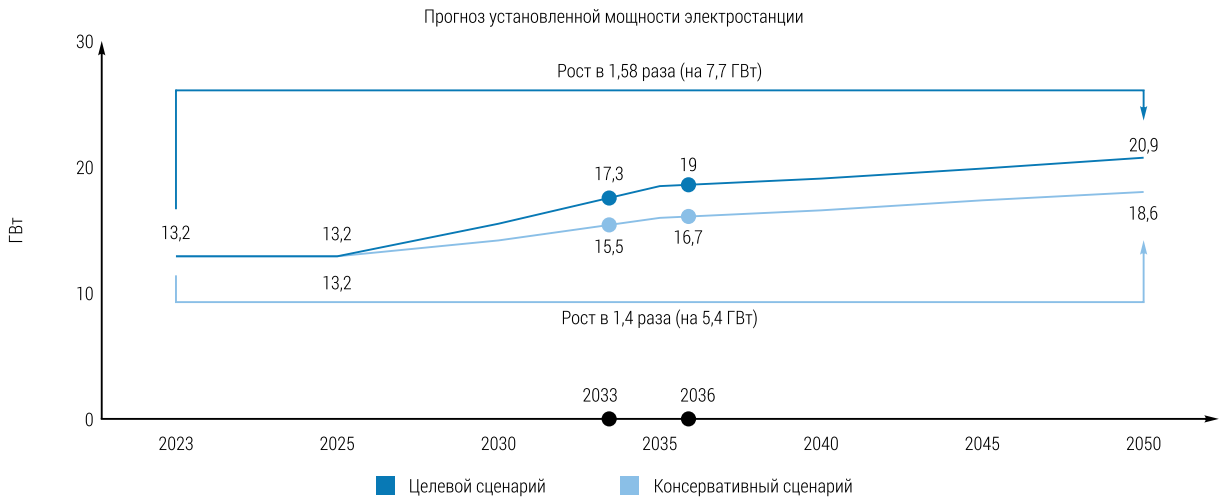
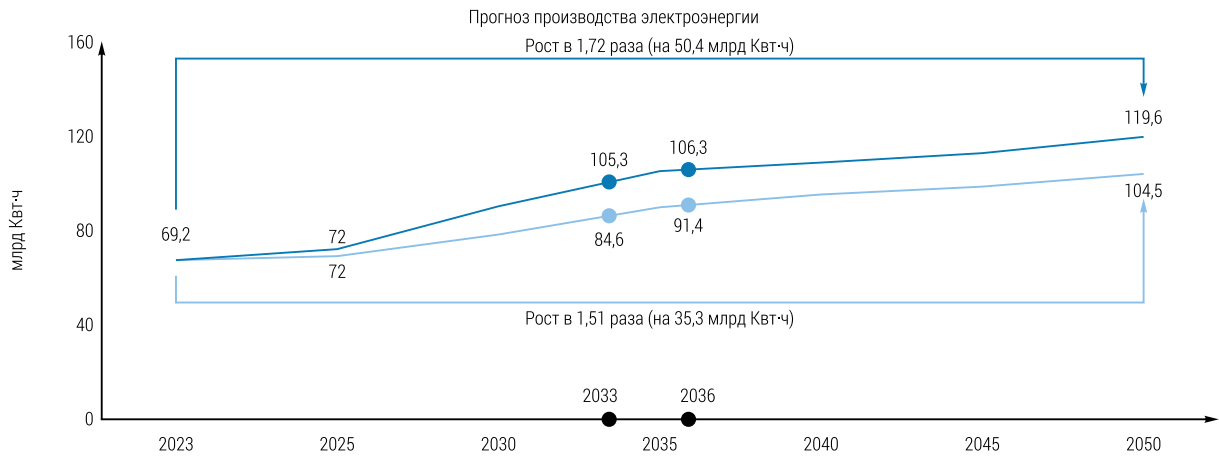


Рис. 2. Территориальная структура электроэнергетики

показателями по консервативному и целевому сценарию.

К сожалению, из перечисленных электростанций строительство ТЭС в г. Усть-Куте и в Тулунско-Черемховском районе не предусмотрено в СиПР.

### Электросетевая инфраструктура

Развитие электросетевого комплекса (ЭСК) – это одно из важнейших направлений в электроэнергетике, поскольку формирование локальных дефицитов электрической мощности в значительной степени связано именно с электрическими сетями.

Состояние электросетевого комплекса Иркутской области, как отмечалось выше, характеризуется рядом острых проблем, связанных с высоким износом основных фондов, аварийностью в сетях, медленным снижением уровня потерь электроэнергии, несвоевременным выполнением ремонтных работ, развитием сетей и т.д. В Энергостратегии детально рассматривались три крупнейшие территориальные электросетевые организации (в ИО восемь ТСО),

Ново-Иркутская газовойугольная электростанция  
Источник: irk.sibdom.ru



## Электроэнергетическая система Иркутской области является одной из крупнейших в стране.

**Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы достигает 13,12 ГВт**

так как именно они обеспечивают почти 90 % рынка электросетевых услуг (по объему выручки): АО «ИЭСК», ОГУЭП «ОКЭ», АО «БЭСК». При этом акцент сделан в основном на распределительные сети напряжением 35 кВ и ниже, где существуют наиболее острые проблемы и к которым подключено большинство потребителей. Системообразующей ТСО (СТСО) в ИО является АО «ИЭСК», входящее в структуру «Эн+».

В соответствии с НТД перечень мероприятий по электросетевому строительству объектов 110 кВ и выше согласовывался с решениями Генсхемы и СиПР. В этих документах представлен ряд важных электросетевых объектов, которые имеют прямое отношение к ЭСК ИО. Например, предлагается к началу 2030-х годов осуществить строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из Красноярского края через Иркутскую область, Республику Бурятия, Забайкальский край и далее на восток пропускной способностью порядка 1,4 ГВт, напряжением +/- 500 кВ (400 кВ), протяженностью более 1400 км с установкой преобразовательного оборудования. Строительство ППТ предполагается осуществить за счет средств федерального бюджета (ПАО «Россети»), это может обеспечить экономию затрат ИО («Эн+») на сооружение альтернативных протяженных ЛЭП переменного тока напряжением 500 кВ, а также возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью с использованием пропускной способности электрической сети.

Вместе с тем по данному проекту возникает много вопросов по техническим ре-



Иркутск

Источник: MaykovNikita, depositphotos.com

шениям, по его реализации и т.п. В России не производится высоковольтное оборудование большой мощности на сверхвысокое напряжение для преобразовательных подстанций (инверторы и выпрямители), поэтому потребуется использование импортного оборудования с соответствующими рисками при строительстве и эксплуатации данной ППТ. Эти причины не позволяют однозначно определить необходимость планируемой ППТ для повышения надежности и качества электроснабжения потребителей ИО. Планируемая к сооружению ППТ направлена, как заявлялось, на усиление связи ОЭС Сибири и Дальнего Востока. Но ее ограниченная пропускная способность и существующие ЛЭП не

обеспечат создания полноценного объединенного оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) второй ценовой зоны Сибири и Дальнего Востока, а также существенного снижения дефицита электрической мощности на юге ИО. Кроме того, для расстояний 1400–1500 км необходима ППТ напряжением не менее 800 кВ. В связи с этим в Энергостратегии в качестве альтернативного варианта предлагается увеличить пропускную способность существующих ЛЭП 500 кВ Братск – Иркутск прокладкой дополнительной цепи ВЛ 500 кВ переменного тока г. Тулун (Зима) – подстанция Ключи (в районе г. Иркутска) ориентировочной протяженностью около 400 км.

Значительный комплекс проблем скопился в распределительных электросетях ТСО напряжением 35 кВ и ниже. Для их решения целесообразно разработать в 2026 году (не позднее 2027 года) с участием базовых ТСО конкретную областную программу приоритетного развития сетей данного класса напряжения. В настоящее время именно эти сети приобретают новое качество в связи с увеличением нагрузки потребителей низкого напряжения (с 4 до 28 %), повышением их активности по управлению своим спросом, интеграцией в них распределенной генерации энергии, включая ВИЭ и системы накопления энергии, и, наконец, интеллектуализацией и созданием умных сетей. Все эти изменения обуславливают трансформацию подходов к преобразованию и развитию распределительного ЭСК.

