

Оценка потенциала экономии энергии в нефтегазовом секторе России

И.А. Башмаков

ЦЭНЭФ-XXI

Резюме

В данной работе проведен анализ технического потенциала экономии энергии в нефтегазовом секторе России. Он оценен равным 46 млн т при сравнении с лучшими мировыми эталонами, 33 млн т при допущении, что технология может быть приобретена на любом рынке, где не введены санкции на ее продажу в России, и 21 млн т при допущении, что используются только технологии, производимые в России. Это довольно весомые цифры. Первая близка суммарному потреблению первичной энергии в г. Москва. Вторая - близка к потреблению первичной энергии в таких индустриально развитых областях как Свердловская и Челябинская, а третья – в Ленинградской, или Ростовской областях. Для повышения энергоэффективности российской экономики в целом и конкурентоспособности и декарбонизации нефтегазового сектора важно активизировать деятельность по реализации этого потенциала.

1. Определение технического потенциала экономии энергии

В зависимости от целей исследования существует практика определения потенциала повышения энергоэффективности при производстве отдельных видов продукции или услуг по сравнению с эталоном, в качестве которого могут использоваться параметры удельного расхода энергии для:

- «практического минимума» (Best Available Technology, BAT)¹ - энергоэффективные технологии, которые замыкают 10% суммарного выпуска продукции на кривой бечмаркинга (рис. 1);
- «среднее значение» или
- «наиболее распространенного» (Best Practice Technology, BPT), которые замыкают 25% суммарного выпуска продукции на кривой бечмаркинга² (рис. 1).

Такая оценка возможна, если кривые бечмаркинга уже построены и при их построении обеспечена сопоставимость показателей для однородных объектов. В России такие системы силами ЦЭНЭФ-XXI и ЦЭПП создаются в рамках справочников НДТ для промышленности и силами ЦЭНЭФ-XXI в рамках анализа потенциала экономии энергии в зданиях³.

¹ Энергоэффективность в России: скрытый резерв. Группа Всемирного банка и ЦЭНЭФ. М., 2008; I. Bashmakov, K. Borisov, M. Dzedzich, A. Lunin, I. Gritsevich. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs and benefits, CENef. 2008, www.cenef.ru; Energy technology perspectives 2010. Scenarios and strategies to 2050. IEA/OECD. Paris. 2010; Energy technology transitions for industry. Strategies for the next industrial revolution. IEA/OECD. Paris. 2009.

² Бенчмаркинг – сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности собственной работы. Бенчмаркинг широко используется для: оценки конкурентных позиций по отдельным показателям за счет сопоставления с конкурентами; оценки потенциала повышения эффективности (сравнение с эталонами, т.е. лучшими практиками или стандартами); выявления слабых мест и возможностей для улучшения; регулирования, планирования и определения целевых заданий см. Башмаков И. А., Скобелев Д. О., Борисов К. Б., Гусева Т. В. (2021). Системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ в черной металлургии // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. Т. 77, № 9. С. 1071–1086.

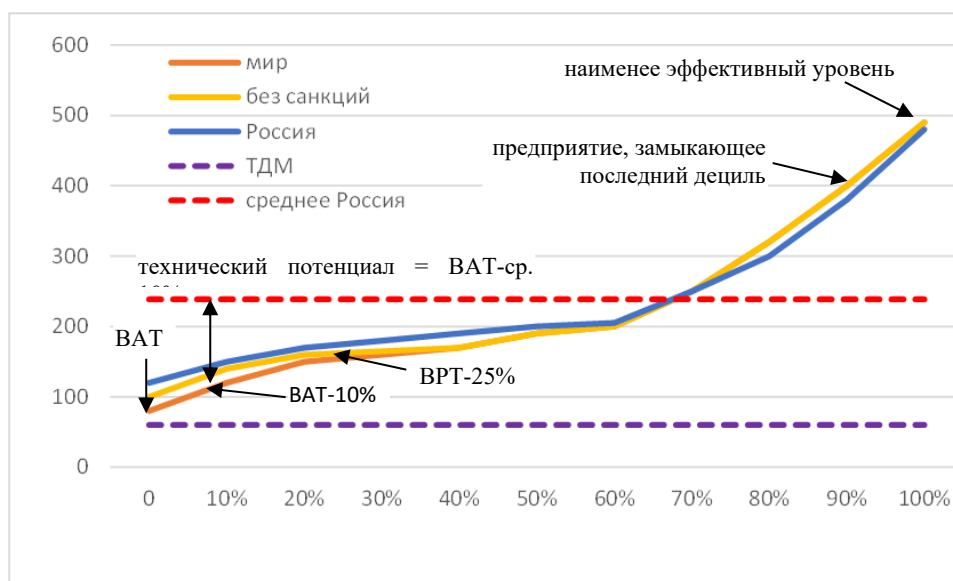
³ Башмаков И.А. Использование бенчмаркинга и калькуляторов при экспресс-оценке потенциала энергосбережения в зданиях. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ №8'2020.

В данной работе в качестве эталона используется показатель «практического минимума», определенный как показатель, замыкающий 10% суммарного выпуска продукции, зданий, или других объектов на кривой бенчмаркинга. Результат зависит от географии использованной для построения такой кривой. В данной работе используются три показателя ВАТ

- **глобальный** - в допущении, что нет ограничений на приобретение конкретной технологии на мировом рынке;
- **неподсанкционный** – в допущении, что технология может быть приобретена на любом рынке, где не введены санкции на ее продажу в России;
- **российский** – в допущении, что используются только технологии, производимые в России.

Технический (технологический) потенциал оценивается при допущении, что все энергопотребляющее оборудование, здания и сооружения мгновенно заменяются на лучшие, уже практически применяемые где-либо в мире образцы, соответствующие «практическому минимальному» удельному расходу энергии. Он равен произведению уровней производства товаров, работ и услуг в 2022 г. в России на разницу среднего для России удельного расхода энергии за 2022 г. и удельного расхода энергии для наилучшей технологии.

Рисунок 1. Стилизованная кривая бенчмаркинга для удельного расхода энергии



ТДМ – термодинамический минимум.
Источник: автор.

Естественно, оценка потенциала, сделанная на базе лучших мировых технологий, существенно выше прочих возможных оценок. Выполняются следующие соотношения: $BAT_{global} \leq BAT_{nosanctions}$ и $BAT_{global} \leq BAT_{ru}$. В случае, если $BAT_{ru} \leq BAT_{nosanctions}$ для оценки потенциала используется показатель BAT_{ru} . Таким образом **потенциал, оцененный с использованием глобальных показателей «практического минимума», всегда больше «неподсанкционного» потенциала, а тот всегда больше или равен «российскому» потенциалу.**

В российской практике используется понятие наилучшей доступной технологии (НДТ), которая представляет собой технологию производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемую на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при

условии наличия технической возможности ее применения (см. ФЗ № 219 от 21.07.2014 г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»). «Best Available Technology» переводится с английского как «наилучшая имеющаяся технология». Слово «available» означает, что технология уже реально применяется в коммерческой практике. Оно отличается от слова «affordable», которое означает «экономически доступная».

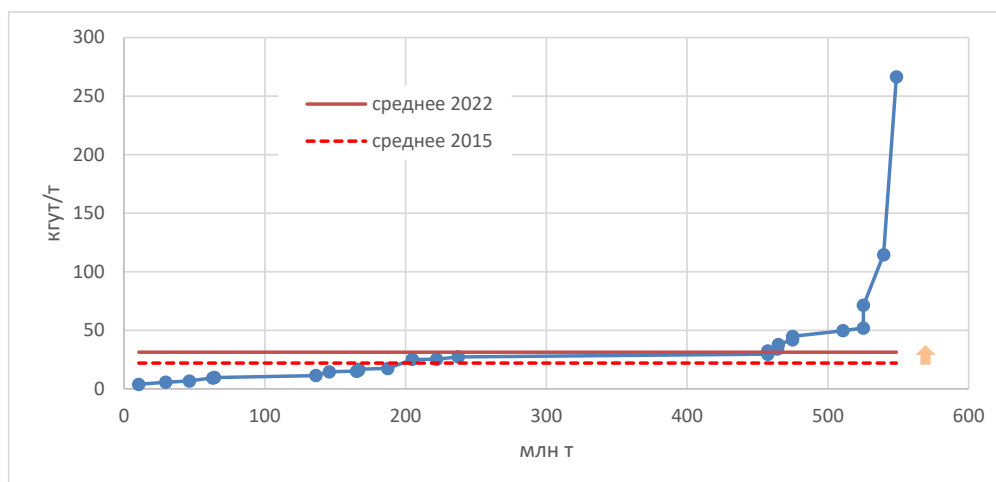
Технический потенциал показывает только гипотетические возможности энергосбережения без учета затрат и других ограничений на его реализацию. Для оценки технического потенциала повышения энергоэффективности использовалась информация только по уже практически применяемым в коммерческой практике технологиям. В данной работе оценивается только технический потенциал. Внедрение инноваций делает технический потенциал возобновляемым. Однако, для всех имеющихся технологий существуют термодинамические минимумы, которые определяют пределы снижения удельных расходов энергии.

2. Добыча нефти

Удельные расходы на 1 т добытой нефти заметно различаются в зависимости от охвата процессов, условий и технологий добычи. По данным Росстата по субъектам РФ максимальные значения в 70 раз превышали минимальные (рис. 2). Среднее по России значение в 2000 г. было равно 30 кг/т нефти, в 2015 г. - 21,9 кг/т нефти, а в 2022 г. - 31,3 кг/т нефти. То есть за последние 7 лет оно выросло на 43% под влиянием ухудшения условий добычи и санкций на импорт оборудования после 2014 г. Снижение суточного дебита жидкости скважин приводит к заметному росту удельных расходов энергии на 1 м³ поднятой жидкости.⁴ В Справочнике ИТС 28-2021 «Добыча нефти» указаны минимальные, средние и максимальные удельные расходы энергии на этапах добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин, подготовки нефти, газа и воды, поддержки пластового давления и учета продукции перед передачей потребителю. Если сложить минимальные, средние и максимальные значения на всех перечисленных этапах, то получим соответственно 0,18; 19 и 183,8 кг/т нефти. Среднее по Справочнику получается равным 61% от среднего по России за 2015 г. по данным Росстата и 87% от среднего за 2022 г. Максимальное значение по Справочнику равно 69% от максимального по России по данным Росстата за 2022 г. В качестве НДТ в справочнике указываются максимальные значения, поэтому показатели НТД превышают средние значения для России и не могут использоваться в качестве ВАТ.

