



ВОПРОСЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ И ГЕНЕРАЦИИ ВОДОРОДА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Кульбякина А.В., Мунин А.П., Озеров Н.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А.
г. Саратов, Россия
muninap@sstu.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования обусловлено реализацией в Российской Федерации программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), направленной на увеличение глубины переработки нефти и повышения качества нефтепродуктов. Рост доли процессов углубленной переработки ведет к значительному изменению баланса водорода на НПЗ, что требует комплексного анализа его генерации и потребления. ЦЕЛЬ. Провести анализ структуры потребления и генерации водорода в технологических процессах НПЗ. Установить зависимость потребления водорода от глубины переработки нефти. Оценить наиболее эффективные методы получения водорода для применения на НПЗ. МЕТОДЫ. В основе исследования лежит анализ нормативных показателей и технологических характеристик основных процессов нефтепереработки (изомерзация, гидроочистка, гидрокрекинг, каталитический риформинг). На основе материальных балансов данных процессов, установлена корреляция между глубиной переработки нефти и объемом потребления водорода на НПЗ. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье приведены удельные расходы энергетических ресурсов, для основных технологических установок. Установлено, что для достижения глубины переработки нефти свыше 85% требуется значительное увеличение потребление водорода и внедрение дополнительной гидрообработки остаточного мазута. Определено, что каталитический риформинг является одним из ключевых источников ВСТ, в то время как гидроочистка и гидрокрекинг – его основные потребителями. Установлено, что для покрытия дефицита водорода на НПЗ наиболее экономически эффективным методом является строительство собственной установки производства водорода методом паровой конверсии. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В условиях необходимости повышения глубины переработки нефти и истощения запасов легкой нефти наблюдается устойчивая тенденция к увеличению потребления водорода на технологические нужды НПЗ. Для развития нефтеперерабатывающей отрасли, необходимо модернизация и внедрение новых эффективных мощностей по генерации водорода.

Ключевые слова: нефтеперерабатывающий завод; глубина переработки нефти, водород; водородосодержащий газ; энергетические ресурсы; технологические процессы НПЗ.

Благодарности: Статья написана за счёт средств гранта Фонда научно-технологического развития Югры. Соглашение № 2024-518-09.

Для цитирования: Кульбякина А.В., Мунин А.П., Озеров Н.А. Вопросы потребления и генерации водорода в технологических процессах нефтеперерабатывающих предприятий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2026. Т. 28. № 2. С. 148-161. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-2-148-161.

ISSUES OF HYDROGEN CONSUMPTION AND GENERATION IN TECHNOLOGICAL PROCESSES OF OIL REFINERIES

Kulbyakina A.V., Munin A.P., Ozerov N.A.

Saratov State Technical University named after Yu. A. Gagarin, Saratov, Russia
muninap@sstu.ru

Abstract: RELEVANCE of the study is determined by the implementation of the oil refinery

modernization program in the Russian Federation, aimed at increasing the depth of oil refining and improving the quality of petroleum products. The increase in the share of deep processing processes leads to a significant change in the balance of hydrogen at refineries, which requires a comprehensive analysis of its generation and consumption. **OBJECTIVE.** To improve the energy efficiency of refineries by increasing the depth of oil refining through the use of hydrogen or hydrogen-containing gas (HCG). To analyze the issues of hydrogen consumption and generation in refinery technological processes. To establish the dependence of hydrogen consumption on the depth of oil refining. To evaluate the most effective methods of hydrogen production for use at refineries. **METHODS.** The study is based on the analysis of standard indicators and technological characteristics of the main oil refining processes (isomerization, hydrotreating, hydrocracking, catalytic reforming). Based on the material balances of these processes, a correlation was established between the depth of oil refining and the volume of hydrogen consumption at refineries. **RESULTS.** The article presents the specific energy consumption for the main process units. It has been established that achieving a refining depth of over 85% requires a significant increase in hydrogen consumption and the introduction of additional hydroprocessing of residual fuel oil. Catalytic reforming is identified as a key source of hydrogen, while hydrotreating and hydrocracking are its primary consumers. **CONCLUSION.** With the need to increase refining depth and depleting light crude oil reserves, there is a steady trend toward increasing hydrogen consumption for refinery processes. The development of the oil refining industry requires modernization and the introduction of new, efficient hydrogen generation facilities.

Keywords: oil refinery; oil refining depth; hydrogen; hydrogen-containing gas; energy resources; oil refinery technological processes.

For citation: Kulbyakina A.V., Munin A.P., Ozerov N.A. Issues of hydrogen consumption and generation in technological processes of oil refineries. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2026; 28 (2): 148-161. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-2-148-161.

Введение и литературный обзор (Introduction and Literature Review)

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) Российской Федерации, состоящий из нефтяной, газовой, нефтегазохимической, угольной отраслей, несмотря на неблагоприятные внешние факторы, остается основой формирования доходов бюджетной системы страны [1]. Так, в 2023 году доходы бюджета от отраслей ТЭК составили 9,6 трлн. рублей или 33% от общего объема. Для сохранения условий устойчивого развития ТЭК в предшествующие годы реализован целый ряд мероприятий, в том числе продолжается поддержка программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), на которую за прошедшие семь лет было выделено 1,4 трлн. рублей, введены новые крупные нефтехимические проекты, начато создание полигонов для апробации водородных технологий.

Среди отраслей ТЭК традиционно особое внимание уделяют нефтегазовому комплексу. Начатая в 2011 году программа модернизации НПЗ позволила значительно повысить как глубину переработки нефти, так и качество товарных продуктов (рис. 1) [2, 3].

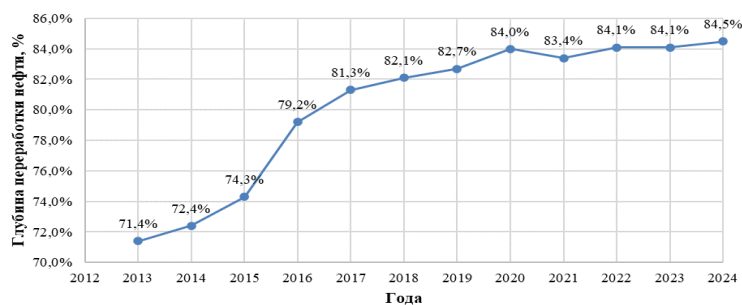


Рис. 1. Глубина переработки нефти по годам в Российской Федерации *Fig. 1. Oil refining depth by year in the Russian Federation*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

Не смотря на внесенные коррективы в программу модернизации НПЗ, в частности сокращение финансирования ряда проектов, перенос сроков ввода в эксплуатацию

строящихся объектов (из 134 проектов было реализовано 86 [4]) в утвержденной 12 апреля 2025 года Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2050 года (Энергетическая стратегия) декларируется ее продление, с доведением выхода светлых нефтепродуктов до 72 процентов, ростом глубины переработки нефти с 84,1 процента в 2023 году до 90 процентов в 2030, 2036 и 2050 годах и полное обеспечение потребностей внутреннего рынка нефтепродуктами (рис.2) [1].