---

**В России не производится высоковольтное оборудование большой мощности на сверхвысокое напряжение для преобразовательных подстанций (инверторы и выпрямители), поэтому потребуется использование импортного оборудования**

---

Потери электроэнергии при ее передаче (см. SWOT-анализ) и расход электроэнергии на собственные нужды электростанций согласно проведенному анализу к концу расчетного периода в среднем должны сократиться до 7–10 %.

В Энергостратегии предложены базовые принципы развития электрических сетей в иркутской энергосистеме:

1. Достаточно точный прогнозный уровень потребления для конкретных центров питания (существующих и перспективных) должен определяться с перспективой не менее 10–15 лет.
2. Центры питания 110 кВ и выше, а также распределительные сети 35 кВ и ниже, от которых запитаны потребители, должны быть рассчитаны исходя из реального, а не заниженного коэффициента одновременности нагрузок.
3. Планы строительства электрических сетей для выдачи мощности новых генерирующих мощностей должны быть синхронизированы со сроками ввода энергоблоков и появлением новых потребителей.
4. Развитие магистральных электрических сетей, включая межсистемные ЛЭП пе-



ЛЭП в Иркутской области Источник: energomost.com

ременного и постоянного тока сверхвысокого напряжения, должно обеспечивать выдачу и передачу мощности и энергии генерирующих источников, их взаиморезервирование, системную надежность и эффективное функционирование энергосистемы в целом.

5. Трансформация территориальной электросетевой структуры должна быть направлена на развитие системообразующих и распределительных электрических

УПДТ на Ярактинском месторождении

Источник: ИНК



сетей с целью снижения существующего дефицита электрической мощности, снижения аварийности, минимизации износа и своевременного подключения нагрузки потребителей. Это должно быть согласовано с планами развития региона, территорий и удовлетворять техническому переоснащению систем и требованиям появляющихся новых типов энергоемких потребителей, таких как центры обработки данных, электротранспорт, электроотопление и др.

Реализация приведенных положений потребует внесения изменений в нормативно-технические документы по прогнозированию нагрузок, принципам построения распределительных электрических сетей (включая методические указания по проектированию развития энергосистем).

В Энергостратегии особо отмечается, что развитие электросетевой инфраструктуры напряжением 110 кВ и выше иркутской энергосистемы согласуется с директивными документами планирования: Генсхемой, СиПР.

Планируемое развитие электросетевой инфраструктуры характеризуется следую-

---

## **Угольная отрасль Иркутской области столкнулась с такими же проблемами, как и в других регионах страны, связанными с вывозом угля, низкой пропускной способностью БАМа и ВСЖД и высокими ж/д тарифами**

---

щими обобщенными прогнозируемыми показателями (в том числе на основе данных ТСО ИО). Для всех классов напряжения (0,4; 6–35; 110–500 кВ) планируется построить:

- к 2036 году (от уровня 2024-го) 11 тыс. км ЛЭП и 4100 подстанций;
- к 2050 году дополнительно 12 тыс. км ЛЭП и дополнительно ввести более 5500 новых ПС.

Плотина Иркутской ГЭС, Иркутск

Источник: energosmi.ru



Планы строительства ЛЭП 110, 220 и 500 кВ к 2036 и 2050 году будут уточняться согласно СИПР при ежегодной актуализации электросетевого комплекса ИО.

При прогнозируемых больших объемах строительства электростанций и электросетей имеются существенные риски невыполнения требуемых объемов и сроков строительства новых объектов по организационным, техническим, экономическим причинам (неувязка планов, недостаток кадров, затягивание регламентных работ, недостаток финансирования, нехватка оборудования и др.).

### Система теплоснабжения

Необходимые мероприятия в сфере развития теплового хозяйства до 2050 года для консервативного и целевого сценариев и прогноз потребления тепловой энергии приведены на рисунке 3. Эти мероприятия предполагают строительство новых блоков на угле и на газе, строительство электрокотельных в г. Байкальске, а также перевод действующих угольных теплоисточников на газ (см. раздел «Газовая отрасль»). Суммарная вводимая тепловая мощность к 2030 году для всех трех сценариев оценивается в размере 643,8 Гкал/ч.



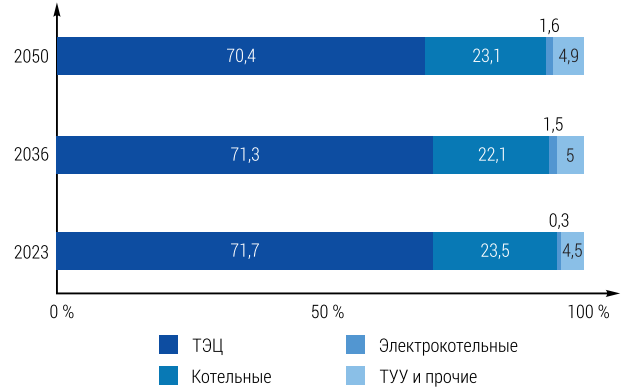
Деревня на Байкале зимой Источник: nature.baikal.ru

Если будет осуществлена газификация юга области вдоль трассы МГ «Сила Сибири – 2», то становится возможным строительство новых газовых котельных взамен существующих или перевод их на газ. В консервативном сценарии к 2050 году необходимо построить 183 новые котельные мощностью до 20 Гкал/ч, в инновационном сценарии временной период этих мероприятий рассматривается в пределах до 2036 года, а в целевом предусмотрен более ускоренный темп ввода новых газовых котельных – до 2033 года. Прогно-

Черемховский угольный разрез, Иркутская область

Фото: Ирина Пенских, irksib.ru





Строительство новых источников тепловой энергии

Показатель	г. Иркутск		г. Байкальск		г. Усть-Кут
	НИ ТЭЦ	Правый берег р. Ангары	Правый берег р. Ангары	Город	Город
Место расположения	НИ ТЭЦ	Правый берег р. Ангары	Правый берег р. Ангары	Город	Город
Год ввода	2027		2033	2025-2026	2026
Тип источника	Котельная	Котельная	ТЭЦ	Котельная	Котельная
Тип топлива	Уголь	СУГ	Газ	Электроэнергия	Щепа
Собственник	ООО «БЭК»			МО г. Байкальск	МО г. Усть-Кут
Мощность, Гкал/ч	300	150	1200	159	34,8
Обозначение	■	■	■	■	■

**ПЕРЕВОД КОТЕЛЬНЫХ НА ГАЗ**

Программа газификации Иркутской области:  
 22 котельные суммарной мощностью 226 Гкал/ч к 2033 г.  
 МГ «Сила Сибири – 2»:  
 183 котельных мощностью 372 Гкал/ч к 2033 г.  
 11 котельных мощностью 605 Гкал/ч к 2036 г.  
 28 котельных мощностью 26 Гкал/ч к 2050 г.

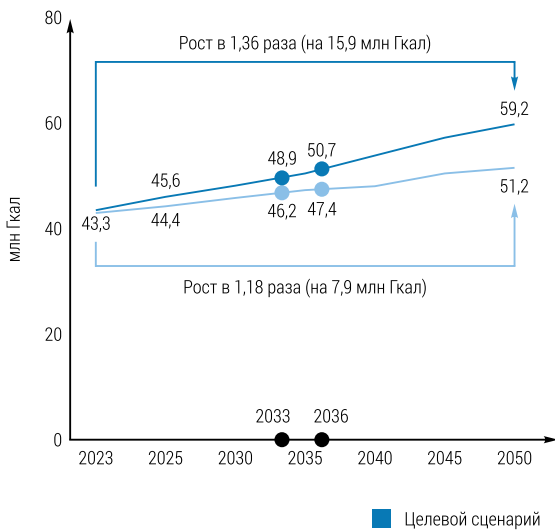
**ПЕРЕВОД КОТЕЛЬНЫХ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ**

Центральная экологическая зона Байкальской природной территории:  
 9 котельных мощностью 18 Гкал/ч к 2033 г.  
 16 котельных мощностью 96,5 Гкал/ч к 2036 г.