⁴ Тарасов В.И., М.Н. Каверин, С.Б. Якимов. 2012. Сравнение энергопотребления при различных способах механизированной добычи по ряду предприятий ОАО «НК «Роснефть». Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 3. – С. 49-52. [attach_3-2014.pdf \(rosneft.ru\)](#)

Рисунок 2. Распределение добычи нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: автор по данным Росстата

Особенность условий добычи нефти не позволяет установить BAT_{global} на основе сопоставления удельных показателей нефтедобывающих компаний. По данным Шелл за 7 лет – в 2012-2019 гг. – удельный расход энергии повысился на 29% - с 28,3 до 36,5 кг/т нефти.⁵ По данным компании АРАМКО – в 2014-2020 гг. – удельный расход энергии снизился с 34,2 до 28,9 кг/т нефти, а затем в 2022 г. вырос до 37,6 кг/т нефти.⁶ По данным компании Chevron в 2018-2022 гг. – удельный расход энергии снизился с 88,5 до 65,6 кг/т нефти.⁷ PetroChina Co. Ltd. оценивает удельный расход энергии в 2022 г. равным 110 кг/т нефти.⁸ Для ВР удельный расход энергии составил 37 кг/т нефти в 2022 г. и 39,1 кг/т нефти в 2023 г.⁹ Эти данные нельзя прямо сравнивать с данными по удельному расходу энергии по России, поскольку существует заметная разница в границах учета и в условиях добычи. В российской статистике после 2015 г. не приводятся данные о потреблении энергии при разведочном и эксплуатационном бурении, а также при подготовке нефти на промыслах. По данным компании Лукойл в 2022 г. удельный расход (с учетом геологоразведки и добычи нефти) составил 266 ГДж/тыс бнэ¹⁰. По данным «Татнефти» удельный расход энергии на добычу нефти снизился с 62,4 кг/т в 2020 г. до 61,05 кг/т¹¹ (286 ГДж/тыс бнэ) в 2022 г. В отчетах нефтяных компаний он равен (ГДж/тыс бнэ): Shell – 156,4; ВР - 171, АРАМКО – 154,3, а Chevron – 255. Таким образом по сопоставимому охвату расходов энергии показатели для «Лукойла» и «Татнефти» получаются на 4-84% - выше. В расчетах было принято допущение, что за счет новых технологий удельные расходы энергии можно снизить по сравнению с базовой линией, по меньшей мере, на 20% от среднего за 2015-2022 гг. уровня¹² То есть BAT_{global} (для среднего по стране значения) принят равным 20,63 кг/т нефти, что на 34% ниже уровня 2022 г.

⁵ [Energy efficiency in our operations - Shell Sustainability Report 2019](#)

⁶ [Efficiency among energy abundance | Aramco India; Final Report_English.pdf \(aramco.com\)](#)

⁷ [Chart Generator — Chevron](#)

⁸ [2022esgen.pdf \(petrochina.com.cn\)](#)

⁹ [bp ESG datasheet 2023](#)

¹⁰ [Отчет об устойчивом развитии Группы «ЛУКОЙЛ» 2022.pdf](#)

¹¹ [Ресурсоэффективность \(tatneft.ru\)](#)

¹² Например, для Колумбийской нефтяной промышленности потенциал экономии энергии оценен равным 25%. Yanez Angarita, E. E., Ramirez, A., Uribe, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2018). Unravelling the potential of energy efficiency in the Colombian oil industry. Journal of Cleaner Production, 176(1), 604-628. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.085>

В секторе добычи нефти доминирует импортное оборудование. Задачу по повышению уровня локализации решают уже более 10 лет. В 2013-2015 гг. целевые уровни локализации были установлены: для полупогружных буровых платформ - 5-20%, для оборудования и судов для геофизических исследований и геологоразведки — 10-30%, инструментов и материалов для разведочного бурения — 5-30%.¹³ В принятом в марте 2015 г. Минпромторгом *Плане мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения* были поставлены задачи снизить долю импорта по технологиям, технике и сервису эксплуатации скважин и увеличению нефтеотдачи с 67-95% в 2014 г. до 50-80% в 2020 г.; технике и технологиям бурения наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин - с 60-83% в 2014 г. до 45-60% в 2020 г.; по программным средствам для процессов бурения, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья с 60–100% до 10–80%; по технологиям сжижения природного газа с 50–100% до 40–80%; по технологиям и оборудованию для реализации шельфовых проектов с 80–90% до 60–70%; по технологиям и оборудованию для транспортировки нефти и газа – с 30-90% до 20-60%.¹⁴ В целом по отрасли показатель импортозависимости для нефтегазового оборудования в 2014 г. составлял 60%.¹⁵ К концу 2016 г. он снизился до 45,5%.¹⁶ К 2020 г. по данным Минэнерго России доля импорта нефтегазового оборудования еще немного снизилась - до 43%. Доля импортного оборудования в сегменте трудноизвлекаемых запасов составляла 50%, в сфере производства сжиженного природного газа — 80%, для работы на шельфе — 85%. По отдельным позициям российских аналогов все еще не существовало.

В результате санкций под запрет попало 68% поставок импортного высокотехнологичного оборудования для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.¹⁷ На фоне растущей потребности российских нефтекомпаний в оборудовании для повышения нефтеотдачи скважин¹⁸ возможности его приобретения от производителей из стран, не наложивших санкции, сильно ограничена. К приоритетным направлениям отнесены критические для обеспечения технологического суверенитета виды оборудования с уровнем локализации ниже 50%. В части нефтегазового машиностроения в этот список попали: оборудование для гидравлического разрыва пластов, для бурения, цементирования и капитального ремонта скважин; для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин; для работ на шельфе.¹⁹ Так 90% оборудования для гидравлического разрыва пластов производится за границей, а в пятерку крупнейших производителей входят белорусский «Фидмаш», шотландская The Weir Group, американские Stewart & Stevenson и Caterpillar и немецкая KATТ.²⁰

Оценить значения $BAT_{nosanctions}$ и BAT_{ru} для добычи нефти довольно сложно. Китайское машиностроение по производству оборудования для добычи нефти и газа преодолело технологическое отставание, за которым последовало развитие потенциала как в области

¹³ [Бурите отечественным – Газета Коммерсантъ № 231 \(5016\) от 06.12.2012 \(kommersant.ru\)](#)

¹⁴ План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации, Минпромторг России. URL: www.minpromtorg.ru/; Бажанов В. А., Амосёнок Э. П. Оценка возможностей развития отечественного производства продукции нефтегазового машиностроения // Мир экономики и управления. 2018. Т. 18, № 1. С. 30–41 [otsenka-vozmozhnostey-razvitiya-otchestvennogo-proizvodstva-produktsii-neftegazovogo-mashinostroeniya.pdf](#)

¹⁵ Доля импорта оборудования в 2014 г. и 2020 г. по широкому его набору дана в: [Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли \(tpu.ru\)](#)

¹⁶ [zhdaneev_statya_62.pdf \(spmi.ru\)](#)

¹⁷ [ТЭК России | Ориентир на отечественное оборудование \(cdu.ru\)](#)

¹⁸ Волошин В.И. Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса. Российский внешнеэкономический вестник. №7 – 2023. [tehnologicheskij-faktor-razvitiya-rossijskogo-neftegazovogo-kompleksa.pdf](#)

¹⁹ [Правительство РФ определило приоритетные направления проектов технологического суверенитета. В нефтегазе и не только \(neftegaz.ru\)](#)

²⁰ [Гидроразрыв пласта по-русски: зачем нам свой флот - Ведомости.Промышленность \(vedomosti.ru\)](#)

собственных инноваций, так и в цепочке поставок.²¹ Однако, нет информации о том, что параметры его эффективности превысили западные уровни. При замене действующего оборудования на новое по российским или доступным зарубежным технологиям придется конкурировать с выводимым из эксплуатации импортным оборудованием. В итоге удельные расходы энергии могут еще вырасти. Для российских производителей сохраняется технологическая отсталость и основными лицензиарами являются иностранные компании.²² В итоге уровень российского нефтегазового оборудования по таким показателям как качество, цена, сервис и эффективность серьезно отстает от зарубежных аналогов.²³ Важно оценить возможность не столько снижения, сколько ограничения или нейтрализации за счет мер по повышению энергоэффективности роста удельных расходов энергии из-за других факторов. Такие расчетные схемы предложены.²⁴ На основе их применения получилось, что в 2020 г. программа энергосбережения «Роснефти» смогла компенсировать рост удельных расходов энергии за счет ухудшения условий добычи и сокращения напора. Вклад этой программы равен снижению удельного расхода энергии на 1% в год. Если допустить, что за 20 лет этой программой будет охвачен весь объем добычи, то получается, что потенциал отклонения от базовой линии роста удельных расходов можно оценить в 20%.

Частичным обоснованием такого выбора является положительный опыт повышения энергоэффективности российскими нефтяными компаниями.²⁵ Так компания «Татнефть» внедряет российские технологии повышения эффективности – замена центробежных насосов на объемные и металлические трубы на стеклопластиковые. За счет этих мер предполагается к 2030 г. снизить удельный расход электроэнергии с 6,53 до 3,5 кВт-час/м³ поднятой жидкости в целом по компании.²⁶

В данной работе принято допущение, что для добычи нефти $BAT_{nosanctions} = 25$ кг/т нефти (уровень среднего удельного расхода в России за 2015-2022 гг., или уровень равный 80% от значения 2022 г.), а $BAT_{ru} = 28$ кг/т нефти (равно среднему значению за 2021 г., или 90% от уровня 2022 г.). При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче нефти равен (в млн т): $POT_{global} = 7,4$; $POT_{nosanctions} = 5$, а $POT_{ru} = 1,8$ (табл. 1).