Рис. 2 Динамика ввода вторичных мощностей переработки на российских НПЗ *Fig. 2. Dynamics of secondary refining capacity commissioning at Russian refineries*
*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

Предлагаемые проекты в рамках программы модернизации НПЗ включают в себя ввод как облагораживающих установок (риформинг, изомеризация, гидроочистка), так и установок углубленной переработки (гидрокрекинг, каталитический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование). Другими словами осуществляется переход на технологическую схему НПЗ с глубокой переработкой нефти (рис.3.)

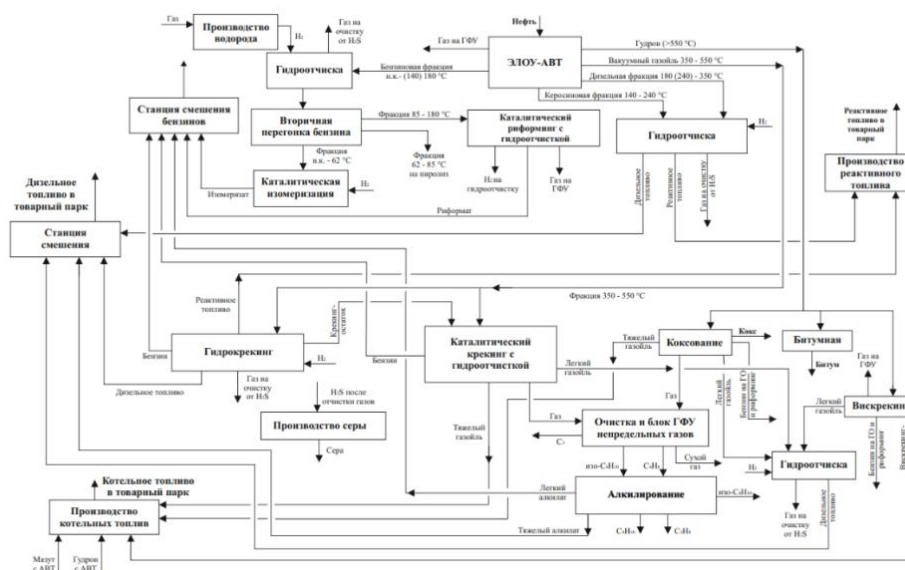


Рис. 3 Укрупненная технологическая схема НПЗ с глубокой переработкой топливного профиля АВТ — Атмосферно-вакуумная трубчатка: комбинированная установка для атмосферной и вакуумной перегонки нефти. ГФУ — Газофракционирующая установка: предназначена для разделения газовых смесей на индивидуальные компоненты *Fig. 3. Large-scale flow chart of a refinery with deep processing of fuel profile*
*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

В организации значительной части технологических процессов, отвечающих за глубину переработки исходного сырья и качество товарных продуктов, ключевую роль играют водород и водородсодержащий газ (ВСГ). К наиболее значимым процессам, потребляющим водород и ВСГ можно отнести:

Изомеризация – процесс, используемый для повышения октанового числа легких фракций нефти путем структурного изменения углеводородов, Этот метод позволяет улучшить качество моторного топлива. В данном процессе водород используется не только в качестве реагента, необходимого для протекания химической реакции, но и как

средство предотвращения загрязнения катализатора и образования нежелательных побочных продуктов [5-8];

Гидроочистка – химический процесс, направленный на удаление примесей и улучшение качества различных нефтепродуктов, таких как нефть, керосин, дизельное топливо и масла. Процесс заключается в превращении исходного сырья под воздействием водорода (или ВСГ) при высоком давлении и температуры в присутствии катализатора для снижения сернистых и азотистых соединений в товарных нефтепродуктах [9];

Гидрокрекинг – это процесс переработки тяжелой нефтяной фракции для получения высококачественного транспортного топлива, такого как бензин, дизельное топливо. В данном процессе водород играет ключевую роль расщепляя крупные молекулы углеводорода на более мелкие и ценные [10];

Каталитический риформинг является одним из основных процессов нефтепереработки. Катализаторы риформинга используются для увеличения октанового числа при получении высокооктанового неэтилированного бензина, в процессах образования ароматических углеводородов – индивидуальных аренов (толуола, бензола, ксилолов). В результате каталитического риформинга получается ВСГ, который используется в установках гидрокрекинга, гидроочистки, изомеризации [11].

Перечисленные технологические процессы являются крупными потребителями водорода и ВСГ, так от общего потребления водорода в нефтехимической индустрии на долю НПЗ приходится не менее 30% [12]. Традиционно, наиболее распространенным способом производства ВСГ на НПЗ является процесс каталитического риформинга, в ходе которого, как побочный продукт вырабатывается ВСГ с концентрацией водорода от 70 до 92 % [9, 10]. Однако в условиях повышения глубины переработки нефти, а также истощения запасов легкой нефти наблюдается увеличение потребление водорода на технологические процессы НПЗ. В настоящее время на целом ряде отечественных НПЗ с глубокой переработкой нефти есть собственные установки производства водорода (УПВ) путем традиционной конверсии природного газа, в том числе на АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод» (производительность 9,5 тыс. т в год), АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» (3,1 тыс. т в год), ОАО «Уфимский нефтеперерабатывающий завод» (1,6 тыс. т в год), АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» (4,8 тыс. т в год); Омский НПЗ «Газпром нефти» (12 тыс. т в год.). Схема производства водорода на УПВ НПЗ приведена рисунке 4.

