

Научная статья

УДК 338.012

EDN [DOOZLV](#)

DOI 10.17150/2411-6262.2022.13(2).19

**В.С. Колодин**✉, **Г.В. Давыдова***Байкальский государственный университет, г. Иркутск, Российская Федерация*Автор, ответственный за переписку: В.С. Колодин, kolodinvs@bgu.ru

ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННОГО ДАВЛЕНИЯ

АННОТАЦИЯ. Рассматривая нефтяную промышленность как основу топливно-энергетического комплекса, и исходя из его колоссального влияния на экономику всей страны, установлена актуальность проблемы поиска путей стабильного функционирования и развития нефтеперерабатывающей отрасли. Необходим поиск путей противодействия беспрецедентным санкциям со стороны Евросоюза, США и их сателлитов. Отсутствие четкой государственной стратегии по модернизации мощностей нефтепереработки наряду с такими факторами, как переход на выпуск экологически чистого топлива, последствий COVID-19, недостаток современных технологий, являются серьезной проблемой для развития отрасли. Определены санкционные вызовы отечественной нефтеперерабатывающей промышленности. Проанализированы масштабы нефтепереработки, структура отрасли, специфика крупных НПЗ, принадлежащих российским вертикально-интегрированным компаниям и мини-НПЗ. Исследованы их производственные мощности и срок эксплуатации. Проведен анализ глубины переработки нефти, сделана оценка уровня сложности технологий, применяемых нефтеперерабатывающими заводами на основе индекса Нельсона. Рассмотрены циклы развития российской нефтепереработки в постсоветский период, процесс модернизации НПЗ, механизмы и результаты модернизации. Определена степень зависимости российской нефтеперерабатывающей промышленности от импорта технологий, оборудования, катализаторов и программного обеспечения. Проведена оценка возможностей импортозамещения в российской нефтеперерабатывающей промышленности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Нефтеперерабатывающая промышленность, нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), модернизация, индекс Нельсона, санкции, импортозамещение.

ИНФОРМАЦИЯ О СТАТЬЕ. Дата поступления 7 апреля 2022 г.; дата принятия к печати 25 мая 2022 г.; дата онлайн-размещения 10 июня 2022 г.

Original article

V.S. Kolodin✉, **G.V. Davydova***Baikal State University, Irkutsk, Russian Federation*Corresponding author: V.S. Kolodin, kolodinvs@bgu.ru

ISSUES OF MODERNIZATION OF OIL REFINING INDUSTRY IN RUSSIA UNDER SANCTION PRESSURE

ABSTRACT. Given that oil industry is the basis of fuel and energy complex and has a huge impact on economy of the whole country, it is highly relevant to find ways of stable operation and development of oil-refining industry. It is also necessary to seek ways and means of counteracting unprecedented sanctions imposed by the EU, USA and their satellite states. With no clear state strategy to modernize capacity of oil refinery and affected by such factors as transition to producing ecologically pure fuel,

© Колодин В.С., Давыдова Г.В., 2022

Baikal Research Journal

электронный научный журнал Байкальского государственного университета

consequences of COVID-19, lack of modern technologies, the industry is undergoing serious development issues. Sanction challenges of national oil-refining industry were defined. The scope of oil refining, structure of the industry, specifics of large refineries owned by Russian vertically integrated companies, and that of mini-refineries were analyzed. Their production capacity and machinery lifespan were studied. The depth of oil refining was analyzed; the level of complexity of technologies used by oil refineries based on the Nelson index was assessed. The cycles of development of the Russian oil refining in the post-Soviet period, process of modernization of refineries, mechanisms and results of modernization were looked into. The degree of dependence of the Russian oil refining industry on import of technologies, equipment, catalysts and software was determined. Possibilities of import substitution in the Russian oil refining industry were assessed.

KEYWORDS. Oil refining industry, oil refineries, modernization, Nelson index, sanctions, dependence on import, import substitution.

ARTICLE INFO. Received April 7, 2022; accepted May 25, 2022; available online June 10, 2022.

Нефтеперерабатывающая отрасль России из-за начала спецоперации на Украине столкнулась с беспрецедентными секторальными санкциями со стороны США и Евросоюза. В сообщении Еврокомиссии от 15 марта 2022 г. говорится о запрете новых инвестиций в российскую энергетику — комплексное ограничение экспорта технологий, оборудования и услуг. Европейским компаниям запрещено «продавать, поставлять, передавать или экспортировать, напрямую или косвенно» технологии и оборудование российским компаниям энергетической сферы. Исполнение уже заключенных контрактов завершилось 27 марта 2022 г.