²¹ Li Y., Li H., Tan J. 2022. Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy. Journal of Cleaner Production. Volume 365, 10 September 2022, 13268. [Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy - ScienceDirect](#)

²² Лебедева Н.Е. 2019. Тенденции развития нефтегазового машиностроения РФ в условиях реализации политики импортозамещения. *Инновации и инвестиции*. №11. 2019. [tendentsii-razvitiya-neftegazovogo-mashinostroeniya-rf-v-usloviyah-realizatsii-politiki-importozamescheniya.pdf](#)

²³ Бажанов В. А., Амосёнок Э. П. Оценка возможностей развития отечественного производства продукции нефтегазового машиностроения // Мир экономики и управления. 2018. Т. 18, № 1. С. 30–41. [otsenka-vozmozhnostey-razvitiya-otechestvennogo-proizvodstva-produktsii-neftegazovogo-mashinostroeniya.pdf](#)

²⁴ Цыпленков С.В., Агафонов Е.Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 4. С. 180-196. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-4-180-196. [Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти | Цыпленков | Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ \(energyret.ru\)](#)

²⁵ Midor, K.; Ivanova, T.N.; Molenda, M.; Biały, W.; Zakharov, O.V. Aspects of Energy Saving of Oil-Producing Enterprises. *Energies* 2022, 15, 259. <https://doi.org/10.3390/en15010259>; Техническая политика Группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности и сокращения выбросов парниковых газов в России [Техническая политика ЛУКОЙЛ \(1\).pdf](#); «ЛУКОЙЛ». 2023. Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2022 год https://google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjX-N339qqFAxVtLhAIHZ_tD3o4FBAWegQIBRAB&url=https%3A%2F%2Fwww.e-disclosure.ru%2Fportal%2FFileLoad.ashx%3FFileid%3D1795143&usq=AOvVaw3_7dvX7k0hGTyE_FrbkeME&pi=89978449

²⁶ «Татнефть» снизит почти вдвое удельный расход электроэнергии в ППД к 2030 году | Добыча нефти и газа - НАНГС (nangs.org)

Таблица 1 Технический потенциал экономии энергии в нефтегазовом секторе

	Единицы измерения	Объем экономической деятельности	Единицы измерения	Удельный расход в 2022 г.	BAT			Потенциал экономии, млн тут		
					BAT_{global}	$BAT_{nosanctions}$	BAT_{ru}	POT_{global}	$POT_{nosanctions}$	POT_{ru}
Добыча нефти*	тыс. т	533988	кг/т	31,3	20,6	25,8	28	5,70	2,94	1,76
Переработка нефти и газового конденсата	тыс. т	313305	кг/т	88,9	71,12	80,01	88,9	5,57	2,79	0,00
Сжигание попутного газа в факелах	млн м ³	105098	%	79,2 %	99,5	95	90	24,6	19,2	13,1
Добыча газа*	млн м ³	637638	кг/т/1000 м ³	15	11,25	12,75	14,25	2,4	1,4	0,5
Переработка газа	млн м ³	116976	кг/т/1000 м ³	49,4	37,05	42,0	46,9	1,4	0,9	0,3
Транспорт природного газа	млрд м ³ -км	1268852	кг/т/млн м ³ -км	21,5	17,38	17,38	17,38	5,2	5,2	5,2
Транспорт нефти	млн т-км	1157282	т/т/млн т-км	1,56	1,26	1,26	1,4	0,35	0,35	0,2
Транспорт нефтепродуктов	млн т-км	56563	т/т/млн т-км	1,67	1,33	1,33	1,5	0,02	0,02	0,01
Итого	млн тут							45,6	33,1	21,1

*при условии фиксации влияния факторов ухудшения условий добычи

Источник: Оценки автора

3. Переработка нефти

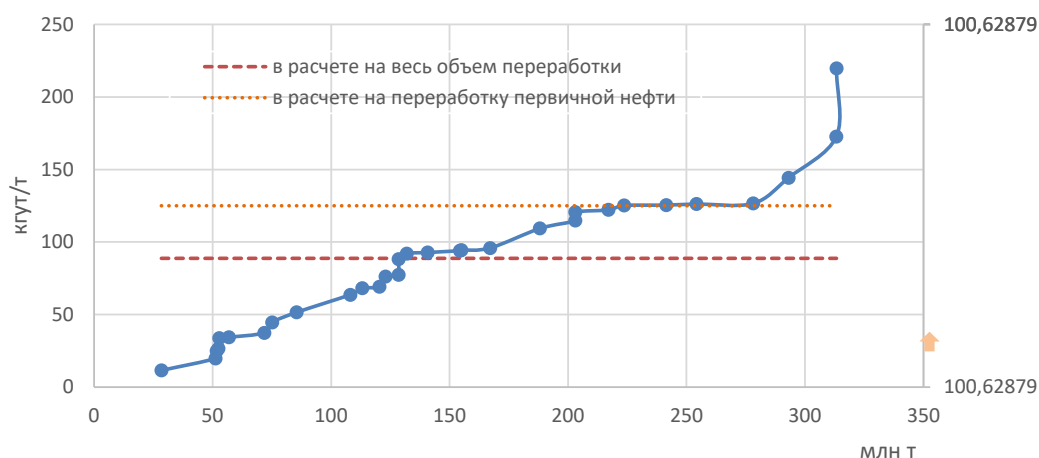
Оценить энергоэффективность комплексов по переработке нефти непросто. Сложность технологического процесса измеряется индексом Нельсона. НПЗ может включать до 150 установок²⁷, производящих промежуточные и конечные продукты, с потоками энергии и продукции из-за пределов границ НПЗ и за эти границы. Для решения этой задачи используются разные подходы. Первый – использование статистики Росстата. Данные приводятся в расчете на объем сырой нефти, поступившей на переработку (первичная переработка нефти – 276,6 млн. т в 2022 г.) и основной части произведенного газового конденсата (произведено 40,55 млн т и использовано для производства нефтепродуктов 36,7 млн т в 2022 г.). Удельные расходы энергии при производстве ряда нефтепродуктов из газового конденсата сравнительно невелики. Это определяет наличие низких значений и большой разброс на кривой бенчмаркинга по уровню удельных расходов энергии (рис. 3). Это также не позволяет определить BAT_{ru} для НПЗ на базе этой кривой. По имеющимся оценкам существующий уровень удельных расходов энергии превышает показатели наиболее эффективных российских НПЗ на 25-30%.²⁸ Это первое приближение оценки потенциала экономии энергии. Средний уровень удельных расходов энергии для России показан в двух вариантах - в расчете на сумму нефти и газового конденсата, поступивших на переработку (88,9 кг/т) и в расчете только на объем сырой нефти, поступившей на первичную переработку (100,6 кг/т). Первый показатель вырос с 75,1 кг/т в 2015 г., а его максимальное значение пришлось на 2021 г. - 89,6 кг/т. Отчасти

²⁷ От 6 до 45 на российских НПЗ. ИТС 30-2021. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ. Бюро НДТ. Москва. 2021.

²⁸ Широков В.А. и Сурков В.В. 2018. Совершенствование топливно-энергетического баланса нефтеперерабатывающих предприятий «Neftegaz.RU» (№4, Апрель 2018). [Совершенствование топливно-энергетического баланса нефтеперерабатывающих предприятий - Переработка - Статьи журнала \(neftegaz.ru\)](https://neftegaz.ru)

этот рост связан с повышением глубины переработки нефти с 74,2% до 83,9% в 2015-2022 гг.

Рисунок 3. Распределение переработки нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: автор по данным Росстата

«Татнефть» показывает снижение удельного расхода энергии на переработку нефти со 105,9 кгут/т в 2020 г. до 98 кгут/т в 2022 г.²⁹ Лукойл дает более высокие удельные расходы – 130 кгут/т в 2022 г., но при этом указывает, что данные приведены с учетом продукции газопереработки, продукции нефтехимии и с учетом внутригрупповых поставок нефтепродуктов, передаваемых для дальнейшей переработки.³⁰ По-видимому, эти цифры не включают переработку газового конденсата. Все эти показатели не обеспечивают важного условия корректного бенчмаркинга – сопоставимости.

Потенциал экономии энергии в нефтепереработке по сравнению с *BAT_{global}* оценен равным 20%. Для решения проблемы сопоставимости в нефтепереработке используется индекс энергоэффективности Соломон Ассошиэтиз - *Energy Intensity Index (EII)*. Это отношение фактического энергопотребления НПЗ к энергопотреблению НПЗ максимально близкой конфигурации со среднемировыми показателями удельных расходов по каждой установке. Чем ниже *EII*, тем выше уровень энергетической эффективности. В Китае используется другой показатель (*unit energy factor consumption for refining*), расчет которого регламентируется специальным стандартом.³¹ Если индекс *EII* ниже 100, то уровень энергоэффективности выше среднего по миру и наоборот. Эти индексы периодически пересматриваются. Выделятся четыре уровня бенчмарков *EII*. Для четвертого уровня показатель *EII* за 2022 г. равен 113, а для первого – 77.³² То есть НПЗ четвертого уровня эффективности имеют потенциал экономии равный 32% ((113-77)/113). Для Chevron в последние годы *EII* варьировал в диапазоне 85-92, для Shell – 94-99, для bp – 103-107.³³ Отдельные российские нефтяные компании также используют *EII*. По данным Лукойла *EII* снизился с 98,8 в 2018 г. до 96,6 в 2020 г.³⁴ и не уступал Shell. Тогда потенциал экономии

²⁹ [Ресурсоэффективность \(tatneft.ru\)](https://tatneft.ru)

³⁰ <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport>

³¹ [GB 30251-2013 English PDF \(GB30251-2013\) \(chinesestandard.net\)](https://www.gb30251-2013.org/)

³² Kostov K.V., I.I. Ivanov, K.T. Atanasov. 2023. The analysis of the energy index and the application of equivalent distillation productivity as criteria for identification of the energy efficiency of a petroleum refinery. POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL 2023. Volume 26. Issue 1. 133–144. DOI: 10.33223/epj/161625

³³ [2022 Corporate Sustainability Report \(chevron.com\); opd-our-performance-data-shell-sr23.pdf; bp ESG datasheet 2022](https://www.shell.com/our-performance-data-shell-sr23.pdf)

³⁴ <https://lukoil.ru/Sustainability/SustainabilityReport>

энергии равен 20% $((96,6-77)/96,6)$. Более ранние исследования показали, что в 2016 г. среднее значение *EII* российских НПЗ составляло 150% от среднего по НПЗ-лидерам основном из-за низких цен на энергию и из-за технологической конфигурации, исторически не ориентированной на энергосбережение.³⁵ Но данные 2016 г. не отражают эффектов процесса модернизации нефтепереработки последних лет.