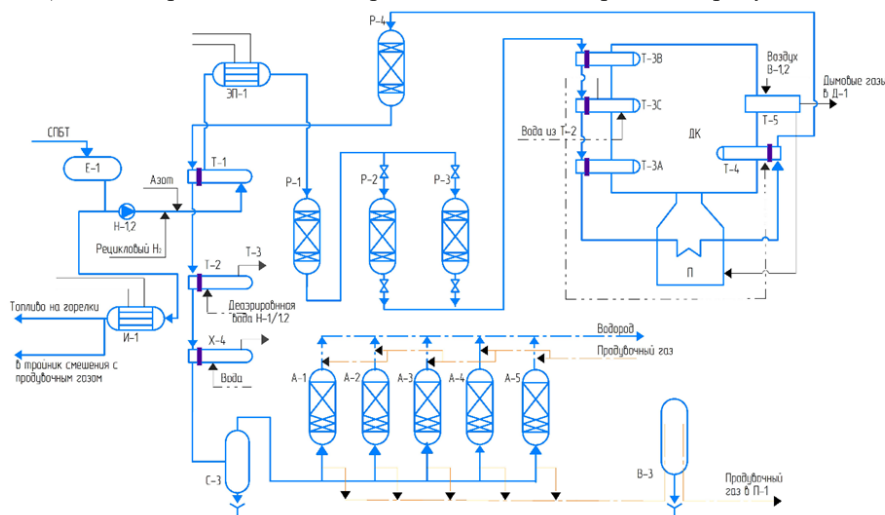


Рис. 4. Принципиальная схема производства водорода на НПЗ методом паровой конверсии. СПБТ – сжиженное пропан бутановое топливо; E1 – сырьевая емкость; И1 – испаритель; П – печь риформинга; Н 1-2 – насосы; Т1 – нагреватель сырья; P1 – реактор сероочистки; P2-3 – реактор адсорбции; ДК – дымогарный котел; Т3А,В,С – нагреватели; Т4 – охладитель газа; P4 – высокотемпературный конвертер; X4 – холодильник; А 1-5 – адсорберы; В3 – буферный резервуар; Д1 – дымосос; Т5 – подогреватель воздуха; ЭП – электрический перегреватель; С3 – сепаратор; Т2 – экономайзер

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Именно методом паровой конверсии природного газа в настоящее время в мире производится до 75% от всего объема водорода [13,14].

Газификация угля является первым промышленным методом получения водорода,

Fig. 4. Schematic diagram of hydrogen production at an oil refinery using steam reforming

В основе процесса лежит принцип термического разложения воды, где уголь выполняет двойную функцию: он служит источником тепловой энергии для поддержания высокотемпературной реакции и выступает в роли ключевого химического реагента. По международной оценке, объем производства водорода данным способом составляет от 15–20% [13,14, 15]

Электролиз воды представляет собой метод получения водорода путём электрохимического разложения воды под действием постоянного электрического тока. Процесс осуществляется в электролизере, где на катоде происходит выделение молекулярного водорода, а на аноде — кислорода. Доля производства водорода составляет 2–5%. [13,14, 16]

Частичное окисление — метод получения водорода путём окисления углеводородного сырья (метана, тяжелых нефтяных остатков, мазута) в условиях ограниченной подачи кислорода. Процесс протекает при высоких температурах (1200–1500°C) и давлениях до 150 атм. [17,18].

Мировыми лидерами в области производства водорода являются: КНР – 33 млн. тонн, США – 9 млн. тонн и Европейский союз – 8 млн. тонн [19].

В настоящее время большая часть водорода в КНР производится традиционными способами парового риформинга метана (65 %) и газификацией угля (25%). Однако Китай определяет водород как ключевой элемент стратегии перехода к низкоуглеродной энергетике. Ежегодно вводятся в эксплуатацию новые мощности производства водорода, в частности планируется ввод до 2,5 ГВт мощностей электролизеров для производства 220 000 тонн в год зеленого водорода, ведется строительство установок производства водорода на базе ветрогенераторов и солнечных установок, запущен пилотный проект производства водорода методом обратного осмоса. КНР делает акцент не только на сокращение выбросов углекислого газа, но и на производство водорода на базе собственного оборудования, что должно снизить себестоимость получаемого водорода [20].

В США в настоящее время действует программа развития водородной энергетики, которая предполагает реализацию проектов направленных на обеспечение доступности производства, транспортировки, хранения и использования водорода в различных секторах экономики. В стране планируется создание восьми региональных кластеров производства водорода, за счет государственных и частных инвестиций. Заявлен проект производства водорода (36,5 тыс. т в год) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с использованием щелочных электролизеров. Одним из наиболее амбициозных и дорогостоящих является проект создания суперхаба по производству водорода на побережье Мексиканского залива. Это первый проект в ряду других по реализации программы построения безуглеродной экономики США. Производительность суперхаба составит 21 млн т в год, из которых 11 млн т для внутреннего потребления и 10 млн т водорода на экспорт, что выдвигает страну в экспортеры водорода [21].

Согласно плану REPowerEU энергетическая стратегия развития Евросоюза направлена на отказ от ископаемого топлива и ускоренный переход к нейтральной энергетике. Согласно водородной стратегии в ближайшее время предусматривается ввод мощностей для производства 10 млн. тонн возобновляемого водорода и такой же объем импорта. Значительные инвестиции получает утвержденный в 2023 году Европейский водородный банк в целях поддержки проектов производства зеленого водорода. В этой связи Германия объявила о создании зоны в Северном море исключительно для производства водорода на морских платформах электролизом с последующей транспортировкой трубопроводом по дну моря на сушу. Создание инфраструктуры экспорта водорода из Испании, который способен обеспечить до 70 % потребности промышленности Западной Европы, планируется начать с 2026 года. Европа, будучи крупным импортером водорода, обладает двумя кластерами производства чистого водорода с годовым объемом производства 1 млн т. Это проекты Brint в Дании и Nort H2 в Голландии [22].

Согласно [13] стратегической целью развития водородной энергетики в Российской Федерации являются реализация передовых проектов в области производства, экспорта, применения водорода и вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по их производству и экспорту. Общий объем производства водорода в России составляет 5 млн. тонн [12], однако, к 2035 году планируется увеличение его производства до 12 млн. тонн, а к 2050 году и до 50 млн. тонн, за счет поэтапного развития водородных кластеров, где при государственной поддержке будут запущены пилотные проекты производства водорода из ископаемых топлив, в том числе с применением технологии улавливания,

хранения и использования углекислого газа, а также электролиза воды с использованием различных видов низкоуглеродной генерации [27].

Материалы и методы (Materials and methods)

В условиях перехода современных НПЗ на схемы глубокой переработки исходного УВС, с введением большого количества углубляющих и гидрооблагораживающих процессов, актуальным становится вопрос баланса предприятия по производству и потреблению водорода на технологические нужды.