**ПЕРЕВОД ТЭЦ ООО «БЭК» НА ГАЗ**

Иркутск (НИ ТЭЦ), Ангарск (ТЭЦ-9, ТЭЦ-10) к 2033 г.  
 Шелехов (ТЭЦ-5), Черемхово (ТЭЦ-12), Саянск (НЗ ТЭЦ) к 2036 г.  
 Усолье-Сибирское к 2050 г.

Прогноз производства тепловой энергии



Прогноз потребления тепловой энергии

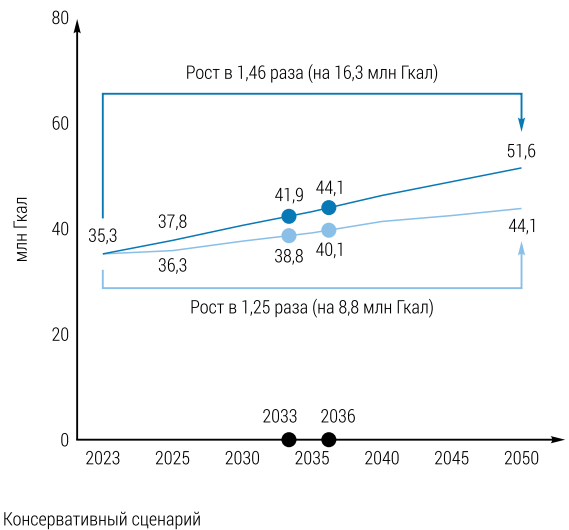


Рис. 3. Развитие системы теплоснабжения Иркутской области

зируемая суммарная мощность новых газовых котельных мощностью до 20 Гкал/ч каждая составляет 372 Гкал/ч. В то же время для инновационного и целевого сценариев предусмотрено строительство еще 11 новых газовых котельных вместо угольных и мазутных, мощность каждой из которых – более 20 Гкал/ч.

Реконструкция угольных котельных в консервативном сценарии должна быть осуществлена в период с 2037 по 2050 год. Для 279 котельных установленной мощностью 429,1 Гкал/ч в инновационном и целевом сценариях срок модернизации и реконструкции сокращается до 2036 года; дополнительно до 2050-го предполагается модернизация и реконструкция еще 88 котельных области мощностью 670,3 Гкал/ч.

Для решения задачи улучшения экологической ситуации на территории центральной экологической зоны озера Байкал следует вывести из эксплуатации 25 действующих угольных котельных с переносом их тепловой мощности на новые электротельные (в зоне централизованного электроснабжения) к 2036 году в инновационном и целевом сценариях. Экологические эффекты от такой замены для области оцениваются в виде высвобождения из топливного баланса угля в количестве 175 тыс. т/год, снижения выбросов:

---

**Для реализации мероприятий, предусмотряемых в Энергостратегии Иркутской области на перспективу до 2036 года с целевым видением до 2050-го, потребуется 10–13 трлн руб. в ценах 2023 года**

---

трокотельные (в зоне централизованного электроснабжения) к 2036 году в инновационном и целевом сценариях. Экологические эффекты от такой замены для области оцениваются в виде высвобождения из топливного баланса угля в количестве 175 тыс. т/год, снижения выбросов:

Линия электропередачи (ЛЭП)

Источник: rosseti.ru





Ковыктинское месторождение

Источник: gazprom.ru

до 9 тыс. т/год загрязняющих веществ и до 280 тыс. т/год диоксида углерода, а также уменьшения образования золошлаковых отходов в количестве до 20 тыс. т/год.

Планирование развития централизованного теплоснабжения на базе теплофикации в городах ИО для всех сценариев будет осуществляться в соответствии с разработанными схемами теплоснабжения. Инновационный и целевой сценарии дополнительно учитывают возможную реализацию проекта газификации ИО от МГП: КГКМ – Саянск – Иркутск и «Сила Сибири – 2». В рамках данного направления в инновационном сценарии предусмотрено строительство новой газовой ТЭЦ (лучший вариант – ГТУ-ТЭЦ) в г. Иркутске мощностью 1200 Гкал/ч к 2033 году для покрытия растущего дефицита тепловой мощности и повышения надежности теплоснабжения потребителей, а также для снижения дефицита электрической мощности. Целевой сценарий рассматривает масштабный перевод дей-

ствующих угольных ТЭЦ на газ в г. Иркутске и Ангарске к 2033 году, в Черемхово и Саянске к 2036 году и в Усолье-Сибирском к 2050-му (см. раздел «Газовая отрасль»).

Приведение теплосетевого комплекса области, физический износ которого составляет более 60 %, к нормативным показателям эксплуатации предполагает реализацию комплексной поэтапной реконструкции.

Для достижения нормативного уровня состояния тепловых сетей в области необходимо провести замену 2500 км изношенных магистралей. Фактические темпы перекладки тепловых сетей (1,2 % в год) не позволяют решить данную задачу. Инновационный сценарий предполагает полное устранение износа в тепловых сетях к 2050 году с темпами ежегодной перекладки 140 км, а целевой сценарий рассматривает максимальные темпы в объеме 260 км с приведением состояния тепловых сетей к нормативным показателям к 2036 году.

## Локальная энергетика

На территории области вне зоны централизованного энергоснабжения в рассматриваемой перспективе сохранится (плюс появится новая) производственная, добывающая деятельность, а также останется проживать население. В северных районах ИО это будут в первую очередь нефте- и газодобывающие компании, обрабатывающие производства. Прогнозируется, что производство электроэнергии автономными электростанциями добывающих предприятий к 2036 году составит порядка 2–2,1 млрд кВт·ч. В качестве топлива будет использоваться природный и попутный газ.

Все рекомендованные в Энергостратегии мероприятия для повышения эффективности электроснабжения от автономных дизельных электростанций (ДЭС) направлены на снижение расходов дизельного топлива.

Перспективная территориальная структура локальной энергетики (включая прогноз потребления ТЭР и др.) в ИО представлена на рисунке 4.

Подключение коммунально-бытовых потребителей изолированных территорий к энергосистеме прогнозируется только для трех-пяти населенных пунктов, которые обеспечат снижение потребления дизельного топлива в инновационном и целевом сценариях на 3,6 тыс. т у.т.



Село Пономаревка, Иркутская область  
Источник: zhaubasar, depositphotos.com

Использование на ДЭС сжиженного природного газа (СПГ) планируется в целевом сценарии также в пяти населенных пунктах с объемом потребления 1,2–1,6 тыс. т у.т. к 2050 году.

В Энергостратегии показано, что значительный потенциал возобновляемых природных энергоресурсов ИО обеспечивается наличием 9 % общероссийского гидропотенциала, 9 % ресурсов биомассы, 6 % энергии малых водотоков, 5 % гелиопотенциала, 2 % ресурсов низкопотенциального тепла и 3 % ветропотенциала России.