Российская нефтепереработка сильно зависит от импорта технологий и катализаторов. Установки для первичной переработки в основном отечественные. По одним данным доля российских катализаторов в нефтепереработке с 2014 г выросла с 32% до 76%.³⁶ Однако, к приоритетным направлениям обеспечения технологического суверенитета отнесены виды оборудования с уровнем локализации ниже 50%. В этот список попали катализаторы, установки гидроочистки, гидрокрекинга, каталитического крекинга, риформинга, изомеризации (гидроочистка метана, сероочистка, паровой риформинг, конверсия оксида углерода, метанирование).³⁷ Значит уровень их локализации ниже 50%. Это же можно сказать про внутрикорпусные устройства и реакторы; компрессоры для технологических процессов нефтепереработки; установки очистки нефтесодержащих жидкостей на основе технологии центробежной сепарации. Критерий - больше 50% импорта, но сколько именно? Есть оценки: для глубокой переработки на начало 2022 г. зависимость от импорта оборудования составляла 80-90%, а по катализаторам до 100%.³⁸

Возможности использования и параметры китайского оборудования для глубокой переработки нефти не определены. Китай сам в значительной степени полагается на западные технологии для развития нефтепереработки. В последние годы Китай приближается к параметрам западных технологий, но в основном в части добычи нефти и газа.³⁹ Опыта использования китайского оборудования для глубокой переработки нефти в России нет. Поэтому довольно сложно оценить *BAT_{nosanctions}*. Чисто гипотетически он оценен равным 10%.

В отношении оценки *BAT_{ru}* для нефтепереработки важно учесть два фактора. Первый – нет собственных технологий глубокой переработки нефти. В последние годы на импорт пришлось 80% оборудования, закупленного для модернизации установок вторичной переработки нефти⁴⁰ по причине отставания российских технологий. Поэтому замена оборудования на российское может привести к росту удельных расходов энергии. Второй - на модернизированных НПЗ установлены новые западные агрегаты. Возможность их замещения ниже, чем на «старых» НПЗ.⁴¹ В итоге глубина переработки нефти может сократиться. Это может привести к снижению удельного расхода энергии, но уже не в

³⁵ Соркин Л.Р., Шишорин Ю.Р., Цодиков Ю.М. 2019. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ РАБОТКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ И ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ. В УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ КРУПНОМАСШТАБНЫХ СИСТЕМ MLSD'2019. 139-153.pdf (ipu.ru) Материалы двенадцатой международной конференции Научное электронное издание. Под общей ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. 2019. Издательство: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН (Москва)

³⁶ [Российская нефтепереработка на современном этапе развития \(ngv.ru\)](https://ngv.ru)

³⁷ [Правительство РФ определило приоритетные направления проектов технологического суверенитета. В нефтегазе и не только \(neftegaz.ru\)](https://neftegaz.ru)

³⁸ [Российские нефтеперерабатывающие заводы под угрозой: слишком много иностранного оборудования \(mashnews.ru\)](https://mashnews.ru)

³⁹ Li Y., Li H., Tan J. 2022. Technological catch-up and innovations of China's offshore oil and gas equipment-manufacturing industry: The role of the supply chain and government policy. Journal of Cleaner Production. Volume 365, 10 September 2022, 13268

⁴⁰ [Владимир Капустин: «Самое время сейчас обратиться к российским разработкам» - Ведомости& \(vedomosti.ru\)](https://vedomosti.ru)

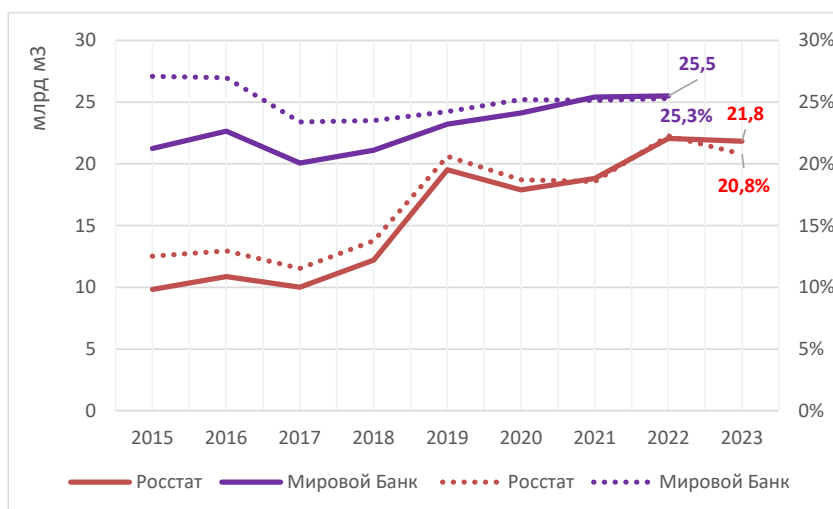
⁴¹ [Российские нефтеперерабатывающие заводы под угрозой: слишком много иностранного оборудования \(mashnews.ru\)](https://mashnews.ru)

сопоставимых условиях. Баланс этих двух тенденций не ясен. В расчетах принято допущение, что BAT_{ru} равно среднему значению для России в 2022 г. - 88,9 кг/т. То есть, $POT_{ru} = 0$. При принятых допущениях потенциал экономии энергии при переработке нефти и газового конденсата равен (в млн тут): $POT_{global}=5,6$; $POT_{nosanctions} = 2,8$ (табл. 1).

4. Сжигание попутного газа в факелах

Объемы сжигания попутного газа в факелах в 20-х годах удвоились по сравнению с 2015-2017 гг. В последние годы (2020-2023 гг.) в России добывается 101-105 млрд м³ попутного нефтяного газа (ПНГ), или немногим больше 20м³/т сырой нефти (без газового конденсата). По закону из них должно сжигаться не более 5%⁴², то есть не более 5,25 млрд м³. По данным Росстата в 2022 г. было сожжено 22,1 млрд м³ (22,3%), а в 2023 г. – 21,8 млрд м³ (20,8%).

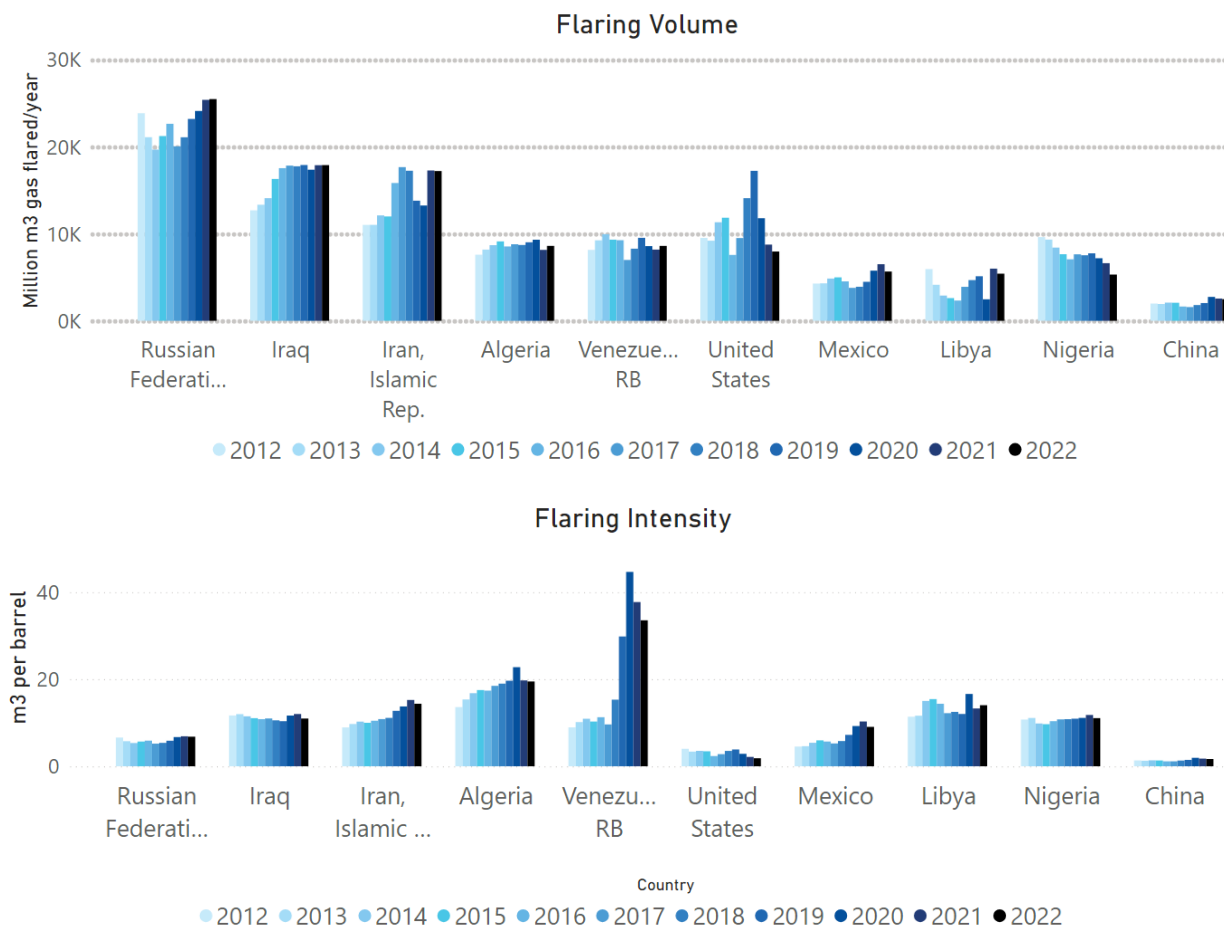
Рисунок 4. Динамика сжигания попутного газа в факелах в России (сплошные линии) и доли сжигания попутного газа в факелах в России (пунктирные линии)