В общем виде баланс НПЗ по водороду можно представить как выражение:

$$\sum G_{\text{пр}}^{\text{H}_2} - \sum G_{\text{потр}}^{\text{H}_2} = \Delta \text{H}_2 \quad (1)$$

где $\sum G_{\text{пр}}^{\text{H}_2}$ – суммарное производство водорода на НПЗ, тыс. тонн;

$G_{\text{потр}}^{\text{H}_2}$ – суммарное потребление водорода в технологических процессах НПЗ, тыс. тонн;

ΔH_2 – балансовый водород, тыс. тонн.

Знак, стоящий перед балансовым водородом ΔH_2 , указывает на его избыток или недостаток (в случае отрицательного знака перед ΔH_2).

В свою очередь суммарное производство водорода на НПЗ может быть представлено выражением:

$$\sum G_{\text{пр}}^{\text{H}_2} = \sum G_{\text{КР}}^{\text{H}_2} + G_{\text{УПВ}} \quad (2)$$

где $\sum G_{\text{КР}}^{\text{H}_2}$ – суммарное производство водорода на установках каталитического риформинга, тыс. тонн;

$G_{\text{УПВ}}$ - водород от установок производства водорода, тыс. тонн.

Структура потребления водорода для НПЗ различного профиля и глубины переработки имеет отличия, но в общем виде может быть представлена выражением:

$$\sum G_{\text{потр}}^{\text{H}_2} = \sum G_{\text{ГО}}^{\text{H}_2} + \sum G_{\text{ГК}}^{\text{H}_2} + \sum G_{\text{КР}}^{\text{H}_2} + \sum G_{\text{ИЗОМ}}^{\text{H}_2} \quad (3)$$

где $\sum G_{\text{ГО}}^{\text{H}_2}$, $\sum G_{\text{ГК}}^{\text{H}_2}$, $\sum G_{\text{КР}}^{\text{H}_2}$, $\sum G_{\text{ИЗОМ}}^{\text{H}_2}$ – суммарное потребление водорода на технологических установках гидроочистки, гидрокрекинга, каталитического риформинга, изомеризации соответственно, тыс. тонн.

На основании данных, представленных в открытой печати, нормативов потребления ЭР, в том числе водорода и ВСГ технологическим оборудованием, составлен баланс потребления и производства водорода в зависимости от глубины переработки нефти для НПЗ топливного профиля. Для сопоставимости данных производительность предприятий была приведена к средней, составляющей 6 млн. тонн в год (табл. 1).

Таблица 1
Table 1

Баланс водорода при увеличении ГПН
The balance of hydrogen with an increase in HP

Процесс	ГПН 63 %			ГПН 78 %		
	% к АВТ	тыс.т / год	Выход H ₂ , тыс.т / год	% к АВТ	тыс.т / год	Выход H ₂ , тыс.т / год
Первичная переработка нефти	100	6000	-	100	6000	-
Кат. риформинг	14	840	14	20	1200	20,04
Гидроочистка ДТ	35	2100	-18	47	2820	-24,534
Гидрокрекинг	2	120	-4	15	900	-29,97
Изомеризация	3	180	-0,5	6	360	-1,08
Баланс по водороду			-8.8			-35.5
Процесс	ГПН 84 %*			ГПН 90 %		
	% к АВТ	тыс.т / год	Выход H ₂ , тыс.т / год	% к АВТ	тыс.т / год	Выход H ₂ , тыс.т / год
Первичная переработка нефти	100%	6000	-	100%	6000	-

Кат. риформинг	21%	1260	21,042	23%	1380	23,046
Гидроочистка ДТ	48%	2880	-25,056	49%	2940	-25,578
Гидрокрекинг	20%	1200	-39,96	25%	1500	-49,95
Изомеризация	7%	432	-1,296	8%	504	-1,512
Баланс по водороду			-45,27			-53,99
* В соответствии с Энергетической Стратегией РФ средняя глубина переработки нефти на отечественных НПЗ составляет 84,1% [1]						

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Из таблицы видно, что увеличение глубины переработки нефти (ГПН) влияет на объемы потребления и выработки водорода и ВСГ. Приведенные данные свидетельствуют, что увеличение глубины переработки нефти приводит к росту потребления водорода в технологических процессах переработки нефти.

На основе полученных данных построена зависимость потребления водорода (концентрация не менее 99%) от глубины переработки нефти на НПЗ (рис. 5)

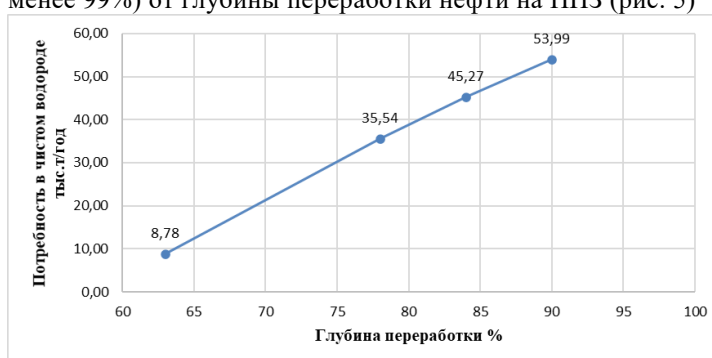


Рис. 5. Зависимость роста дефицита по мере увеличения глубины переработки нефти Fig. 5. Dependence of the growth of the deficit with increasing depth of oil refining

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Проведенный анализ позволил установить прямую корреляцию между увеличением глубины переработки нефти и ростом дефицита водородного баланса. При переходе НПЗ от ГПН 63% к 90% дефицит водорода возрастает в 4,4 раза, при этом доля гидрокрекинга тяжелой фракции в структуре переработки увеличивается в 8,3 раза.

Однако следует отметить, что концентрация, присутствующего в балансе потребления водорода, ВСГ, получаемого на установках каталитического риформинга лежит в широком диапазоне от 72 до 92 % и часть действующих НПЗ, в структуре которых отсутствует дорогостоящая УПВ, покрывают дефицит водорода путем снижения концентрации ВСГ. В свою очередь необходимо отметить, что концентрация водорода в ВСГ на прямую влияет на кратность его циркуляции. Увеличение кратности циркуляции ВСГ способствует снижению коксоотложения на катализаторах, тем самым удлиняя реакционный период его работы. В то же время это приводит к увеличению габаритов оборудования и трубопроводов, а также к росту энергетических затрат. Увеличить срок службы катализаторов и обеспечить заданные параметры технологических продуктов со снижением кратности циркуляции ВСГ можно путем повышения объемного содержания водорода в ВСГ. Таким образом, повышение парциального давления ускоряет реакции гидрирования, уменьшает возможность отложения кокса на катализаторе.