Перспективной зоной строительства ГЭС является Ленско-Бодайбинский район. Наиболее востребованными здесь могут быть три гидроэлектростанции: Тельмамская (450 МВт), Бодайбинская (650 МВт) и Сигнайская (600 МВт) суммарной установленной мощностью 1690 МВт. Наиболее веро-



Бурение скважин на Ковыктинском месторождении

Источник: «Газпром»

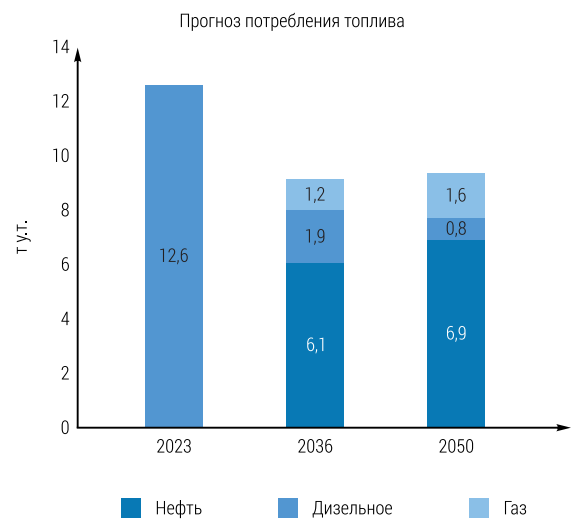
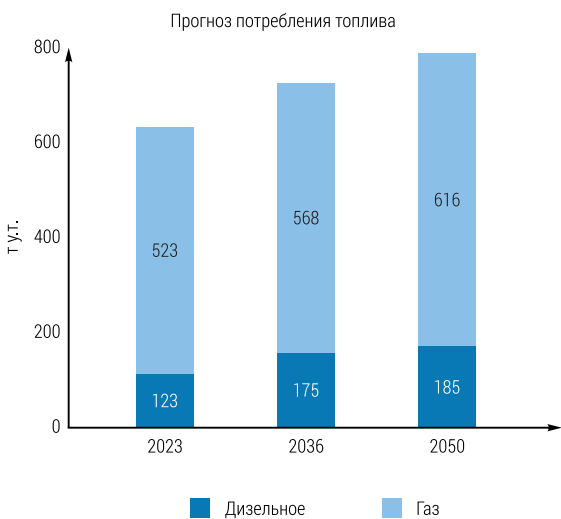
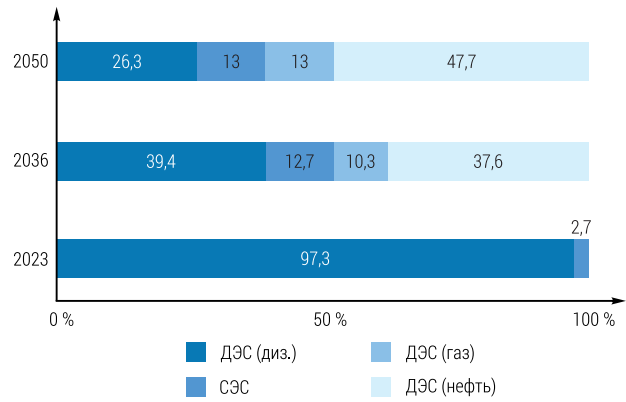
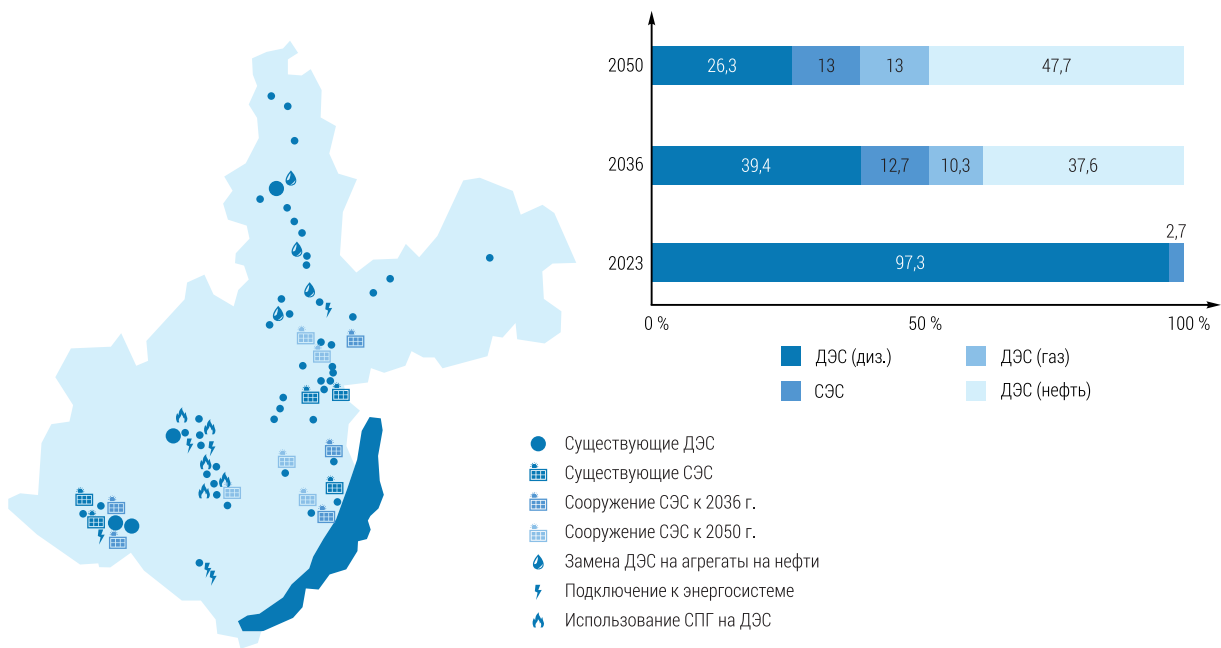


Рис. 4. Территориальная структура локальной энергетики

ятым может быть сооружение Тельмамской ГЭС после 2031 года, так как она вошла в утвержденную Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики РФ до 2042 года [5]. В перспективе возможно строительство мини- и микро-ГЭС мощностью от десятков до сотен кВт для энергоснабжения потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения. Представляется целесообразным рассмотреть возможность строительства нескольких деривационных и русловых ГЭС (мощностью до 5–100 МВт) на реках Китой и Иркут, если планы сооружения крупных ТЭС и новых блоков на существующих ТЭЦ не будут реализованы в полном объеме.

По ветропотенциалу и запасам геотермальных ресурсов территория области относится к числу неперспективных. Однако использование ветропотенциала в ограниченных объемах возможно на западном побережье озера Байкал (в Ольхонском районе).

Показатели гелиоэнергетического потенциала создают предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье озера Байкал и острова Ольхон. Суммарная мощность ВИЭ (СЭС) к 2050 году может составить для инновацион-

---

**Систематически возникает ситуация перегрузки центров питания 110–220 кВ в зимний период (максимум нагрузки, в том числе из-за электроотопления), что приводит к аварийным и вынужденным отключениям**

---

ного и целевого сценариев 1,9 и 2,4 МВт соответственно, что позволит снизить объем потребления дизельного топлива на 0,6–0,7 тыс. т у.т. В 2026 году планируется начать работу по рассмотрению возможности восстановления комбинированной ветро-солнечно-дизельной электростанции в с. Онгурен, которая была построена в 2012 году. В настоящее время требуется ее модернизация и реконструкция.

Следует отметить, что для целей энергетики целесообразно использовать дре-



Ярактинское месторождение, Иркутская область

Источник: [sinco.pro](http://sinco.pro)

весные отходы лесной отрасли ИО (после рубок остается до 47–49 % объема), которая располагает большими ресурсами, в виде топливной щепы и пеллет.

Для повышения надежности и обеспечения всесезонного снабжения потребителей на труднодоступных территориях в России целесообразно создание инновационного вида транспорта – беспилотных грузовых дирижаблей (БГД) грузоподъемностью до 30–60 т. К таким территориям в ИО относятся, например, многие районы на побережье озера Байкал.

## Водородная энергетика

В Иркутской области водород производится (более 70 тыс. т/год) на АНХК (г. Ангарск) и используется преимущественно в качестве сырья при производстве нефтепродуктов; в небольшом объеме – в пищевой, химической и других отраслях промышленности. Для снижения эмиссии парниковых газов данный серый водород предполагается заменить зеленым (кроме нужд АНХК), получаемым при электрохимическом производстве, а в качестве источника электроэнергии использовать

ГЭС, расположенные в регионе. Вследствие высоких затрат на транспортировку и хранение водорода, его производство целесообразно осуществлять рядом с местами использования. Предполагается, что это будут г. Ангарск, Иркутск и Братск.

При создании центров по производству зеленого водорода и для снижения загрязнения воздушного бассейна крупных городов и промышленных центров области предусматривается его использование в качестве топлива на автотранспортных средствах.

Также предполагается возможность применения водорода в составе рабочего тела для инновационного вида транспорта – беспилотных грузовых дирижаблей (БГД). В рамках опытно-промышленной эксплуатации БГД могут использоваться для доставки негабаритных грузов в удаленные районы ИО.