Источник: автор по данным Росстата и Мирового банка

Россия занимает первое место в мире по объемам сжигания попутного газа в факелах. Этот вывод справедлив как при использовании данных Росстата, так и при использовании данных Мирового Банка (рис. 5). Согласно последним в 2022 г. в России было сожжено в факелах 25,5 млрд м³ (25,3%), то есть на 15-20% выше нормативного требования. За это нефтяные компании должны уплатить большие штрафы. За Россией следуют Ирак, Иран и Алжир. В расчете на баррель добытой нефти в России ситуация лучше, чем в этих странах, но хуже, чем в США, или в Китае.

⁴² Принятое в 2009 г. Постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».



Источник: [Global Gas Flaring Data \(worldbank.org\)](https://data.worldbank.org/SDG/13.3)

Рост объемов и доли сжигания газа в факелах начался задолго до ВСО – в 2018 г. и особенно интенсивно в 2019 г. Одним из объяснений роста доли сжигания ПНГ со стороны нефтяных компаний в 2022 г. служит снижение его использования для производства сжиженных углеводородных газов (СУГ), поскольку их экспорт резко сократился после начала военного конфликта на Украине. Стоящий на страже их интересов РСПП даже предлагает увеличить действующий норматив сжигания попутного газа без штрафов с 5% до 30%.⁴³ Но все же это скорее «лукавое» объяснение. В 2012-2015 гг. удалось увеличить уровень утилизации ПНГ на 13%⁴⁴, а затем прогресс сначала полностью остановился, а затем развернулся вспять. Прирост сжигания ПНГ в 2017-2019 гг. составил 9,3 млрд м³, а в 2021-2023 гг. – еще 3 млрд м³. То есть основной прирост имел место еще до начала СВО. Данные Мирового Банка показывают минимальный прирост сжигания в 2022 г. (только на 0,09 млрд м³). Заметные объемы производства СУГ приходились в основном на «Лукойл» и «Газпром нефть».⁴⁵

В качестве *BAT_{global}* для доли сжигания ПНГ выбран показатель - 99,5%. Этот уровень уже был достигнут «Сургутнефтегаз». Он ниже 100% поскольку помимо рутинного есть еще аварийное сжигание ПНГ. В 2020 г. доля сжигания ПНГ в факелах для крупнейших российских компаний составляла: «Сургутнефтегаз» - 99,5%; «Лукойл» - 97,7%;

⁴³ Экспорт СУГ снижается, сжигание попутного газа растет - ROGTEC (rogtecmagazine.com)

⁴⁴ Там же

⁴⁵ Рядинская А.П., Череповицына А. А. 2022. УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ: МЕТОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА ПРОДУКТОВ ГАЗОХИМИИ. СЕВЕР И РЫНОК: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 19–34. [Сир 2 2022-20-35.pdf \(kolasc.net.ru\)](#)

«Татнефть» - 96%; «Газпром нефть» - 91,1%. Общую картину портила «Роснефть» с 74,8%.⁴⁶ Для «Лукойла» показатель снизился до 97,4% в 2021 г. и до 84,6% - в 2022 г.⁴⁷

Отношение сжигания ПНГ в факелах к добыче нефти становится существенным маркетинговым параметром при определении выбросов ПГ по охвату 3. Мировой Банк использует *Индекс сжигания импортируемого газа* (Imported Flare Gas Index, IFG) для стран-импортеров нефти, который рассчитывается по формуле $= \Sigma \text{доля импорта сырой нефти из страны } Y * \text{интенсивность сжигания в стране } Y$.⁴⁸ Инициатива *Обнуление рутинного сжигания газа к 2030 году* была запущена в 2015 г. Согласно ей правительства и нефтегазовые компании берут обязательства по прекращению регулярного сжигания газа на факелах не позднее 2030 г. Инициатива поддержана компаниями, ныне сжигающими 60% ПНГ в мире.⁴⁹ Ее поддерживают и российские компании. Одна из климатических целей ПАО «НК «Роснефть» – достижение нулевого рутинного сжигания ПНГ к 2030 году.⁵⁰

Потенциал снижения сжигания ПНГ в основном определяется технологическими возможностями и экономической целесообразностью, включая уплату штрафов. В части перерабатываемого ПНГ доля импортного оборудования примерно такая же, как и при переработке газа - 30-70% (см. ниже). Точно оценить $BAT_{nosanctions}$ сложно. Принято допущение, что при опоре только на технологии стран, которые не вводили санкций, можно снизить долю сжигания ПНГ до 95%, а при опоре только на российское оборудование – до 90%. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн туг): $POT_{global}=24,6$; $POT_{nosanctions} = 19,2$, а $POT_{ru} = 13,1$ (табл. 1).

5. Добыча природного газа

Как и в случае с добычей нефти удельные расходы энергии добычу на 1000 м³ природного газа заметно различаются в зависимости от охвата процессов, условий и технологий добычи. По данным Росстата за 2022 г. удельный расход в среднем по России составил 15 кгуг/1000 м³ (рис. 6). Основная доля газа добывается в ЯНАО с удельными расходами энергии 13,2 кгуг/1000 м³. На Сахалине удельный расход равен 51,6 кгуг/1000 м³. Однако, после 2015 г. Росстат не дает данные по расходам энергии на бурение разведочных и эксплуатационных газовых скважин, а также по расходам на собственные нужды и потери на промыслах при добыче газа (без дожимных компрессорных станций). Эти энергоемкие процессы дают почти удвоение потребления энергии, а средний удельный расход энергии, по оценке ЦЭНЭФ-XXI, повышается до 30 кгуг/1000 м³.

⁴⁶ Там же

⁴⁷ [Экспорт СУГ снижается, сжигание попутного газа растёт - ROGTEC \(rogtec.com\)](https://rogtec.com/ru/industry/energy/energy-efficiency/energy-efficiency)

⁴⁸ Global Gas Flaring Tracker Report. MARCH 2023. [2023 Global Gas Flaring Tracker Report \(worldbank.org\)](https://www.worldbank.org/en/programs/global-gas-flaring-tracker-report)

⁴⁹ [About the ZRF \(worldbank.org\)](https://www.worldbank.org/en/programs/global-gas-flaring-tracker-report)

⁵⁰ «Роснефть». [Отчеты в области устойчивого развития \(rosneft.ru\)](https://rosneft.ru/ru/press-center/press-releases)

Рисунок 6. Распределение добычи природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по данным Росстата

По данным Газпрома удельный расход энергии в 2002-2010 гг. вырос на 10%⁵¹ и составил 16,28 кгУТ/1000 м³, в 2015 г. - 17,81 кгУТ/1000 м³, в 2020 г. - 20,99 кгУТ/1000 м³, в 2021 г. - 23,13 кгУТ/1000 м³ и в 2022 г. - 25,12 кгУТ/1000 м³. За 20 лет он вырос почти на 60%, за последние 12 лет – на 54%, а за последние 3 года - на 20%.⁵² Рост ускорился. Он объясняется как снижением добычи, так и снижением пластового давления при вступлении месторождений Западной Сибири, на которые приходится более 90% добычи Газпрома, в стадию падающей добычи.⁵³ НОВАТЭК в годовом отчете об устойчивом развитии не приводит данных об удельном расходе энергии на добычу газа.⁵⁴ Основная часть газовых компаний (Chevron, bp, Qatar Energy LNG, Shell, CNPC, NIGC, SOCAR, TurkmenGaz) также не указывают удельный расход энергии именно на добычу газа, а показывают его в расчете на добычу всех углеводородов.⁵⁵ Поэтому оценить BAT_{global} на основе зарубежных аналогов невозможно. Справочник ИТС 29–2017 «Добыча природного газа» признает за НДТ фактические показатели удельных расходов энергии. Было принято допущение, что BAT_{global} равен 75% от уровня среднего показателя по России за 2022 г., $BAT_{nosanctions} = 85\%$, а $BAT_{ru} = 95\%$. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн тут): $POT_{global}=2,4$; $POT_{nosanctions} = 1,4$, а $POT_{ru} = 0,5$ (табл. 1).