Приведенные данные свидетельствуют об устойчивой тенденции к увеличению потребления чистого водорода на отечественных НПЗ, требуемый объем которого может быть покрыт либо за счет строительства собственных УПВ, либо за счет закупки водорода со стороны.

Экономика (Economy)

В условиях перехода отечественных НПЗ на схемы глубокой переработки нефти, в соответствии с поставленной в Энергетической стратегии задачей достижения глубины переработки нефти 90% к 2030 году рассмотрим себестоимость водорода, получаемого методом паровой конверсии при строительстве собственных УПВ в сравнении с альтернативными вариантами снабжения предприятия водородом.

Капитальные затраты на производство водорода зависят от степени очистки конечного продукта и от производительности установки. Для установок с короткоцикловой адсорбции (КЦА), обеспечивающей получение очищенного водорода до 99,99%, удельные капитальные затраты варьируются в диапазоне от 107 до 172 руб./ч · м³. Для установок, производящих неочищенный водород с низкой степенью очистки от 70-78%, удельные капитальные вложения составляют от 87 до 142 руб./ч · м³ [23-26].

Годовые операционные затраты на производство водорода – это совокупность регулярных расходов, связанных с эксплуатацией установки производства водорода в течение года. Ключевыми составляющими являются: затраты на сырье, энергоносители, эксплуатационное обслуживание и технический ремонт, фонд оплаты труда, амортизационные отчисления и накладные расходы.

Определяется по формуле:

$$I_c + I_{э/э} + I_{тэ} + I_v + I_{ам} + I_{рем} + I_{зп} + I_{сн} + I_{пр} = Z_{упв} \quad (4)$$

где $Z_{упв}$ – затраты на производство водорода тыс. руб./год, I_c – годовые издержки на сырье тыс. руб./год, $I_{э/э}$ – годовые издержки на электроэнергию, тыс. руб./год, $I_{тэ}$ – годовые издержки на тепловую энергию, тыс. руб./год, I_v – годовые издержки на воду, тыс. руб./год, $I_{ам}$ – годовые издержки на амортизацию, тыс. руб./год, $I_{рем}$ – годовые издержки на ремонт, тыс. руб./год, $I_{зп}$ – годовые издержки на заработную плату, $I_{сн}$ – годовые издержки на социальные нужды, тыс. руб./год, $I_{пр}$ – годовые издержки на прочие расходы, тыс. руб./год.

В качестве технологического сырья для генерации водорода методом паровой конверсии применяется стандартная пропан-бутановая техническая смесь (СПБТ), получаемая в процессе стабилизации нефти и переработки попутного нефтяного газа. Годовые издержки на сырье включают в себя не только стоимость СПБТ, но и затраты на топливные нужды установки.

Себестоимость производства водорода – это совокупность операционных затрат на производство единицы массы водорода.

Определяется по формуле, руб./кг:

$$S = \frac{Z_{упв}}{G_{H_2}} \quad (5)$$

где S – себестоимость 1 кг водорода, руб./кг, $Z_{упв}$ – годовые операционные затраты на производство водорода, руб./год, G_{H_2} – годовой объем производства водорода, кг/год.

В качестве обоснования себестоимости генерации водорода приведем технико-экономический расчет эксплуатационных показателей для НПЗ с проектной мощностью производства водорода 6 тыс. т./год. Расчет произведен в соответствии с действующими тарифными нормативами и технологическими стандартами (таблица 2).

В качестве обоснования себестоимости генерации водорода приведем технико-экономический расчет эксплуатационных показателей для НПЗ с проектной мощностью производства водорода 6 тыс. т./год. Расчет произведен в соответствии с действующими тарифными нормативами и технологическими стандартами (табл. 2).

Таблица 2
Table 2

Расчет экономических показателей
Calculation of economic indicators

Издержки	Размерность	Величина
Капитальные затраты	Млн.	5300
Издержки на ремонт	Млн.	106
Издержки на СПБТ	Млн.	480
Издержки на электрическую энергию	Млн.	282
Издержки на тепловую энергию	Млн.	31,95
Издержки на воду	Млн.	13,8
Материальные затраты	Млн.	928
Прочие материальные издержки	Млн.	46,8
Затраты на оплату труда	Млн.	2,16
Социальные отчисления	Млн.	0,65
Амортизационные отчисления	Млн.	265
Себестоимость	Руб./кг	207,24
	\$/кг	2,25

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Рассмотрим зависимость себестоимости водорода от производительности УПВ (Рис. 6).



Рис. 6. Зависимость себестоимости производства водорода от производительности установки

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Результаты (Results)

На рисунке 6 представлена зависимость себестоимости производства водорода от производительности установки методом паровой конверсии, демонстрируя эффект масштаба.

Анализ графика позволяет установить нелинейную зависимость: с ростом производительности установки удельная себестоимость продукта снижается. Так, для установок малой мощности 2-3 тыс. тонн в год себестоимость производства водорода превышает уровень в 250 руб./кг (2,7 \$/кг). Для средних установок около 6 тыс. тонн в год, данный показатель снижается на 20% и составляет 207 руб./кг (2,25 \$/кг). Наиболее экономически эффективными являются крупные УПВ с установленной мощностью 10-15 тыс. тонн в год их себестоимость производства водорода достигает конкурентноспособного уровня на международном рынке в 150-180 руб./кг (1,6-2,0 \$/кг)[24].

Проведённый технико-экономический анализ получения водорода различными методами и технологиями, позволяет провести сравнительную оценку себестоимости получения водорода (табл.№ 3).

Таблица 3
Table 3

Сравнительная эффективность технологий по производству водорода
Comparative efficiency of hydrogen production technologies

Технология	Тип водорода	Себестоимость руб/кг	Себестоимость \$/кг
Паровая конверсия	Серый	150-250	1,6-2,7
Электролиз АЭС	Желтый	200-280	2,2-3,2
Электролиз ВИЭ	Зелёный	320-415	3,5-4,5
Газификация угля	серый	185-295	2,0-3,2

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Как видно в настоящее время, наименее затратным способом производства водорода является паровая конверсия, дисконтированные затраты составляют около 1,7 \$/кг. Но по мнению экспертов себестоимость в 2030-2035 году должна снизиться до 1,6 \$/кг это возможно с связи внедрением новых технологий и повышения КПД установок.