## Перспективные топливно-энергетические балансы

В Энергостратегии перспективные топливно-энергетические балансы разработаны по опорным годам рассматриваемого пе-

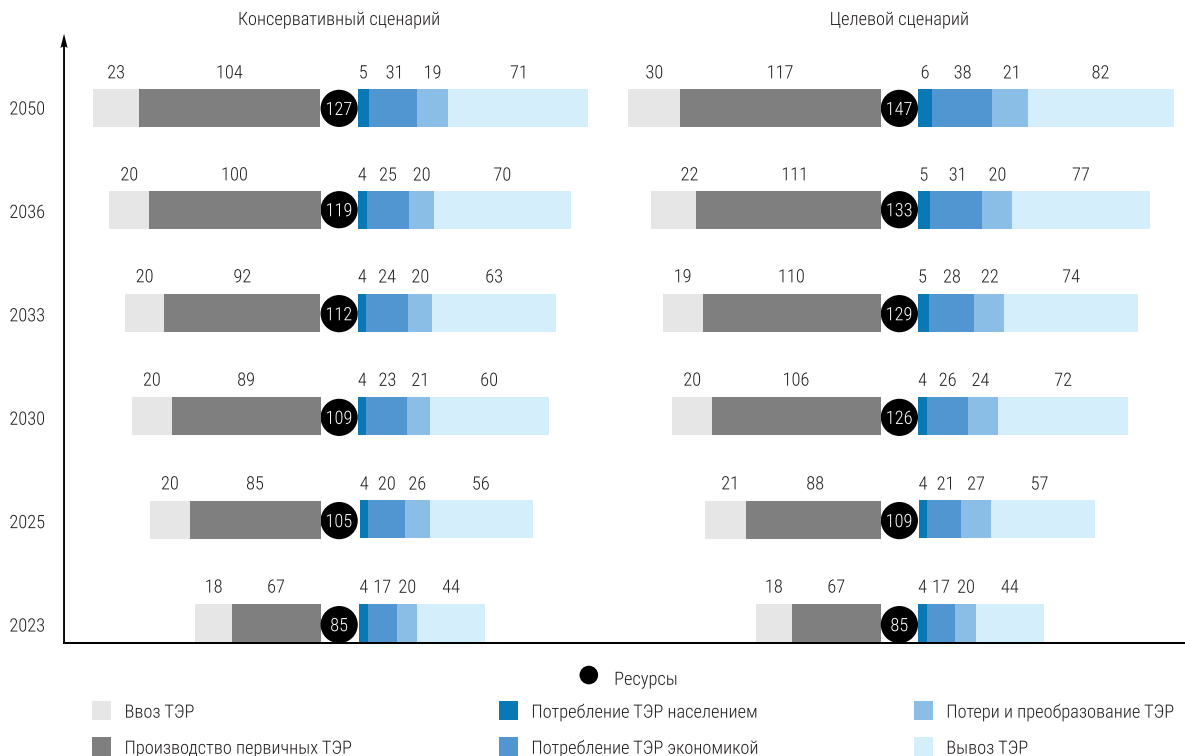


Рис. 5. Перспективные топливно-энергетические балансы в Иркутской области, млн т у.т.

риода для всех сценариев развития и включают в себя отраслевые (однопродуктовые) балансы электрической и тепловой энергии, угля, нефти и природного газа (рис. 5).

Основные количественные показатели прогноза потребления и производства всех ресурсных составляющих ТЭК ИО были приведены выше. В инновационном и целевом сценариях выработка и электропотребление сбалансированы в 2033 и 2036 годах, однако к 2050-му, возможно, возникнет необходимость коррекции баланса из-за неопределенности ситуации на достаточно длительном интервале прогноза до 2050 года. Прогнозируемое суммарное производство тепловой энергии в ИО увеличится к концу рассматриваемого периода на 36,5 %. Суммарное потребление тепловой энергии к 2050 году увеличится на 45,9 %.

Рост потребности в угле ИО будет обеспечиваться в основном за счет развития собственной угледобычи. Прогнозируется, что объемы вывоза угля в инновационном и целевом сценариях возрастут к 2050 году на 2,5 млн и 3,4 млн т по сравнению с 2022 годом (при отсутствии негативных причин, указанных в разделе «Угольная промышленность»).

Перспективные балансы газа в инновационном и целевом сценариях характеризуются ростом его добычи и потребления во всех сферах хозяйственной деятельности области. Планируется, что к 2036 году появятся значительные объемы потребления газа электростанциями, котельными и промышленными предприятиями. К 2050 году Иркутская область может стать регионом с высоким уровнем газификации и по-



Байкальск

Источник: baikal.mk.ru

ребления газа при условии выполнения всех мероприятий, приведенных выше (см. раздел «Газовая отрасль»).

На основе однопродуктовых балансов в Энергостратегии составлены перспективные топливно-энергетические балансы по опорным годам рассматриваемого периода (2025, 2030, 2033, 2036, 2050) для трех сценариев: консервативного, инновационного и целевого.

В целом Иркутская область характеризуется значительным потреблением топливно-энергетических ресурсов, которое в рассматриваемом периоде будет только увеличиваться: в зависимости от сценария к 2050 году рост составит от 1,5 до 1,8 раза от уровня 2023-го.

### Социально-экономическая и бюджетная эффективность

Доля ТЭК в валовой добавленной стоимости для целевого сценария составит к 2036 году 33–34 %, а к 2050-му может достигнуть 40–42 %.

Прогнозируемый уровень налоговых поступлений в консолидированный бюджет области от ТЭК в целом, согласно сценариям развития экономики и ТЭК, имеет ряд важных отличий. В консервативном сценарии к 2036 году будет достигнут уровень в 139 млрд руб. в год, к 2050-му – 152 млрд руб. в год; в целевом сценарии – 153 млрд и 171 млрд руб. в год соответственно. При

---

**Консервативный сценарий характеризуется высокой угольной составляющей и сдержанными темпами развития, тогда как реализация инновационного и целевого сценариев зависит от появления сетевого газа**

---



Ново-Иркутская ТЭЦ, Иркутская область

Источник: IgorFe, foto.ru

этом в консервативном сценарии развития ТЭК налоговые доходы в региональный бюджет обеспечиваются главным образом нефтедобывающей отраслью. Они вырастут к 2036 году в 1,5 раза (до 72,4 млрд руб.), а к 2050-му – в 1,7 раза (до 75,3 млрд руб.). В инновационном и целевом сценариях прогнозируется масштабная реализация газоснабжающих и газоперерабатывающих проектов, что должно обеспечить повышение объемов налоговых платежей от ТЭК в консолидированный бюджет области. По этим

сценариям налоговые доходы бюджета от ТЭК возрастут к 2036 году в 1,7 раза и в 1,9 раза к 2050-му. Дополнительный рост налоговых доходов прогнозируется за счет развития магистрального и сетевого регионального трубопроводного транспорта, роста газодобычи, производства электро- и теплоэнергии и освоения новых газохимических производств. Они дадут в сумме по целевому сценарию 52,1 млрд руб. в 2036 году и 59,6 млрд руб. в 2050-м.

Сравнение сценариев развития ТЭК в перспективе до 2036 года с целевым видением до 2050-го по их бюджетной эффективности указывает на предпочтительность целевого сценария как по глубине газификации региона, так и по налоговым доходам в консолидированный бюджет области.

---

**Потери при передаче и расход электроэнергии на собственные нужды электростанций согласно проведенному анализу к концу расчетного периода в среднем должны сократиться до 7–10 %**

---

### Оценка энергетической безопасности

Проведен индикативный анализ существующего и перспективных уровней энергетической безопасности (ЭБ) Иркутской области с учетом значений важнейших ин-



Добыча угля, Иркутская область

Источник: depositphotos.com

дикаторов в соотношении с их пороговыми значениями. Относительные удельные веса конкретных индикаторов в общей системе их ценности максимально учитывались в реализации сценариев развития энергетики и сферы энергопотребления в Иркутской области.