Ухудшение финансового состояния российских газовых компаний заметно осложнит возможности реализации этого потенциала. Более низкое значение BAT_{ru} для России определяется относительно низким уровнем локализации. По данным Ассоциации производителей оборудования для газовой промышленности, в 2020 году доля

⁵¹ [kontsepsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom..pdf](#)

⁵² СТЕПАНОВ С. Е. и О. В. КРЮКОВ. Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоёмкости газового промысла. СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ | 4/2023 (91). [Энергоэффективность технологических объектов добычи газа на примере оценки энергоёмкости газового промысла \(xn--80aaigboe2bzaiqsf7i.xn--plai\); gazprom-sustainability-report-ru-2022.pdf](#)

⁵³ Воронцов М.А., Г.А. Хворов, С.А. Нурдинова, В.А. Маришкин. 2017. Методические подходы к оценке энергоэффективности технологических процессов добычи газа. Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. Спецвыпуск. Научно-технический сборник. ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2017ю [metodicheskie-podhody-k-otsenke-energoeffektivnosti-tehnologicheskikh-protssesov-dobychi-gaza.pdf](#)

⁵⁴ [NOVATEK SR 2022 RUS.pdf](#)

⁵⁵ [2022 Corporate Sustainability Report \(chevron.com\)](#)

отечественного оборудования для добычи газа составляла 55%. В 2014 году она была 40%.⁵⁶ Наблюдается определенный прогресс, но простая экстраполяция показывает, что для достижения абсолютной самодостаточности может потребоваться четверть века ($>45\%/(55\%-40\%)*6$ лет), и достижение этой цели маловероятно. В производстве СПГ зависимость от импорта составляет 70-80%,⁵⁷ в операциях на шельфе – 85%, по буровому оборудованию – 80%.⁵⁸ В России нет своих технологий для производства крупнотоннажного СПГ, поэтому все крупные проекты находятся в критической зависимости от иностранных технологий. После введения первых санкций в 2014 году российское правительство в 2018 году разработало дорожную карту локализации оборудования для производства СПГ. В 2020 году была принята долгосрочная программа развития производства СПГ, включавшая список оборудования. В 2021 году Минпромторг России принял программу локализации оборудования для проектов СПГ в России до 2030 года, которая устанавливала следующие цели: довести долю российского оборудования в проектах СПГ по крайней мере до 40% к 2024 году и до 80% к 2030 году. Достигнут определенный прогресс в отношении локализации производства оборудования для малотоннажного СПГ – доля российского оборудования составляет 90% (Арктический каскад). Однако средне- и крупнотоннажное производство находится в начале большого пути. Между тем ограничение доступа к технологиям препятствует участию иностранных компаний в проекте «Арктик – СПГ-2». Technip Energies (проектирование и поставка оборудования, материалов и комплектующих, строительство и ввод в эксплуатацию), Siemens (поставки компрессоров), Baker Hughes (турбины), Linde (теплообменники), Royal Boskalis Westminster (ведущий мировой поставщик услуг по дноуглублению, морской энергетике и наземной инфраструктуре) – все они вышли из этого и других проектов.⁵⁹ Linde уведомила Газпром о выходе из проекта по строительству терминала СПГ в Усть-Луке и вышла из совместного предприятия с «Северсталью» по производству спирально-навитых криогенных теплообменников для переработки газа и производства СПГ. Baker Hughes объявила о прекращении обслуживания всех российских проектов СПГ и отгрузки оборудования для «Арктик – СПГ-2», прежде всего газовых турбин. Из-за санкций принадлежащий «Новатэку» Совкомфлот не смог оплатить Южной Корее строительство трех танкеров для перевозки СПГ.⁶⁰

6. Переработка природного газа

Переработке подвергается только часть природного газа, на сам этот процесс более энергоемкий чем его добыча. По данным Росстата за 2022 г. удельный расход в среднем по России составил 49,4 кг/1000 м³ (рис. 7). Он снизился с 63,4 кг/1000 м³ в 2017 г. По данным Газпрома удельный расход энергии вырос с 45,9 кг/1000 м³ в 2016 г. до 50,5 в 2020 и затем снизился до 47,2 кг/1000 м³ в 2022 г.⁶¹ Различия удельных расходов по субъектам РФ довольно велики, и они в значительной степени связаны с составом перерабатываемого газа (содержанием серы, гелия, газового конденсата и других компонентов). Поэтому они не могут служить основой для определения *ВЭТ*. Справочник ИТС 50–2017 «Переработка природного и попутного газа» дает диапазон удельных расходов энергии для разных процессов переработки газа. Удельный расход энергии

⁵⁶ Ускорение локализации – Коммерсантъ – Санкт-Петербург (kommersant.ru).

⁵⁷ Технологическая независимость как основа устойчивого присутствия России на мировом рынке СПГ – Информационно-аналитическая система Росконгресс (roscongress.org).

⁵⁸ Зависимость России от западных технологий переработки углеводородов зашкаливает (expert-ural.com); ЦДУ ТЭК | Фокус на отечественное оборудование (cdu.ru).

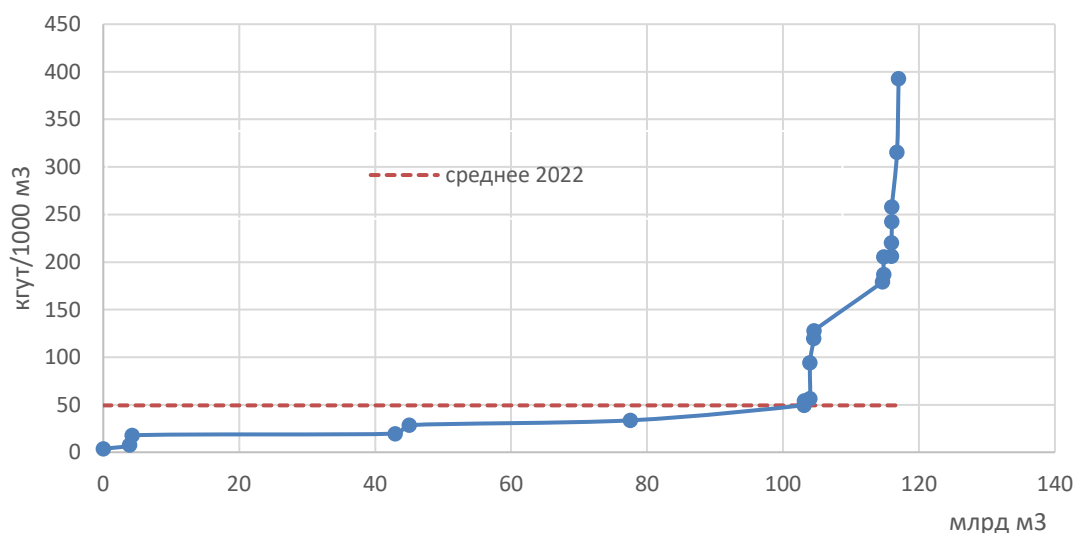
⁵⁹ Там же.

⁶⁰ Зависимость России от западных технологий переработки углеводородов зашкаливает (expert-ural.com); ЦДУ ТЭК | Фокус на отечественное оборудование (cdu.ru).

⁶¹ [kontseptsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom..pdf](https://gazpromreport.ru) 6.2: Combating Climate Change | Gazprom Group's Sustainability Report (gazpromreport.ru)

зависит от набора этих технологий. Так в Астраханской области в 2022 г. он был в 5,3 раза выше, чем в Оренбургской.

Рисунок 7. Распределение переработки природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



Источник: автор по данным Росстата

Опыт реализации проектов переработки природного газа показывает, что снижение удельного расхода энергии может составить 13% за 6 лет (ОАЭ⁶²). Газпром сократил удельный расход за 2 года на 3,1%.⁶³ Переход от поэлементной оптимизации потребления энергии к интегральной на всей системе переработки нефти и газа позволяет сократить потребление природного газа и электроэнергии на 75% и 98% соответственно.⁶⁴ В другом исследовании потенциал оценен равным 20%.⁶⁵

Большая часть ГПЗ построена более 20-30 лет назад и оснащена морально и физически устаревшим оборудованием на многих технологических процессах.⁶⁶ Доля импортного оборудования, используемого при модернизации ГПЗ равна 30-70%.⁶⁷ Поэтому также как и для добычи газа было принято допущение, что BAT_{global} равен 75% от уровня среднего показателя по России за 2022 г., а $BAT_{nosanctions} = 85\%$. При таких допущениях получается, что потенциал экономии энергии при добыче газа равен (в млн тут): $POT_{global}=1,4$; $POT_{nosanctions} = 0,9$, а $POT_{ru} = 0,3$ (табл. 1).

7. Газопроводный транспорт

Удельные расходы энергии на транспорт природного газа заметно различаются по регионам России (рис. 8). Причинами таких значительных различий могут быть особенности статистического отчетности (по месту нахождения газотранспортных компаний), так и географическое расположение газовых сетей и ГПА. Ясно, что эти данные

⁶² [ISO 50001 Energy Management System – Case Study: ADNOC Gas Processing \(United Arab Emirates\)](https://cleanenergyministerial.org/ISO_50001_Energy_Management_System_-_Case_Study_ADNOC_Gas_Processing_(United_Arab_Emirates)) (cleanenergyministerial.org)

⁶³ [kontseptsiya-ehnergoberezheniya-oao-gazprom..pdf](#)

⁶⁴ Arriola-Medellín A.M., L.F. López-Cisneros, A. Aragón-Aguilar, C.A. Romo-Millares, and M.F. Fernández-Montiel. 2019. Energy efficiency to increase production and quality of products in industrial processes: case study oil and gas processing center. *Energy Efficiency* (2019) 12:1619–1634 <https://doi.org/10.1007/s12053-019-09803-0>

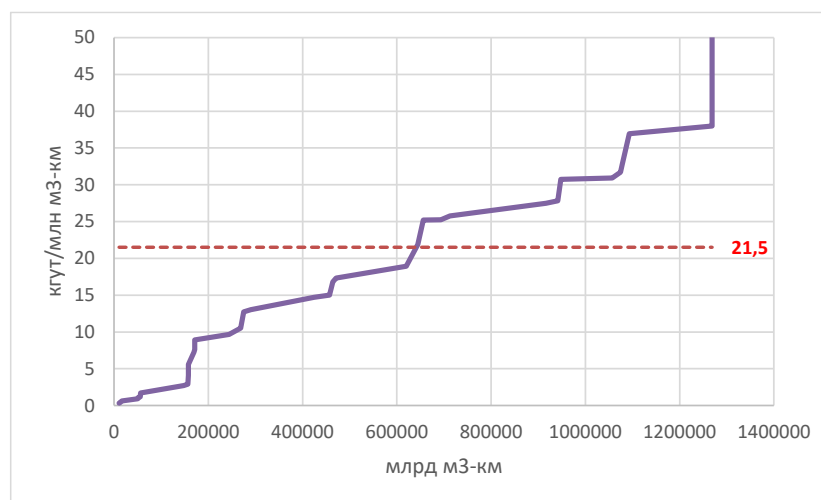
⁶⁵ Nguyen, T-V., Voldsund, M., Breuhaus, P., & Elmegaard, B. (2016). Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. *Energy*, 117(2), 325–340. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.061>

⁶⁶ [Газопереработка: перезагрузка - Переработка - Статьи журнала \(neftegaz.ru\)](#)

⁶⁷ [Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли \(tpu.ru\)](#)

не могут использоваться для оценки потенциала экономии энергии на базе бенчмаркинга. В 2013 г. в США удельный расход энергии был равен 25,9 кгут/м³-км (1640 Btu/ton-mile).⁶⁸ «Газпром» достиг такого уровня в 2020 г.