Глава Еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен заявила, что «экспортный запрет ударит по нефти, делая невозможным для России модернизировать свои нефтеперерабатывающие заводы, которые дали России экспортные доходы в размере 24 миллиардов евро в 2019 году»¹.

Рассмотрим, как скажется запрет ввоза оборудования для нефтепереработки на деятельности российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

По своим масштабам российская нефтеперерабатывающая промышленность является одной из крупнейших в мире. По общему объему переработки нефти Россия занимает третье место после США и Китая. По данным ЦДУ ТЭК годовой уровень нефтепереработки в России за 2021 г. составил 280,685 млн т [1]. Мощности российской нефтепереработки вдвое превышают потребности внутреннего рынка.

Переработка нефти осуществляется крупными и мелкими заводами (мини-НПЗ). Большинство крупных нефтеперерабатывающих заводов находится в собственности вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), которые контролируют 90 % нефтепереработки в стране (табл. 1). Остальные 10 % российского рынка нефтепродуктов обеспечивают мини-НПЗ, так называемые модульные установки по переработке нефти.

В табл. 2 представлен список основных нефтеперерабатывающих заводов России с объемами переработки более 1 млн т. На 13 сверхкрупных и крупных заводов, выпускающих свыше 9 млн т топлива в год, приходится 61 % общего объема нефтепереработки (рис. 1). Крупнейшей российской компанией, обладающей самой разветвленной сетью нефтеперерабатывающих заводов, является «Роснефть». По отчету за 2020 г. в состав компании входило 13 НПЗ, на которых было переработано 93 млн т нефти. Компания владеет нефтеперерабатывающими мощностями

¹ Глава ЕК заявила о мешающих России продавать нефть санкциях // Lenta.ru. URL: <https://lenta.ru/news/2022/02/25/ekurs/>.

Таблица 1

*Общее количество НПЗ, принадлежащих российским
вертикально-интегрированным компаниям, 2022 г.*

Владеющая компания	Кол-во НПЗ	Мощности по переработке, млн т
«Роснефть»	9	77.5
«Лукойл»	4	45.6
«Газпром нефть»	2	31.7
«Башнефть»	3	26.2
«Сургутнефтегаз»	1	22,0
«ТНК-ВР»	-	—
«Газпром»	3	16.4
«Славнефть»	1	13.5
«ТАИФ»	1	8,0
«Татнефть»	1	8,0
«РуссНефть»	2	8.8
НК «Альянс»	1	4.4
Прочие	6	22,0
Итого	34	284.1

Источник: Портал ПроНПЗ. URL: <https://pronpz.ru/neftepererabatyvayushchie-zavody/rossiya.html>.

не только в России, но и в Германии, Индии и Белоруссии². «Лукойл» — вторая по значимости вертикально-интегрированная нефтяная компания. Компания владеет мощностями более чем в 30 странах. Суммарная мощность ее нефтеперерабатывающих заводов 82,1 млн т в год (российские — 65 %, зарубежные — 35 %).

Нефтеперерабатывающие заводы сосредоточены либо в местах наибольшего потребления нефтепродуктов, либо рядом с нефтяными месторождениями в европейской части страны. За Уралом находится всего 7 из 34 крупных НПЗ (Ангарская НХК, Ачинский НПЗ, Комсомольский НПЗ, Омский НПЗ, Антипинский НПЗ, Яйский НПЗ ЗАО «НефтеХимСервис», ООО «СИБУР Тобольск» СИБУР).

Большинство крупных НПЗ построены во времена Советского Союза. Так, Тупапсинский НПЗ эксплуатируется с 1929 г., Саратовский НПЗ — с 1934 г., а Краснодарский НПЗ РуссНефть — аж с 1911 г. Относительно новых НПЗ, построенных после 2002 г., всего 6. Самый «молодой» из них — Яйский НПЗ ЗАО «НефтеХимСервис», построенный в 2012 г. [2].

На начало 2022 г. в России насчитывалось 32 мини-НПЗ, 80 % которых мощностью от 1 до 50 тыс. т/год (табл. 3). Мини-НПЗ мощностью 100 и более тыс. т/год находятся преимущественно в Уральском федеральном округе.