Индикативный анализ перспективных состояний ЭБ Иркутской области с учетом складывающихся особенностей энергоснабжения показал, что производственная и ресурсная обеспеченность системы топливо- и энергоснабжения располагается в зоне приемлемых значений при реализации всех сценариев развития ТЭК.

Возможности удовлетворения потребностей в котельно-печном топливе (КПТ) из собственных источников региона характеризуются как устойчиво приемлемые на всю анализируемую перспективу.

Следует отметить, что за последние три года на юге региона возник дефицит электрической мощности, который пока не приводит к критической ситуации с энергетической безопасностью в целом по Иркутской области, за исключением южных регионов.

В целом в пределах приемлемых значений ЭБ находятся и другие важные показатели: уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10-процентный прирост потребления) на территории региона, степень износа основных производственных фондов энергетического хозяйства региона (исключая распределительные электро- и тепловые сети и коммунальные котельные), отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний пятилетний период к установленной мощности региона, балансовая надежность электроэнергетики.

---

**Для всех объектов энергетики выбросы загрязняющих веществ в атмосферу снижаются как к 2036 году (на 88 тыс. т), так и к 2050-му (на 95 тыс. т) относительно уровня 2022 года**

---

### Оценка экологической безопасности

Анализ перспективных направлений развития энергетики области показал, что целевой сценарий характеризуется наибольшим соответствием экологическим требованиям. Для всех объектов энергетики выбросы загрязняющих веществ в атмосферу снижаются как к 2036 году (на 88

---

**Суммарные запасы природного и попутного газа в ИО составляют 3500 млрд м<sup>3</sup>, запасы гелия на 11 месторождениях – 5,8 млрд м<sup>3</sup>. Степень разведанности этих месторождений не превышает 16,3 %**

---

тыс. т), так и к 2050-му (на 95 тыс. т) относительно уровня 2022 года. В структуре выбросов загрязняющих веществ по энергообъектам как в настоящее время, так и в перспективе преобладают выбросы ТЭС и котельных, работающих на угле.

В целевом сценарии в период до 2036 года осуществляется перевод на газовое топливо шести ТЭС, что позволит снизить выбросы на 206 тыс. т/год, однако ввод

угольных ТЭС (новых блоков) дает прирост выбросов в 103 тыс. т.

В целом по всем энергообъектам области для целевого сценария газификация ТЭС, котельных и сектора конечного потребления позволяет к 2036 году достичь уровня выбросов 436 тыс. т против 524 тыс. т в 2022 году. Тенденция снижения выбросов загрязняющих веществ сохраняется до 2050 года, при этом они оцениваются на меньшем уровне (429 тыс. т) за счет дальнейшей газификации угольной ТЭС-11 и котельных вдоль трассы газопровода «Сила Сибири – 2». Вместе с тем сроки его сооружения, как отмечалось выше, остаются неопределенными.

Следует еще раз отметить, что без масштабной газификации Иркутской области выполнение программы «Чистый воздух» невозможно. Улучшение экологической обстановки будет достигаться только на локальном уровне.

Значительным экологически положительным фактором в настоящее время является существенная доля потребления населением для нужд отопления электрической энергии вместо органического топлива.



Бурение скважины

Источник: Dyshlyuk depositphotos.com

## Дорожная карта (план мероприятий)

Для реализации Энергостратегии была разработана дорожная карта (план мероприятий), содержащая развернутый план необходимых мероприятий, объемы, сроки их выполнения и т.д. Из предложенной дорожной карты следует выделить некоторые важные аспекты.

1. В период с 2025 по 2030 год преодолевается дефицит электрической мощности и энергии. В 2031–2033 годах осуществляется замена физически изношенного и морально устаревшего оборудования на новое. Часть угольных мощностей переводится на газ для реализации проекта «Чистый воздух». В 2037–2050 годах завершается формирование современ-

---

**Рост теплотребления по консервативному сценарию оценивается в 40,8 млн Гкал к 2036 году и в 44,1 млн к 2050-му. По инновационному сценарию он прогнозируется в 43,8 млн и 51,6 млн Гкал**

---

ного электроэнергетического комплекса для удовлетворения потребностей в электроэнергии экономики и социальной сферы Иркутской области.

2. Обновляются и растут электрогенерирующие мощности и электросетевая инфраструктура, снижается удельный расход топлива на производство электроэнергии, снижается средневзвешенный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций, снижаются потери электроэнергии при передаче.
3. Для реализации мероприятий Энергетической стратегии уже на первом этапе (2025–2030) предполагается начать поставки газа с северных месторождений. На втором этапе (2031–2033) требуется построить МГ Ковыкта – Саянск – Ир-



ЛЭП, Иркутская область  
Источник: DesignPicsInc, Depositphotos.com

- кутск, а для переработки газа модернизировать Саянский ГПЗ. Богатый ценными попутными компонентами газ Ковыктинского месторождения позволит создать и развивать газохимические производства, ориентированные на выпуск конечной продукции с высокой добавленной стоимостью. Строительство иркутского участка МГ «Сила Сибири – 2» позволит обеспечить необходимые дополнительные объемы сухого газа на юге области для снижения угольной генерации.
4. На всех этапах необходимо усилить работы по проведению геологоразведочных работ во всех отраслях ТЭК: газовой, нефтяной и угольной.
  5. Необходимо применение передовых технологий по всей отраслевой цепочке ТЭК от производства до потребления ТЭР, включая ликвидацию зависимости от экспортных материалов и технологий.
  6. Переход на потребление в области низкоуглеродного газового топлива станет важнейшим фактором сокращения выбросов парниковых газов, снижения негативного воздействия на окружающую среду.
  7. Развитие водородной энергетики рассматривается как одна из возможных движущих сил инновационного развития экономики и ТЭК области.
  8. Для реализации мероприятий, предусмотренных в Энергостратегии Иркутской области на перспективу до 2036 года с целевым видением до 2050-го, потребуется 10–13 трлн руб. в ценах 2023 года, из них в период до 2036 года – 6–8 трлн руб. Основная часть инвестиций приходится на нефтегазовый комплекс и электроэнергетику.
  9. Налоговые платежи в региональный бюджет по целевому сценарию увеличатся к 2036 году по сравнению с 2023-м в 1,6 раза, к 2050 году – в 1,9 раза.

### Ожидаемые результаты реализации Энергостратегии

Оценка ожидаемых результатов по сценариям развития ТЭК области представлена в виде индикаторов, которые сравниваются между собой и позволяют выявить наиболее привлекательный и реализуемый сценарий.



Бурение скважины, ИНК

Источник: ИНК

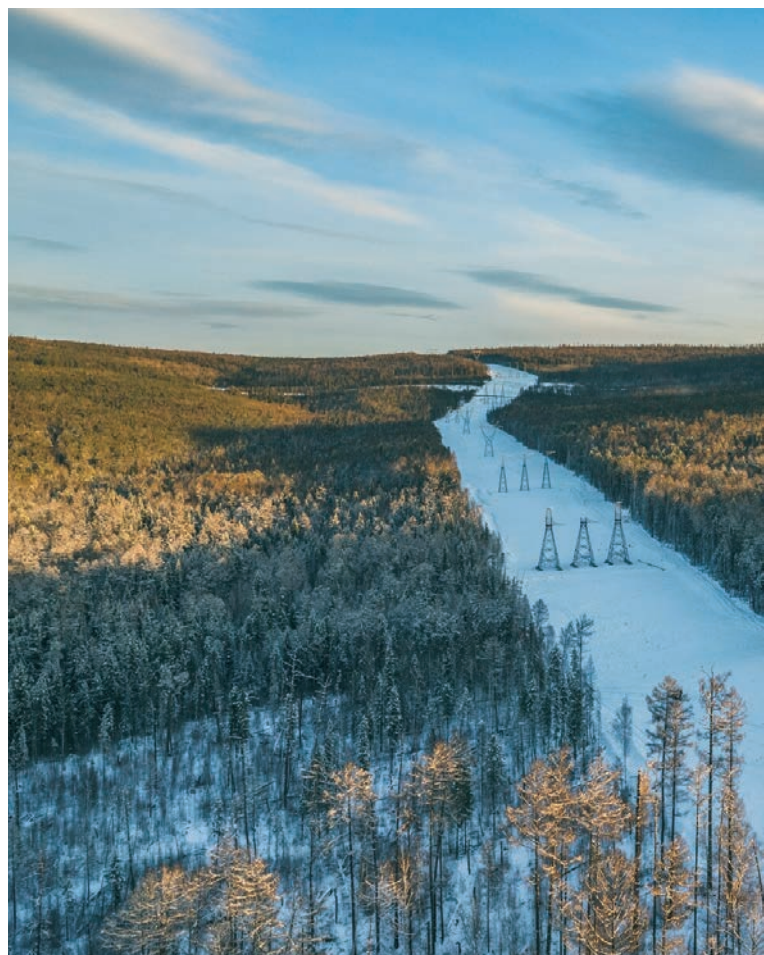
Ниже приведены только некоторые из этих показателей (более детально см. выше).