Рисунок 8. Распределение объемов работы по транспортировке природного газа в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



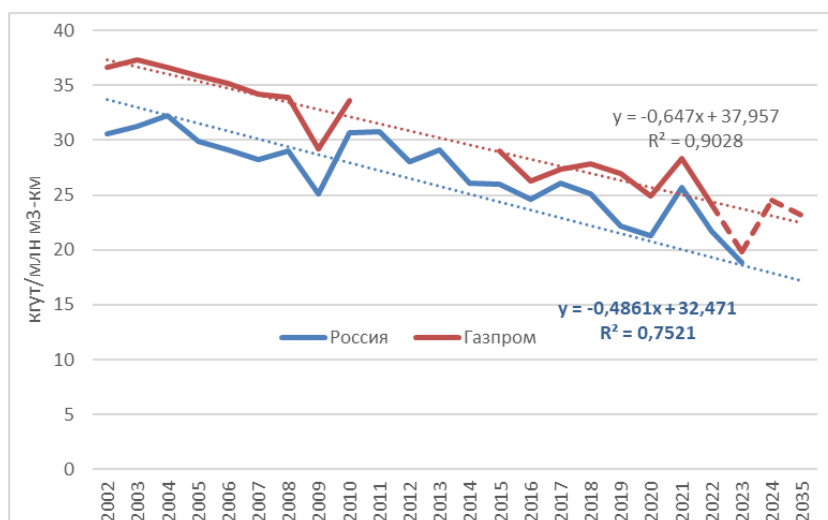
Источник: автор по данным Росстата

В Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг. потенциал энергосбережения в магистральном транспорте газа был оценен в 20,8 млн тут. Анализ итогов работы за 2011–2016 гг. показал, что он реализован на 62,2% и оставшаяся его часть равна 8 млн тут.⁶⁹ Данные «Газпрома» за 2002–2022 гг. показывают тренд к снижению энергоемкости на 0,6 кгут/м³-км в год (рис. 9). Однако, целевая установка «Газпрома» на 2035 г. — более скромная - снижение удельного расхода на 4% от уровня 2022 г., или до 23,12 кгут/млн м³-км, или только на 0,074 кгут/млн м³-км в год от уровня 2022 г. Она отражает современное видение «Газпромом» потенциала экономии энергии. Оценки удельных расходов энергии Росстата по России в целом ниже оценок «Газпрома» и также показывают тенденцию к снижению в среднем на 0,49 кгут/м³-км в год в 2000–2023 гг.

⁶⁸ ICF Resources, Inc. 2024. Impact of Electrifying Natural Gas Transmission Compression. [Impact-of-Electrifying-Natural-Gas-Compression_rev1_n.pdf \(ingaa.org\)](#); Dunn J.B., A. Elgowainy, A. Vyas, P. Lu, J. Han, M. Wang, A. Alexander, R. Baker, R. Billings, S. Fincher, J. Huckaby, S. McCluthey. 2013. Update to Transportation Parameters in GREETM. Argonne National Laboratory and Systems Assessment Group. October 7, 2013. [Updates to TD Parameters in GREET1 2013.pdf](#)

⁶⁹ Аксютин О.Е., А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, Г.С. Аكوпова. 2017. РЕАЛИЗАЦИЯ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПАО «ГАЗПРОМ». ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СПЕЦВЫПУСК № 1 | 750 | 2017 г.

Рисунок 9. Динамика удельного расхода энергии на магистральный транспорт газа



*значение для «Газпрома» за 2023 г. оценено на основе зависимости от значений Росстата. Значения на 2024 г. и 2035 г. — целевые установки «Газпрома».

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по данным Росстата и «Газпрома»: Аксютин О.Е., А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, Г.С. Аكوпова. 2017. РЕАЛИЗАЦИЯ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПАО «ГАЗПРОМ». ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ СПЕЦВЫПУСК № 1 | 750 | 2017 г.; [6.2. Combating Climate Change | Gazprom Group's Sustainability Report](#); [4.3. Меры по сохранению климата | Отчет об устойчивом развитии ПАО «Газпром» \(gazpromreport.ru\)](#); [5.3. Энергосбережение | Отчет о социальной деятельности Группы Газпром \(gazpromreport.ru\)](#); <https://noyabrsk-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/12/18/kontseptsiya-ehnergobere>

Как уже было сказано, «Газпром» оценивает потенциал снижения удельного расхода энергии до 2025 г. равным только 4%. Росстат показал существенное снижение удельного расхода в 2023 г. По-видимому, это результат снижения давления в трубопроводах при падении объемов транспортировки газа. Поскольку в магистральном транспорте газа доминирует «Газпром», это значит, что у него удельный расход также снизился и оказался ниже целевого значения на 2035 г. (см. рис. 9).

В США в 2023 г. потенциал экономии энергии на газопроводах был оценен равным 10% до 2030 г. и 20% до 2050 г.⁷⁰ Даже в специальных публикациях, посвященных оценке потенциала экономии энергии на газотранспортных системах сложно найти его количественные оценки.⁷¹ В работе Tractebel Engineering и Ecofys (2015) приведена цифра 30%. В 2015-2022 гг. удельный расход энергии на транспорт газа «Газпромом» снизился на 17%. Тогда от потенциала 2015 г. осталось 13%, или снижение относительно 2022 г. должно составить 16% (100%-70%/83%). В 2017 г. были сделаны оценки экономия энергии за счет широкого перечня мер. На их основе потенциал экономии можно оценить равным 30-40%.⁷²

⁷⁰ COMMERCIAL TRUCKS, AVIATION, MARINE MODES, RAILROADS, PIPELINES, OFF-ROAD EQUIPMENT. Potential for Energy Efficiency Improvement. Beyond the Light-Duty-Vehicle Sector. ARGONNE NATIONAL LABORATORY. February 2013. [Transportation Energy Futures Series: Potential for Energy Efficiency Improvement Beyond the Light-Duty-Vehilce Sector \(nrel.gov\)](#)

⁷¹ Tractebel Engineering, Ecofys (2015), Identifying Energy Efficiency Improvements and Saving Potential in Energy Networks, Including Analysis of the Value Of Demand Response, Study in support of the implementation of article 15 of the energy efficiency directive (2012/27/EU), European Commission, DG Energy [GRIDEE 4NT 364174 000 01 TOTALDOC%20-%2018-1-2016 0.pdf \(europa.eu\)](#); Ascari, S., Ribeiro Serrenho, T. and Bertoldi, P., Towards a regulatory methodology for energy efficiency in gas networks, EUR 30386 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-22432-7 (online), doi:10.2760/727483 (online), JRC121752. [jrc121752_art_15\(2a\)-gas-final_\(2\)\(1\).pdf](#)

⁷² Колотилов Ю.В., С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия, О.В. Смородова. 2017. СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ ПРИОРИТЕТОВ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ. Нефть и газ № 3, 2017.

С учетом уже реализованной с 2017 г. его доли оставшуюся часть можно оценить равной 20% от уровня 2022 г. В плане энергоэффективности электропривод и газотурбинный привод ГПА практически равны, если электроэнергия производится на КЭС. Если же она производится на базе ВИЭ, то применение электропривода дает значимый выигрыш в эффективности.⁷³

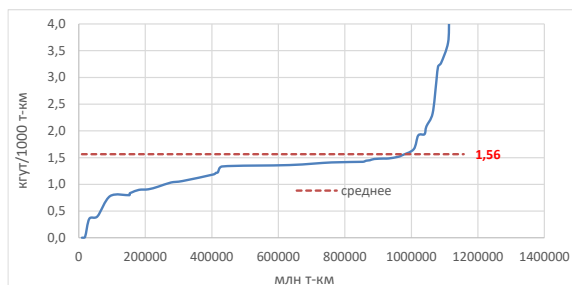
Санкции в отношении импорта газовых турбин Siemens и Baker Hughes создают проблемы с поставкой оборудования для новых насосных станций и для поддержания работоспособности действующих, включая «Турецкий поток» и «Силу Сибири». Есть возможность импортировать газовые турбины из Ирана. По поводу уровня локализации оборудования для газотранспортной системы оценки заметно различаются. Согласно одним данным системы транспортировка газа в последние 10–15 лет *в основном* используют российское оборудование.⁷⁴ Согласно другим данным в 2020 г. 40–45% компрессорного оборудования импортировалось.⁷⁵ Турбины мощностью 6, 22/25 и 32 МВт локализованы. Единственный газоперекачивающий агрегат мощностью 32 МВт, производимый на «Невском заводе» это ГПА-32 «Ладога» с КПД 36–37%, который выпускается по лицензии GE Oil & Gas. Уровень его локализации равен 87%, а к концу 2024 г. предполагается довести его до 100%.⁷⁶

Проведенный анализ позволяет принять допущение, что $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = BAT_{ru} = 17,38$ кгУТ/м³-км. Тогда потенциал экономии энергии на газопроводном транспорте равен (в млн тУТ): $POT_{global} = POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 5,2$ (табл. 1).

8. Нефтепроводный транспорт

В статистике Росстата удельные расходы энергии на транспорт нефти по регионам России различаются на порядки (рис. 10). Как и во многих других случаях эти данные не могут использоваться для оценки потенциала экономии энергии на базе бенчмаркинга.