Более дорогостоящим методом является электролиз за счет электроэнергии, выработанной на АЭС и ГЭС. На АЭС приведенная стоимость водорода составляет около 3,2 \$/кг при достигнутых технико-экономических показателях электролизеров и атомной генерации, при улучшении электролизеров и удешевление строительства новых блоков в перспективе себестоимость снизится до 2,3 \$/кг. Производство водорода на ГЭС в настоящее время обходится дороже чем с использованием атомной энергии. Это различие в стоимости объясняется более низким коэффициентом использования установленной мощности у ГЭС, который в среднем по России составляет 50%, тогда как у АЭС этот показатель достигает от 85 до 90 %. Текущая себестоимость водорода от гидроэлектростанции оценивается в 3,5 доллара за килограмм.

Кроме того, производство водорода методом электролиза с использованием ветровых и солнечных электростанций остается экономически наименее эффективным. Его себестоимость составляет примерно около 4,2 \$/кг и в ближайшей перспективе

«зеленый» водород не сможет стать полноценной заменой других технологий: «голубому» (получаемому из метана с улавливанием CO₂), «серый» (получаемому из метана без улавливания), «желтый» (на основе атомной энергии).

Несмотря на перспективное и развивающиеся направление водородной энергетики, ее становление сопровождается комплексом системных вызовов и рисков.

Ключевым препятствием остается противоречие между экологичностью и экономической целесообразностью, так как «зеленый» водород имеет высокую себестоимость, более доступный «серый» и «голубой» водород не полностью соответствует заявленным климатическим целям. А также не готовность инфраструктуры между производством и потреблением сырья [28-29].

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы: необходимо развивать новые технологии для повышения конкурентоспособности на мировом рынке и снижение себестоимости производства водорода. А также необходимо соблюдение баланса между использованием водорода как средства аккумулирования энергии ВИЭ и его применения в качестве низкоуглеродного сырья для нефтеперерабатывающей промышленности.

Технико-экономические расчеты доказывают, что развитие собственных мощностей по производству водорода на НПЗ позволяет достичь положительного эффекта, выражающегося в значительном повышении операционной эффективности и увеличении глубины переработки нефти.

Заключение (Conclusions)

Ключевая роль ТЭК и входящей в него нефтеперерабатывающей отрасли подтверждается долей доходов в формировании бюджета РФ. Поддержание подобного положения в настоящее время возможно только путем развития и модернизации НПЗ, с углублением переработки нефти и повышением качества товарной продукции. Технические процессы углубленной переработки нефти и облагораживания продукции требуют значительных затрат ВСГ и водорода. Решения проблемы обеспечения водородом НПЗ становится все более актуальным для современных отечественных НПЗ. Для достижения показателей Энергетической стратегии и выполнения целей по развитию водородной энергетики РФ, необходимо поэтапное внедрение новых технологий и установок по получению водорода из ископаемого топлива, в том числе технологии улавливания CO₂ и производство «зеленого водорода» методом электролиза с использованием ВИЭ. Решение данных задач позволит не только удовлетворить растущие потребности нефтегазовой отрасли, но и укрепить позиции России на мировом рынке водородной энергетики.

Проведенное исследование баланса водорода на НПЗ топливного профиля подтвердило наличие прямой зависимости между уровнем глубины переработки нефти и дефицитом водородного баланса. Установлено, что при увеличении ГПН с 63 до 90 % дефицит водорода может возрасти в 4,4 раза и достичь около 54 тыс. тонн в год для предприятий производительностью 6 млн. тонн в год.

Выполненный технико-экономический расчет выявил зависимость себестоимости производства водорода от масштаба его генерации. Таким образом, на установках получения водорода производительностью свыше 10 тыс. тонн в год себестоимость достигает конкурентоспособного уровня на международном рынке в 1,6-2,0 \$/кг.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости строительства установок производства водорода методом паровой конверсии на НПЗ с глубокой переработкой нефти как технологически и экономически оптимального решения для обеспечения растущей потребности в водороде и выполнение целевых показателей энергетической стратегии.

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 №908-р. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/411766542/>

2. Байкова О.В., Большакова О.И., Чеботаева Е.С., Громыко Е.О. Оценка результатов модернизации и перспектив развития российской нефтепереработки в условиях санкционных ограничений // Вестник университета. 2023. № 11. С. 81–91.

3. Афанасьев В. Я. Трансформация топливно-энергетического комплекса для обеспечения энергетической безопасности России в эпоху санкционных ограничений / В. Я. Афанасьев, О. И. Большакова, А. А. Романцов // Вестник университета. – 2023. – № 9. – С. 93-102.

4. Тыртов Е. Российская нефтепереработка: выживут сильнейшие / Е. Тыртов, Е. Демидова // Энергетическая политика. – 2021. – № 7(161). – С. 38-47.

5. Королева А. Н. Моделирование процесса изомеризации легких бензиновых фракций в программном пакете Aspen Hysys и анализ полученных результатов / А. Н. Королева, В. А. Бахман, Е. Л. Царегородцев // Международный научно-исследовательский журнал. – 2023. – № 7(133).

6. Строкин А.В., Черкасова Е.И. Основные тенденции процесса изомеризации // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 8. С. 66-68.

7. Hidalgo, J. M. Current uses and trends in catalytic isomerization, alkylation and etherification processes to improve gasoline quality / J. M. Hidalgo, M. Zbuzek, R. Cerny, P. Jisa // Central European Journal of Chemistry. - 2014. - Vol. 12. - №. 1. - P. 1-13. (Идальго, Дж. М. Текущее использование и тенденции процессов каталитической изомеризации, алкилирования и этерификации для улучшения качества бензина / Дж. М. Идальго, М. Збузек, Р. Черни, П. Джиса // Центральноевропейский химический журнал. - 2014. - Т. 12. - №. 1. - С. 1-13.)

8. Valavarasu, G. Light naphtha isomerization process: A review / G. Valavarasu, B. Sairam // Petroleum Science and Technology. - 2013. - Vol. 31. - №. 6. - P. 580-595. Валаварасу, Г. Процесс изомеризации легкой нефти: обзор / Г. Валаварасу, Б. Сайрам // Нефтяная наука и технология. - 2013. - Т. 31. - №. 6. - С. 580-595.

9. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. Справочник: пер.с англ. под ред. Глаголевой О.Ф., Лыкова О.П. 3-е изд. СПб.: Профессия, 2012. 944 с

10. Солодова Н. Л. Водород - энергоноситель и реагент. Технологии его получения / Н. Л. Солодова, Е. И. Черкасова, И. И. Салахов, В. П. Тутубалина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19, № 11-12. – С. 39-50.

11. Задача управления процессом каталитического риформинга и метод ее решения / В. Г. Матвейкин, Б. С. Дмитриевский, А. Г. Кокуев, А. М. Джамбеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 6. – С. 59-67.