1. Энергоемкость валового регионального продукта Иркутской области по сравнению с 2022 годом:
  - в консервативном сценарии к 2036 году останется примерно на том же уровне, к 2050-му снизится на 20 %;
  - в целевом сценарии к 2036 году увеличится примерно на 11 %, к 2050-му снизится почти на 30 %.
2. Энергопотребление всех ТЭР в 2023 году составляло 18,3 млн т у.т. Согласно принятым сценариям, оно достигнет к 2036 году 25,7–32,2 млн т у.т., к 2050-му 30,4–37,2 млн т у.т. (нижняя граница диапазона соответствует консервативному сценарию, верхняя – целевому).
3. Изменение структуры потребления котельно-печного топлива выглядит следующим образом:
  - доля потребления угля в консервативном сценарии возрастет на 11,8 %, в целевом снизится на 17,1 %;
  - доля потребления природного газа в консервативном сценарии увеличится на 7,8 %, в целевом – на 41,0 %;
  - доля потребления нефтепродуктов в консервативном сценарии увеличится на 12,6 %, в целевом – на 10,7 %;
  - доля потребления прочих видов топлива в консервативном сценарии уменьшится на 3,8 %, в целевом – на 4,7 %.
4. Налоговые поступления в консолидированный бюджет Иркутской области от видов деятельности ТЭК в 2023 году составили 96,4 млрд руб. в год. В консервативном сценарии они достигнут 139

---

**Планируется, что газификация промышленных потребителей на юге области начнется к 2033 году за счет газа Ковыктинского ГКМ, поставляемого по газопроводу Ковыкта – Саянск – Иркутск при условии его сооружения**

---



Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут

- млрд руб. к 2036 году, 152 млрд руб. к 2050-му, а в целевом сценарии – 153 млрд руб. к 2036 году, 171 млрд руб. к 2050-му.
5. Инвестиции в развитие топливно-энергетического комплекса области оцениваются за период с 2025 по 2036 год в объеме 5,6–6,8 трлн руб.; в 2037–2050 годах – 4,2–5,0 трлн руб.; за весь период – 9,8–11,8 трлн руб. (нижняя граница диапазона соответствует консервативному сценарию, верхняя – целевому).

Проблема источников финансирования мероприятий Энергостратегии является наиболее сложной. Такими источниками могут стать:

1. Инвестиционные программы хозяйствующих субъектов топливно-энергетического комплекса ИО.
2. Государственная программа ИО «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» [11].



Источник: keaz.ru

потреблением топливно-энергетических ресурсов.

## Заключение

На основании обобщения приведенных выше результатов выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Разработанная Энергостратегия существенно отличается от ранее разработанных в РФ стратегий, концепций, доктрин и т.д., которые в основном носят концептуальный (часто и декларативный) характер, так как она содержит конкретные предложения, на основе которых можно формировать рабочие планы и программы развития ТЭК области для обеспечения его эффективного функционирования в условиях существующих внутренних и внешних вызовов и угроз. По комплексному охвату объектов ТЭК и их взаимосвязи, структуре документа и системному подходу к решению поставленных задач при разработке Энергостратегии ИО она может быть рекомендована как типовой аналог для разработки энергостратегий других субъектов РФ.
  2. Энергостратегия ИО учитывает современные тенденции, риски и угрозы социально-экономическому развитию Иркутской области в целом и ТЭК в частности.
  3. Сформулированные основные направления развития ТЭК доведены до конкретных предложений в содержательном и временном аспектах, включая мероприятия, объемы, потребность в финансовых ресурсах и т.д. по всем составляющим ТЭК с детализацией по годам (дорожная карта).
  4. Упомянутые выше риски и угрозы, выявленные с помощью проведенного SWOT-анализа, определили необходимость в первую очередь проработать вопросы, связанные с дефицитом электрической мощности и тарифной политикой, проводимой в регионе на основании федерального законодательства. Кроме технических решений, были предложены и необходимые организационные и нормативно-правовые решения.
  5. Одна из основных проблем, обусловленная недоступностью необходимой информации, ее неполнотой, противоречивостью содержания, определяет необходимость
3. Региональная программа «Газификация жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Иркутской области на 2024–2033 годы» [12].
  4. Целевые программы муниципальных образований в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, газификации, модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.
  5. Целевые средства федерального бюджета, поступающие в бюджет Иркутской области для реализации мероприятий, направленных на развитие и модернизацию ТЭК, ЖКХ и других отраслей экономики ИО, деятельность которых связана с потреблением топливно-энергетических ресурсов.
  6. Иные внебюджетные средства, привлекаемые для реализации мероприятий, направленных на развитие и модернизацию ТЭК, ЖКХ и других отраслей экономики Иркутской области, деятельность которых связана с

- периодической актуализации предлагаемых мероприятий с целью учета влияющих и меняющихся внешних и внутренних факторов.
6. В сложившихся условиях рассматриваются три сценария: консервативный, инновационный и целевой, который берется за основу при дальнейшей реализации Энергостратегии. Основное отличие целевого сценария от консервативного и инновационного заключается в том, что целевой сценарий предусматривает масштабную газификацию Иркутской области, без которой невозможно обеспечить активный экономический рост и выполнение планов по федеральному проекту «Чистый воздух».
  7. В условиях неопределенности сроков строительства МГП «Сила Сибири – 2» для поставки газа в Иркутскую область,

---

**Если будет осуществлена газификация юга области вдоль трассы МГ «Сила Сибири – 2», то становится возможным строительство новых газовых котельных взамен существующих или перевод их на газ**

---

- на первом этапе реализации Энергостратегии возможна ориентация на консервативный сценарий, выполнение которого наиболее вероятно, с последующим переходом по мере готовности (в средне- и долгосрочной перспективе) к целевому сценарию как ориентиру на будущее.
8. Для реализации основных положений Энергостратегии области предложены экономические, инвестиционные, организационные и нормативно-правовые мероприятия для каждой отрасли ТЭК. Рекомендуемые механизмы содержат конкретную информацию по объемам вводимых объектов, срокам их введения и необходимому финансированию.
  9. Предлагаемые источники финансирования носят рекомендательный характер,

- так как, например, существует напряженная ситуация с региональным бюджетом (не только в ИО, но и в других субъектах РФ). Следует учитывать, что большинство основных производственных фондов Иркутской области принадлежит частной компании «Эн+», государственное софинансирование которой возможно только в исключительных случаях. Рассмотрены также механизмы частно-государственного партнерства.
10. Согласно утвержденной ГС до 2042 года, в Иркутской области планируется сооружение Сибирской АЭС. Первый блок мощностью 1255 МВт планируется ввести к 2041 году, второй блок мощностью 1255 МВт – к 2042-му. Планируемый ввод Сибирской АЭС не учитывает в полной мере сейсмические условия Иркутской области, высокие экологические требования в отношении озера Байкал и баланс генерирующих мощностей в регионе, а главное, не решает проблему дефицита мощности даже в среднесрочной перспективе. Кроме того, в связи с изменением структуры генерирующей мощности и вытеснением ГЭС из зоны базовой нагрузки может произойти рост тарифов на электроэнергию. Наиболее эффективным решением (по срокам и стоимости) является сооружение Тулунской ТЭС, которую можно рассматривать как альтернативный вариант.
  11. Предлагаемое в утвержденной ГС до 2042 года сооружение ЛЭП постоянного тока напряжением 500 кВ и протяженностью почти 1500 км, пропускной способностью около 1,4 ГВт направлено прежде всего на объединение ОЭС Сибири с Дальним Востоком с целью расширения второй ценовой зоны ОРЭМ Сибири (выравнивание тарифов, но не создание полноценного ОРЭМ). При этом проблемы, которые неизбежно возникнут при сооружении данной ЛЭП и ее дальнейшей эксплуатации (отсутствие отечественного оборудования, потеря опыта сооружения таких объектов, относительно низкий уровень напряжения и т.д.), не позволят в среднесрочной перспективе обеспечить необходимую пропускную способность для минимизации дефицита электрической мощности в южной части ИО («запертая мощность» в северных районах ИО).