Основной задачей мини-НПЗ является обеспечение отдаленных территорий нефтепродуктами. Их строят нефтедобывающие компании для обеспечения топливом своих городов и поселков. В создании мини заводов заинтересованы губернаторы для снижения зависимости регионов от крупных нефтяных компаний в обеспечении сельхозпроизводителей [3].

Российские мини-НПЗ, даже если они принадлежат крупным нефтяным компаниям, ориентированы исключительно на первичную перегонку нефти: прямогонный бензин, дизельное топливо и мазут. Процесс первичной перегонки представляет собой очистку, испарение сырой нефти и разделение ее на фракции за счет разности температур кипения.

² Роснефть : сайт. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2020.pdf.

Таблица 2

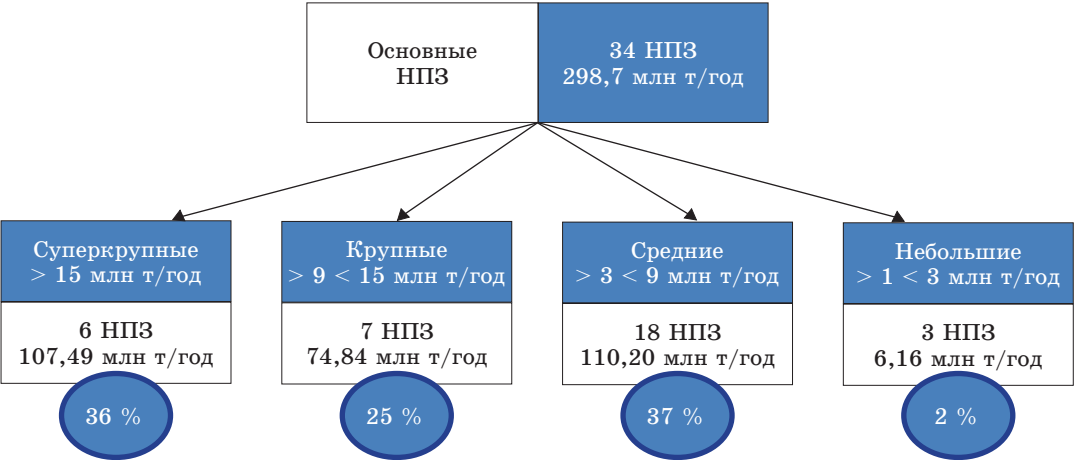
**Список нефтеперерабатывающих заводов России с объемами переработки
более 1 млн т в год, 2022 г.**

НПЗ	Мощность переработки, млн т	Глубина переработки, д. ед.	Год ввода в эксплуатацию
<i>Роснефть</i>			
Ангарская НХК	10,2	0.738	1955
Ачинский НПЗ	7,5	0,661	1982
Комсомольский НПЗ	8	0.628	1942
Куйбышевский НПЗ	6,8	0.61	1945
Новокуйбышевский НПЗ	8,8	0.709	1951
РНК	18,8	0.686	1960
Саратовский НПЗ	7	0.72	1934
Сызранский НПЗ	8,5	0.676	1942
Туапсинский НПЗ	12	0.5164	1929
<i>Лукойл</i>			
Ухтинский НПЗ	4	0,71	1934
Пермнефтеоргсинтез (Лукойл-ПНОС)	13,1	0,88	1958
Нижегороднефтеоргсинтез (Лукойл-НОРСИ)	17	0,75	1958
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка (Волгоградский НПЗ)	15,7	0,71	1957
<i>Газпром</i>			
ОАО «Сургутский завод стабилизации кон- денсата» ИМ. В.Черномырдина	4	–	1985
Газпром Нефтехим Салават	10	0,843	1952
Астраханский НПЗ	3,3	–	1981
<i>Газпром нефть</i>			
Московский НПЗ	11	0,725	1938
Омский НПЗ	20,89	0,915	1955
<i>Башнефть</i>			
Ново-Уфимский НПЗ (Новойл)	7,1	0,8	1951
Уфанефтехим	9,5	0,8	1957
Уфимский НПЗ	7,5	0,71	1938
<i>Сургутнефтегаз</i>			
ООО «КИНЕФ»	20,1	0.548	1966
<i>Татнефть</i>			
ТАНЕКО	7	0,75	2011
<i>New Stream Group</i>			
Антипинский НПЗ	9,04	0.98	2006
Марийский НПЗ	1,44	0.7	1998
Афипский НПЗ	6	-	1963
<i>Прочие НПЗ</i>			
Яйский НПЗ ЗАО «НефтеХимСервис»	3	0,92	2012
Ильский НПЗ Кубанская нефтегазовая компания	2,22	0,63	2002
Краснодарский НПЗ РуссНефть	3	-	1911
ООО «СИБУР Тобольск» СИБУР	3,8	-	1986
ОАО «Славнефть-ЯНОС» Славнефть (50 % Газпром, 50 % Роснефть)	15	0,6576	1991