Рисунок 10. Распределение объемов работы по транспортировке нефти в России в 2022 г. по удельным расходам энергии



а) данные Росстата за 2022 г.



б) данные «Транснефти» за 2020 г.

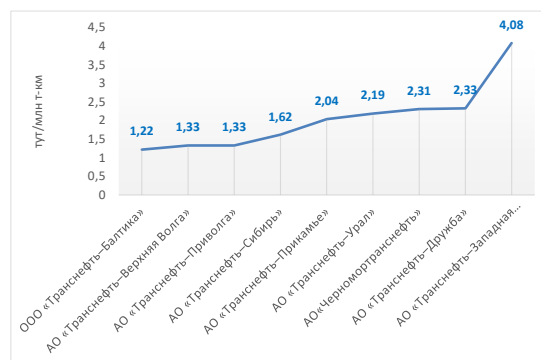
транспортировка нефти

⁷³ Shpilevoy V., A. Zakirzakov, and A. Shabarov. Comparison of Electric and Gas Turbine Drive Types at Pump Stations. DOI: 10.1051/01011 (2016), mateconf/2016MATEC Web of Conferences 7301011 (17) (PDF) Comparison of Electric and Gas Turbine Drive Types at Pump Stations (researchgate.net)

⁷⁴ [Ускорение локализации – Коммерсантъ Санкт-Петербург \(kommersant.ru\)](https://kommersant.ru)

⁷⁵ ЧУХАРЕВА Н.В. «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, КАК ФАКТОР РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» [Энергоэффективные и энергосберегающие технологии в нефтегазовой отрасли \(trp.ru\)](https://trp.ru)

⁷⁶ [Локализация производства газотурбинных установок Т-32 ГПА-32 "Ладога" завершится до конца 2024 года \(gasworld.ru\)](https://gasworld.ru)

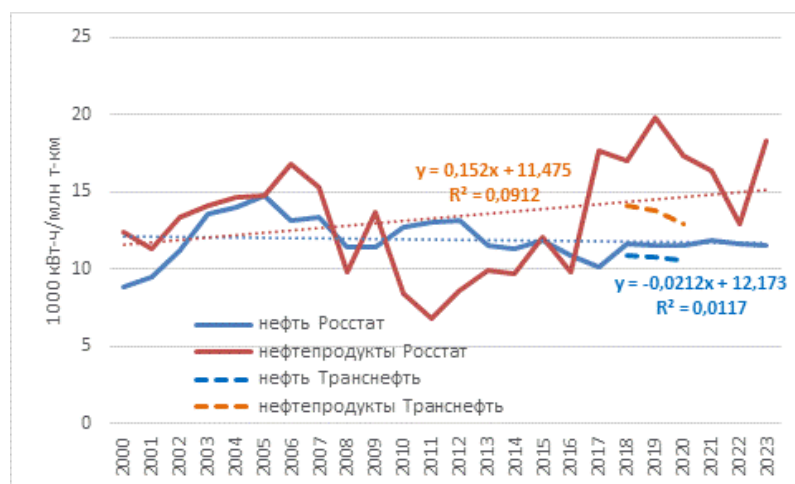


в) транспортировка нефтепродуктов по данным «Транснефти» за 2020 г.

Источник: автор по данным Росстата для субъектов РФ и по данным «Транснефти» [ПАО «Транснефть» ОУР 2020.pdf \(rspp.ru\)](#)

Динамика удельного расхода энергии на транспорт нефти имеет тренд к снижению, а по нефтепродуктам - к росту (рис. 11). Данные «Транснефти» существенно ближе к данным Росстата по нефти (10,59 кВтч /1000 т-км по данным «Транснефти» против 11,52 кВтч/1000 т-км по данным Росстата в 2020 г.), чем по нефтепродуктам (12,96 кВтч/1000 т-км «Транснефть» против 17,33 кВтч/1000 т-км Росстат). Данные Росстата имеют более широкий охват компаний. Удельный расход энергии для компании Шеврон в 2020-2022 гг. был равен 10 BTU/boe-mile)⁷⁷, или 13,41 кВтч/1000 т-км, или 1,65 кгУТ/т-км.

Рисунок 11. Динамика удельного расхода энергии на транспорт нефти и нефтепродуктов



ЦЭНЭФ-XXI по данным Росстата и «Транснефти» [ПАО «Транснефть» ОУР 2020.pdf \(rspp.ru\)](#)

КПМГ на основе данных о стоимости потребляемой энергии провела сравнение показателей энергоэффективности для 15 мировых трубопроводных компаний и пришла к выводу, что удельное потребление электроэнергии при транспортировке нефти для ПАО «Транснефть» было ниже медианного значения на 25,4% (11,90 кВтч/1000 т-км в 2019 г. против 15,96 кВтч/1000 т-км). Для нефтепродуктов результат обратный - показатель для ПАО «Транснефть» в 2019 г. был выше медианного значения на 10,4% (11,28 и 10,11 кВтч/1000 т-км соответственно). Это исследование не дает сравнения с лучшими удельными расходами. Поэтому для целей бенчмаркинга использовались данные «Транснефти» по ее подразделениям (рис. 10б и 10в). Если взять за эталонное значение показатель для ООО «Транснефть-Балтика» - 1,26 тут/млн т-км, то получается, что потенциал экономии при транспортировке нефти равен 19% (1,56-1,26/1,56). Для транспортировки нефтепродуктов в качестве эталона использовалось значение для «Транснефть-Верхняя Волга» - 1,33 тут/млн т-км. Среднее по России значение за 2022 г.

⁷⁷ [2022 Corporate Sustainability Report \(chevron.com\)](#)

составило 1,67 тут/млн т-км. Тогда потенциал экономии при транспортировке нефтепродуктов равен 20% (1,67-1,33/1,67).

Доля импортного оборудования для транспортировки нефти, включая насосы большой мощности, приводную технику, запорную, защитную, предохранительную и регулирующую арматуру (в т.ч. сильфонную для агрессивных сред и высоких температур), оборудование для диагностики трубопроводов, поршневые компрессоры и др. составляет около 50%.⁷⁸ На внешних рынках российская продукция мало конкурентоспособна. Например, центробежные многоступенчатые насосы являются одними из самых востребованных насосов. В 2015- 2021 гг. их импорт в Россию составил 425,5 млн. долл., а экспорт из России – только 33,5 млн долл. Основными поставщиками были страны, которые ввели санкции: Германия (33%), Украина (28%), Франция (19%) и Италия (12%).⁷⁹ Эти цифры показывают, что российское производство способно лишь частично заместить импортное оборудование. Среди стран лидером поставок в Россию по всем позициям насосного оборудования является Китай (29,1%), но 67% пришлось на страны, остановившие поставки из-за санкций.⁸⁰

Оборудование, производимое на российских предприятиях (по оценкам до 70%), производится по устаревшим технологиям на изношенном оборудовании.⁸¹ Поэтому, маловероятно, что на нем можно достичь высоких параметров энергоэффективности. Проведенный анализ позволяет принять допущение, что для транспорта нефти $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = 1,26$ тут/млн т-км, а $BAT_{ru} = 1,4$ тут/млн т-км. Для транспорта нефтепродуктов соответственно $BAT_{global} = BAT_{nosanctions} = 1,33$ тут/млн т-км, а $BAT_{ru} = 1,5$ тут/млн т-км. Тогда потенциал экономии энергии для транспорта нефти равен (в млн тут): $POT_{global} = 1,99$, $POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 1,6$ (табл. 3.х). а для транспорта нефтепродуктов - (в млн тут): $POT_{global} = 1,99$, $POT_{nosanctions} = POT_{ru} = 1,6$ (табл. 1).

* * *

По всем рассмотренным позициям технический потенциал экономии энергии в нефтегазовом секторе России оценен равным 46 млн тут при сравнении с лучшими мировыми эталонами, 33 млн т при в допущении, что технология может быть приобретена на любом рынке, где не введены санкции на ее продажу в России, и 21 млн тут при допущении, что используются только технологии, производимые в России. Это довольно весомые цифры, составляющие 2-5% от суммарного потребления первичной энергии в России. С учетом косвенных эффектов – снижения потребности в электрической и тепловой энергии, потребности в добыче и транспортировке топлива этот потенциал почти удваивается. Для повышения энергоэффективности российской экономики в целом, а также

⁷⁸ Молодцов К. Российское вместо импорта. Импортзамещение в нефтегазовой промышленности. Совместный проект Национального нефтегазового форума и выставки «Нефтегаз» 2018. [Neftegaz_Digest_2018.04.pdf](#)

⁷⁹ Ковалев Т. С. Необходимость развития импортзамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. / Т. С. Ковалев, В. Е. Шкурко. — Текст : непосредственный // Стратегии развития социальных общностей, институтов и территорий : материалы VIII Международной научно-практической конференции (Екатеринбург, 18-19 апреля 2022 г.) : в двух томах. — Издательство Уральского университета : Екатеринбург , 2022. — Том 1. — С. 28-33. [Необходимость развития импортзамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. \(urfu.ru\)](#)

⁸⁰ Ковалев Т. С. Необходимость развития импортзамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. / Т. С. Ковалев, В. Е. Шкурко. — Текст : непосредственный // Стратегии развития социальных общностей, институтов и территорий : материалы VIII Международной научно-практической конференции (Екатеринбург, 18-19 апреля 2022 г.) : в двух томах. — Издательство Уральского университета : Екатеринбург , 2022. — Том 1. — С. 28-33. [Необходимость развития импортзамещения нефтегазового оборудования в условиях кризиса 2022 г. \(urfu.ru\)](#)

⁸¹ Марюнина И. Н. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ Государственное и муниципальное управление. Ученые записки. 2020. № 4 DOI: 10.22394/2079-1690-2020-1-4-35-41 [35-41-3.pdf \(ranepa.ru\)](#)

повышения конкурентоспособности и ускорения декарбонизации нефтегазового сектора важно активизировать деятельность по реализации этого потенциала.