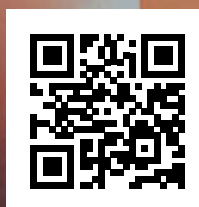
12. Иркутская область обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, обеспечиваемых наличием 9 % общероссийского гидропотенциала, 9 % ресурсов биомассы, 6 % энергии малых водотоков, 5 % гелиопотенциала, 2 % ресурсов низкопотенциального тепла и 3 % ветропотенциала России. Гелиоэнергетический потенциал создает предпосылки для применения СЭС в центральных и южных районах области, на побережье озера Байкал и острове Ольхон. В Иркутской области целесообразно использовать древесные отходы (в виде топливной щепы или пеллет), масштаб которых достигает 47–49 % от объема всех рубок.
13. Наиболее приемлемая информация (при всех упомянутых выше ее недостатках (см. п. 5)), которая использовалась при выполнении НИР, относится к периоду до 2036 года. Однако с учетом того, что ТЭК в своем развитии должен учитывать и более отдаленную перспективу (как ориентир), в Энергостратегии рассматривался также период до 2050 года. За интервал времени между 2036 и 2050 годами в энергетике могут произойти принципиальные изменения, которые не рассматривались в данной Стратегии, например: переход к развитию интернета вещей (энергии), массовый уход от централизованного энергоснабжения, широкое внедрение искусственного интеллекта, новейшие технологии по производству, передаче и хранению энергии и т.д. Поэтому разработанная Энергостратегия потребует постоянного учета новых перспективных направлений развития всех составляющих ТЭК.
14. Изменения внутренних и внешних условий (тенденции, риски и угрозы) требуют периодической актуализации Энергетической стратегии в течение двух лет, что предусмотрено в контракте на выполнение данной НИР.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU 2026-0012) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 годы.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Федеральный закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» // *Собрание законодательства РФ*. 1999. № 14. Ст. 1667.
2. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // *Собрание законодательства РФ*. 2003. № 13. Ст. 1177.
3. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // *Собрание законодательства РФ*. 2009. № 48. Ст. 5711.
4. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» // *Собрание законодательства РФ*. 2010. № 31. Ст. 4159.
5. Распоряжение Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р.
6. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р.
7. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» // *Собрание законодательства РФ*. 2020. № 24. Ст. 3847.
8. Распоряжение Правительства Иркутской области от 12.10.2012 № 491-рп «Об одобрении стратегии развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области до 2015–2020 годов и на перспективу до 2030 года».
9. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, утвержденные приказом Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328.
10. Распоряжение Губернатора Иркутской области от 22.12.2025 № 500-р «Об основных положениях научно-исследовательской работы “Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года”».
11. Постановление Правительства Иркутской области от 13.11.2023 № 1022-пп «Об утверждении государственной программы Иркутской области “Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области”».
12. Постановление Правительства Иркутской области от 24.10.2023 № 932-пп «Об утверждении региональной программы “Газификация жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Иркутской области на 2024–2033 годы”».

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» можно напрямую у издателя ООО «ГУ ИЭС». По вопросам подписки обращаться по адресу [energypolicyjournal@yandex.ru](mailto:energypolicyjournal@yandex.ru). В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера.

Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

[energy-policy.ru](https://energy-policy.ru)

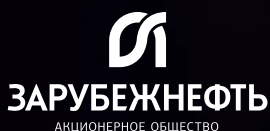
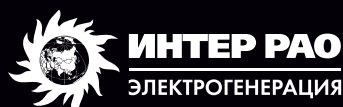
Уважаемые авторы! С требованиями к оформлению и отправке статей, а также с правилами рецензирования вы можете ознакомиться по ссылке:

<https://energy-policy.ru/redakcziya/>



## НАШИ ПАРТНЕРЫ

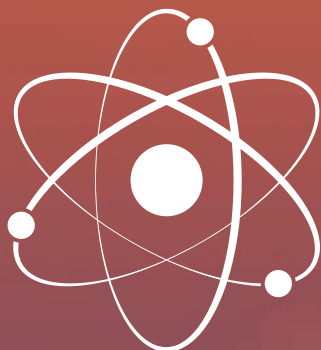
 ПРiМCЫРЬEИМПiРТ



# НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



- ПТА, ПЭА, АПЭНА, ПЭМА  
питательные насосы



- КсВА, Кс  
конденсатные насосы

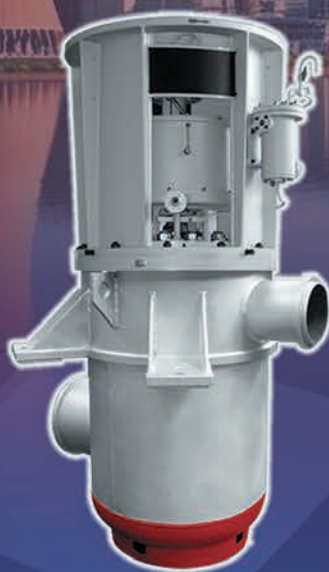
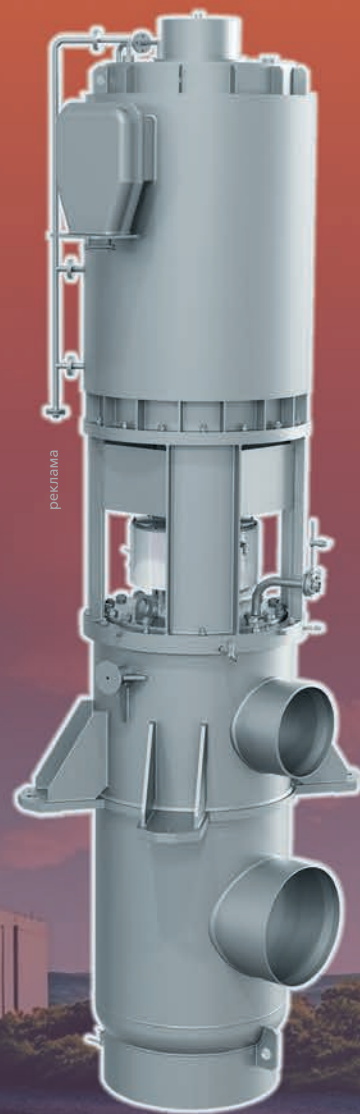
- ЦНСА, ЦНА, ЦНР, ДНА  
насосы систем безопасности

- ДеЛиум, Д, СЭ, ВЦМА  
циркуляционные насосы

- МВ, МКВ  
насосы систем маслоснабжения

- 1ЦНА, АС-Х, АС-ВК(С), АС-ЗЛПНА  
вспомогательные насосы

- Насосы I, II, III-й категории сейсмостойкости и 2, 3 и 4-го класса безопасности
- Испытательный центр насосного оборудования аккредитован госкорпорацией «РОСАТОМ»



АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» –  
объединённая торговая компания Группы ГМС  
Россия, 125252, Москва, ул. Авиаконструктора Микояна, 12  
Телефон: +7 (495) 664 81 71

[www.hms.ru](http://www.hms.ru)



ISSN 2409-5516



2409 5516

Источник фото на обложке:  
nostalgie, depositphotos.com