Окончание табл. 2

НПЗ	Мощность переработки, млн т	Глубина переработки, д. ед.	Год ввода в эксплуатацию
Прочие НПЗ			
ТАИФ-НК ТАИФ	8,3	0,745	2002
Орскнефтеоргсинтез ФортеИнвест	6,6	0,66	1935
Новошахтинский ЗНП Юг Руси	2,5	0,65	2009

Источник: Портал ПроНПЗ. URL: <https://pronpz.ru/neftepererabatyvayushchie-zavody/rossiya.html>.



Российские нефтеперерабатывающие заводы мощностью более 1 млн т в год

Таблица 3

Российские мини-НПЗ, 2022 г.

Номинальная мощность мини-НПЗ, тыс. тонн/год	Количество мини-НПЗ	Доля, %
1 < 10	14	43,7
> 15 – 50	10	31,2
> 50 – 100	6	18,8
> 100	2	6,3
Итого	32	100

Источник: Портал ПроНПЗ. URL: <https://pronpz.ru/neftepererabatyvayushchie-zavody/mini.html>.

Вторичная переработка нефти основана на сложных технологиях и осуществляются под действием термических процессов (пиролиз, коксование, термокрекинг) и применении химических катализаторов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, риформинг, алкирование, изомеризация, дегидрирование). Продуктами вторичной переработки являются высококачественные легкие топлива (бензин и керосин), смазочные материалы, растворители.

Ключевые особенности функционирования российских нефтяных компаний рассмотрены в исследованиях многих авторов. Так В.М. Капустин с соавторами

исследуют возможности России для лидерства в направлении производства низкоуглеродных видов моторного топлива [4]. В трудах С.Б. Авдашевой проводится анализ процессов вертикальной интеграции в российской промышленности, форм взаимодействия между рыночными агентами в несовершенной институциональной среде и проводится оценка экономических эффектов государственного регулирования [5]. С.Ю. Глазьев в своих публикациях обосновывает вывод о том, что наблюдаемая сегодня глобальная турбулентность носит характер глубокого структурного кризиса, обусловленного синхронным замещением доминирующих технологических и мирохозяйственных укладов [6].

Технологический уровень нефтеперерабатывающих заводов и их эффективность определяется с помощью двух основных показателей: глубина переработки нефти (ГПН) и индекс сложности Нельсона.

В России глубина переработки нефти определяется в процентах как:

$$\text{ГПН} = (C - M - \Pi) / C \cdot 100, \quad (1)$$

где C — объем переработки нефти, M — объем производства мазута, Π — объем потерь и топливо на собственные нужды.

Глубина переработки нефти зависит от качества нефти и применяемых технологий. В соответствии с итоговым отчетом Министерства энергетики РФ за 2020 г., глубина переработки нефти в среднем по России находилась на уровне 84,1 %³. При этом ряд отечественных нефтеперерабатывающих заводов достиг глубины переработки в размере 90–98 % (табл. 2):

Антипинский НПЗ — 98 %;

Яйский НПЗ ЗАО «НефтеХимСервис» — 92 %;

Омский НПЗ — 91,5 %.

Для сравнения, в странах Европы ГПН — 90 %, а в США — 95–98 %.

Индекс Нельсона позволяет оценивать уровень сложности технологий, применяемых нефтеперерабатывающими заводами, и тем самым определять их рейтинг. Более высокий индекс говорит о том, что НПЗ выпускает более широкий ассортимент нефтепродуктов или способен перерабатывать нефть низкого качества.

Индекс Нельсона рассчитывается по следующей формуле [7]:

$$NCI \sum_{i=1}^N F_i \cdot \left(\frac{C_i}{C_{CDU}} \right), \quad (2)$$

где F_i — коэффициент сложности процесса, C_i — производственная мощность процесса, C_{CDU} — суммарная производственная мощность установок первичной переработки нефти.