12. Яруллин Р.С., Салихов И.З., Черезов Д.С., Нурисламова А.Р. Перспективы водородных технологий в энергетике и химической промышленности // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. №2. С.70-83

13. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации [Электронный ресурс] : утв. распоряжением Правительства РФ от 12.10.2021 № 2812-р. — URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsexl.pdf>

14. Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. — Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022. — 140 p. — URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf

15. Методы получения водорода в промышленном масштабе. Сравнительный анализ / Д. Р. Шафиев, А. Н. Трапезников, А. А. Хохонов // Успехи в химии и химической технологии. — 2020. — Т. XXXIV, № 12 (235). — С. 53–57. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-polucheniya-vodoroda-v-promyshlennom-masshtabe-sravnitelnyy-analiz/viewer>

16. Семенова, И. В. Производство электролитического водорода. Физико-химические закономерности, современное состояние и перспективы развития / И. В. Семенова // Энергосбережение и водоподготовка. — 2010. — № 3. — С. 15–21. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=15223310>

17. Hydrogen Production: State of Technology / S. Li, Q. Kang, J. Baeyens, H. L. Zhang, Y. M. Deng // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2020. — Vol. 544. — P. 012011. — DOI 10.1088/1755-1315/544/1/012011

18. Сравнение различных технологий производства водорода из природного газа / Н. А. Мезаал, А. А. Калютик, А. С. Салман, Л. М. Абдали // Интеллектуальные системы в производстве. — 2023. — Т. 21, № 4. — С. 101–108. — DOI 10.22213/2410-9304-2023-4-101-108

19. Развитие водородной энергетики в России и мире [Электронный ресурс] : аналитический доклад / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. — Москва, 2021. — 64 с. — URL: https://delprof.ru/upload/iblock/eef/DelProf_Analitika_Vodorodnaya-energetika.pdf

20. Parkes, R. ‘Too much green hydrogen’ | Is China heading for an oversupply of renewable H2 / R. Parkes // Hydrogen Insight. — 2023. — 24 August. — URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/-too-much-green-hydrogen-is-china-is-heading-for-an-oversupply-of-renewable-h2-/2-1-1505821>

21. Kessler, R. Texas has industrial makings for \$100bn hydrogen superhub with 180k jobs by 2050: report / R. Kessler // Recharge. — 2022. — 23 June. — URL: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/texas-has-industrial-makings-for-100bn-hydrogen-superhub-with-180k-jobs-by-2050-report/2-1-1243998>
22. Ghilotti, D. Spain will be Europe's 'first green hydrogen hub' and export millions of tonnes a year to the rest of the continent, says Enagas / D. Ghilotti // Hydrogen Insight. — 2023. — 25 January. — URL: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/spain-will-be-europe-s-first-green-hydrogen-hub-and-export-millions-of-tonnes-a-year-to-the-rest-of-the-continent-says-enagas/2-1-1393472>
23. Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка / Ф. Веселов, А. Соляник // Энергетическая политика. — 2022. — № 4(170). — С. 58-67. — DOI 10.46920/2409-5516_2022_4170_58.
24. IEA. The future of hydrogen. July 2019.
25. Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. January 2020. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>.
26. Бекиров Э. А., Развитие энергокомплексов по получению водорода на территории Республики Крым / Э. А. Бекиров, М. М. Асанов, С. Ш. Нусретова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2021. — Т. 23, № 2. — С. 161-172. — DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-161-172.
27. Николаев, Ю. Е. Оценка эффективности энергокомплексов с производством водорода, кислорода, тепла и электроэнергии / Ю. Е. Николаев, М. А. Айдаров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2024. — Т. 26, № 2. — С. 114-127. — DOI 10.30724/1998-9903-2024-26-2-114-127.
28. Водородное топливо - как альтернатива традиционным видам топлива / Э. Р. Зверева, Г. Е. Марьин, И. Г. Ахметова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2025. — Т. 27, № 3. — С. 187-197. — DOI 10.30724/1998-9903-2025-27-3-187-197.
29. Плетнев М. А. Социально-экономические проблемы развития водородной энергетики / М. А. Плетнев, А. Н. Копысов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2021. — Т. 23, № 2. — С. 36-45. — DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-36-45.

Авторы публикации

Кульбякина Александра Викторовна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Тепловая и атомная энергетика имени А.И. Андрющенко» (ТАЭ) Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А. (СГТУ имени Гагарина Ю. А.). Email: kulav@sstu.ru.

Мунин Александр Павлович – аспирант, старший преподаватель кафедры «Промышленная теплотехника» (ПТ) Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А. (СГТУ имени Гагарина Ю. А.). Email: muninap@sstu.ru.

Озеров Никита Алексеевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Промышленная теплотехника» (ПТ) Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А. (СГТУ имени Гагарина Ю. А.). Email: nikita-alecseevich@yandex.ru.

References

1. Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2050: Decree of the Government of the Russian Federation dated 04/12/2025 No. 908-R. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/411766542/>
2. Baykova O.V., Bolshakova O.I., Chebotaeva E.S., Gromyko E.O. Evaluation of the results of modernization and prospects for the development of Russian oil refining in the context of sanctions restrictions // Bulletin of the University. 2023. No. 11. pp. 81-91.
3. Afanasyev V. Ya. Transformation of the fuel and energy complex to ensure Russia's energy security in the era of sanctions restrictions / V. Ya. Afanasyev, O. I. Bolshakova, A. A. Romantsov // Bulletin of the University. — 2023. — No. 9. — pp. 93-102.
4. Tyrtoev E. Russian oil refining: the strongest will survive / E. Tyrtoev, E. Demidova // Energy policy. — 2021. — № 7(161). — Pp. 38-47.