В табл. 4 представлены коэффициенты сложности процессов нефтепереработки для расчета индекса Нельсона. Так, производство масел в 10 раз сложнее прямой перегонки нефти.

Наиболее технологически сложными являются нефтеперерабатывающие заводы США, индекс Нельсона которых находится в интервале 10–12 пунктов. Средний индекс Нельсона российских НПЗ составляет лишь 7,5 [8]. Наиболее высокие значения индекса характерны для заводов компаний «Башнефть» и «Лукойл». ПАО НК «Роснефть» владеет долей 49,13 % высокотехнологичной индийской компании Nayara Energy Limited, индекс сложности которой равен 11,8. В пер-

³ Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования топливно-энергетического комплекса в 2020 году. Задачи на 2021 год и среднесрочную перспективу // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. М., 2022. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/20515>.

Таблица 4

Коэффициенты сложности процессов нефтепереработки

Установка (процесс)	Значение коэффициента сложности
Прямая перегонка нефти	1,0
Вакуумная перегонка нефти	2,0
Термические процессы,	5,0
в том числе:	
термокрекинг, висбрекинг	2,75
замедленное коксование	6,0
Каталитические процессы,	
в том числе:	
крекинг	6,0
риформинг	5,0
гидрокрекинг	6,0
гидрооблагораживание	3,0
гидроочистка	2,0
Алкилирование, полимеризация	10,0
Изомеризация, получение ароматических углеводородов	15,0
Производство масел	10,0
Производство битума	1,5
Производство водорода	1,0
Производство оксигенатов (МТБЭ, ТАМЭ)	10,0
Производство серы (на тонну получаемой серы) 240	

Источник: Информационный портал нефтегазовой отрасли // PetroDigest.ru. URL: <https://petrodigest.ru/info/terms/n-ru-terms/indeks-nelsona>.

спективе, по мнению экспертов, наиболее жизнеспособны нефтеперерабатывающие заводы с индексом Нельсона равным 10 и выше, а строительство новых НПЗ экономически оправдано при индексе не ниже 15.

Проведенный анализ глубины переработки нефти и технологической сложности нефтеперерабатывающих заводов России позволяет сделать вывод о необходимости их модернизации. Необходимость модернизации российских НПЗ обусловлена не только их техническим отставанием и низкой конкурентоспособностью, но и ростом доли добычи тяжелой нефти и требований к качеству моторного топлива, переходом США, Евросоюза и стран Азиатско-Тихоокеанского региона на экологические стандарты «Евро-5», «Евро-6» и «Tier 3». Объемный экспорт возможен лишь за счет увеличения выпуска светлых нефтепродуктов, продуктов вторичной переработки.

По нашему мнению, наблюдается три цикла развития российских НПЗ в постсоветский период.

Первый цикл — это период с 1991 по 2005 гг. В 90-х гг. российские НПЗ в ходе преступной приватизации вошли в состав частных нефтяных холдингов. Поскольку новые собственники были убеждены, что нефтяная промышленность отойдет обратно государству, то их задачей было быстрое обогащение за счет продажи нефти, а не модернизации производственных процессов, требующей масштабных инвестиций, окупающихся в течение 8–10 лет. На этом этапе государство полагалось на то, что все проблемы модернизации нефтеперерабатывающей отрасли «рынок решит сам». По мнению заведующего кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина В.М. Капустина, «в начале 90-х гг. и

до середины 2005 г. были отдельные очаги модернизации. В целом же отрасль не модернизировалась»⁴

Второй цикл развития российской нефтепереработки (2005–2010 гг.) связан со сменой экологического стандарта моторного топлива с «Евро-4» на «Евро-5». Он был введен в Евросоюзе в 2005 г., а в России — в 2009 г. В этот период в стране были построены 3 крупных завода — ТАИФ-НК ТАИФ (8,3 млн т), Антипинский НПЗ (9,04 млн т), Ильский НПЗ Кубанская нефтегазовая компания (2,22 млн т). Поняв, что без глубокой переработки не обойтись, вертикально-интегрированные нефтяные компании приступили к реализации проектов вторичной переработки. Так, в 2007 г. «Лукойл» ввел в эксплуатацию установку изомеризации парафинов, выпускающую высокооктановый компонент автомобильных бензинов — изомеризат.