5. Koroleva A. N. Modeling of the isomerization process of light gasoline fractions in the Aspen Hysys software package and analysis of the results / A. N. Koroleva, V. A. Bakhman, E. L. Tsaregorodtsev // *International Scientific Research Journal*. – 2023. – № 7(133).
6. Strokin A.V., Cherkasova E.I. The main trends of the isomerization process // *Bulletin of the Kazan Technological University*. 2014. Vol. 17. No. 8. pp. 66-68.
7. Hidalgo, J. M. Current uses and trends in catalytic isomerization, alkylation and etherification processes to improve gasoline quality / J. M. Hidalgo, M. Zbuzek, R. Cerny, P. Jisa // *Central European Journal of Chemistry*. - 2014. - Vol. 12. - №. 1. - P. 1-13. (Hidalgo, J. M. Current use and trends of catalytic isomerization, alkylation and esterification processes to improve gasoline quality / J. M. Hidalgo, M. Zbuzek, R. Cherni, P. Jisa // *Central European Chemical Journal*. - 2014. - Vol. 12. - No. 1. - pp. 1-13.)
8. Valavarasu, G. Light naphtha isomerization process: A review / G. Valavarasu, B. Sairam // *Petroleum Science and Technology*. - 2013. - Vol. 31. - №. 6. - P. 580-595. Valavarasu, G. The process of isomerization of light naphtha: a review / G. Valavarasu, B. Sairam // *Petroleum Science and Technology*. - 2013. - Vol. 31. - No. 6. - pp. 580-595.
9. Meyers R.A. Basic oil refining processes. Reference book: translated from English. edited by Glagolev O.F., Lykova O.P. 3rd ed. St. Petersburg: Profession, 2012. 944 p.
10. Solodova N. L. Hydrogen is an energy carrier and reagent. Technologies for its production / N. L. Solodova, E. I. Cherkasova, I. I. Salakhov, V. P. Tutubalina // *News of higher educational institutions. Energy problems*. 2017. Vol. 19, No. 11-12. pp. 39-50.
11. The problem of controlling the catalytic reforming process and the method of its solution / V. G. Matveikin, B. S. Dmitrievsky, A. G. Kokuev, A.M. Dzhambekov // *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*. – 2019. – Vol. 330, No. 6. – pp. 59-67.
12. Yarullin R.S., Salikhov I.Z., Cherezov D.S., Nurislamova A.R. Prospects of hydrogen technologies in the energy and chemical industries // *News of higher educational institutions. PROBLEMS OF ENERGY*. 2021. Vol. 23. No. 2. pp.70-83
13. The concept of development of hydrogen energy in the Russian Federation [Electronic resource] : approved by Decree of the Government of the Russian Federation dated 12.10.2021 No. 2812-R. — URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsex1.pdf>
14. Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. — Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022. — 140 p. — URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
15. Methods for producing hydrogen on an industrial scale. Comparative analysis / D. R. Shafiev, A. N. Trapeznikov, A. A. Khokhonov // *Advances in chemistry and chemical technology*. — 2020. — Vol. XXXIV, No. 12 (235). — pp. 53-57. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-polucheniya-vodoroda-v-promyshlennom-masshtab-sravnitelnyy-analiz/viewer>
16. Semenova, I. V. Production of electrolytic hydrogen. Physico-chemical patterns, current state and development prospects / I. V. Semenova // *Energy saving and water treatment*. - 2010. — No. 3. — pp. 15-21. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=15223310>
17. Hydrogen Production: State of Technology / S. Li, Q. Kang, J. Baeyens, H. L. Zhang, Y. M. Deng // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. — 2020. — Vol. 544. — P. 012011. — DOI 10.1088/1755-1315/544/1/012011
18. Comparison of various technologies for the production of hydrogen from natural gas / N. A. Mezaal, A. A. Kalyutik, A. S. Salman, L. M. Abdali // *Intelligent systems in production*. — 2023. — Vol. 21, No. 4. — pp. 101-108. — DOI 10.22213/2410-9304-2023-4-101-108
19. Development of hydrogen energy in Russia and the world [Electronic resource] : analytical report / Analytical Center under the Government of the Russian Federation. — Moscow, 2021. — 64 p. — URL: https://delprof.ru/upload/iblock/eef/DelProf_Analitika_Vodorodnaya-energetika.pdf
20. Parkes, R. ‘Too much green hydrogen’ | Is China is heading for an oversupply of renewable H2 / R. Parkes // *Hydrogen Insight*. — 2023. — 24 August. — URL: <https://www.hydrogeninsight.com/production/-too-much-green-hydrogen-is-china-is-heading-for-an-oversupply-of-renewable-h2-/2-1-1505821>
21. Kessler, R. Texas has industrial makings for \$100bn hydrogen superhub with 180k jobs by 2050: report / R. Kessler // *Recharge*. — 2022. — 23 June. — URL: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/texas-has-industrial-makings-for-100bn-hydrogen-superhub-with-180k-jobs-by-2050-report/2-1-1243998>

22. Ghilotti, D. Spain will be Europe's 'first green hydrogen hub' and export millions of tonnes a year to the rest of the continent, says Enagas / D. Ghilotti // Hydrogen Insight. — 2023. — 25 January. — URL: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/spain-will-be-europe-s-first-green-hydrogen-hub-and-export-millions-of-tonnes-a-year-to-the-rest-of-the-continent-says-enagas/2-1-1393472>

23. Economics of hydrogen production, taking into account exports and the Russian market / F. Veselov, A. Solyanik // Energy policy. — 2022. — № 4(170). — Pp. 58-67. — DOI 10.46920/2409-5516_2022_4170_58.

24. IEA. The future of hydrogen. July 2019.

25. Hydrogen Council. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. January 2020. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>.

26. Bekirov E. A., Development of energy complexes for hydrogen production in the territory of the Republic of Crimea / E. A. Bekirov, M. M. Asanov, S. Sh. Nusretova // News of higher educational institutions. Energy problems. — 2021. — Vol. 23, No. 2. — pp. 161-172. — DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-161-172.

27. Nikolaev, Yu. E. Evaluation of the efficiency of energy complexes with the production of hydrogen, oxygen, heat and electricity / Yu. E. Nikolaev, M. A. Aidarov // News of higher educational institutions. Energy problems. — 2024. — Vol. 26, No. 2. — pp. 114-127. — DOI 10.30724/1998-9903-2024-26-2-114-127.

28. Hydrogen fuel as an alternative to traditional fuels / E. R. Zvereva, G. E. Maryin, I. G. Akhmetova [et al.] // News of higher educational institutions. Energy problems. — 2025. — Vol. 27, No. 3. — pp. 187-197. — DOI 10.30724/1998-9903-2025-27-3-187-197.

29. Pletnev M. A. Socio-economic problems of the development of hydrogen energy / M. A. Pletnev, A. N. Kopysov // News of higher educational institutions. Energy problems. — 2021. — Vol. 23, No. 2. — pp. 36-45. — DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-36-45.

Authors of the publication

Aleksandra V. Kulbjakina – Saratov State Technical University named after Yu. A. Gagarin.

Aleksandr P. Munin – Saratov State Technical University named after Yu. A. Gagarin.

Nikita A. Ozerov – Saratov State Technical University named after Yu. A. Gagarin.

Шифр научной специальности: 2.4.5. «Энергетические системы и комплексы».

Получено **02.02.2026 г.**

Отредактировано **27.02.2026 г.**

Принято **14.04.2026 г.**