Третий цикл развития отечественных НПЗ начался с 2011 г. Этот этап можно назвать масштабной модернизацией, которая проводилась в рамках четырехсторонних соглашений, подписанных между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом, а в 2019 г. и Министерством энергетики. В рамках договоренностей собственники НПЗ взяли на себя обязательства до 2027 г. построить 98 установок вторичной переработки нефти (гидрокрекинг, каталитический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование) и 36 реконструировать. В 2011–2019 гг. объемы инвестиций в проекты модернизации превысили 1,4 трлн р. [9].

В 2021 г. Минэнерго разработало дополнительный механизм стимулирования модернизации НПЗ сроком на 10 лет, основанный на субсидировании ввода дополнительных установок глубокой нефтепереработки с помощью инвестиционной надбавки к возвратному акцизу⁵. Среди 14 подписанных оглашений: Новокуйбышевский, Сызранский, Туапсинский, Комсомольский, Омский, Московский НПЗ, «ТАНЕКО», «Газпром нефтехим Салават», «Нижегороднефтеоргсинтез» и др. Соглашения предусматривают возврат со штрафом полученных дотаций в случае неисполнения инвестиционных проектов, что также является дополнительным стимулом модернизационных процессов в нефтеперерабатывающей отрасли.

В результате 10-ти летней модернизации средняя глубина переработки нефти в стране выросла с 71 % до 84,1 %, а большая часть проектов в рамках четырехсторонних соглашений уже реализована. Тем не менее, огромный объем соглашений в размере 1 трлн. руб. находится в самом начале реализации. Например, «Роснефть» в течение 2023–2026 гг. на своих НПЗ должна построить 7 установок, «Лукойл» планирует к 2026 г. завершить модернизацию Пермского НПЗ, а «Газпром нефть» построить 3 установки — на Омском НПЗ (2022 г.) и Московском НПЗ (2025 г.).

Рассмотрим, как скажутся на процессе модернизации нефтеперерабатывающих заводов России санкции, введенные странами Европы и США в связи со операцией на Украине. Безусловно, произойдет замедление модернизации НПЗ по причине серьезной зависимости отрасли от импорта технологий, оборудования и катализаторов, применяемых в химических процессах переработки нефти⁶ [10].

⁴ ВНИПИнефть : сайт. URL: <http://www.vnipineft.ru/ru/press-centr/intervyuvystupleniyastati/intervyu-vm-kapustina/>.

⁵ О соглашениях о создании новых производственных мощностей по глубокой переработке нефтяного сырья, природного газа, прямогонного бензина, средних дистиллятов и о создании новых объектов : Постановление Правительства РФ от 19 февр. 2021 г. № 219 // СПС «КонсультантПлюс».

⁶ Саратовскому НПЗ подставили подножку: санкции Евросоюза могут сорвать модернизацию завода // Бизнес-вектор. 2022. 1 марта. URL: <https://www.business-vector.info/saratovskomu-npz-podstavili-podnozhku-138282/>; Как санкции ЕС повлияют на производство бензина в России // РБК. 2022. 27 февр. URL: <https://www.rbc.ru/business/27/02/2022/621a3c919a794729cec516c0>.

Так, в 2021 г. поставки нефтесервисного оборудования из стран Европейского союза составили 1,3 млрд евро, в том числе из Германии — 700 млн евро [1]. Европейское оборудование предназначено, как правило, для получения светлых нефтепродуктов в процессах вторичной переработки нефти.

Несмотря на то, что в стране с 2014 г. ведется работа по импортозамещению, существует высокая зависимость отрасли от импортного оборудования. В 2015 г. министром энергетики А. Новаком она оценивалась на уровне 60 %. В настоящее время технологическая зависимость снизилась более, чем на 10 %, но в каких-то видах оборудования нефтеперерабатывающая промышленность до сих пор на 80–100 % зависит от импорта. В табл. 5 представлены данные по доле импорта основных видов нефтеперерабатывающего оборудования.

Таблица 5

*Доля импорта по видам оборудования
нефтеперерабатывающих предприятий России*

Тип оборудования	Импорт, %
Емкостное	80
критическое	10
стандартное	
Теплообменные	40
критическое	10
стандартное	
Насосы	20
стандартные	80
центробежные, высокого давления	
Компрессоры	20
центробежные	80
поршневые	
Печи	10
Нагревательные	40
реакционные	
Арматура	20
стандартная	70
ВД, агрессивные среды, Ду > 150	

Источник: [8]

Наибольшая доля импорта, а, следовательно, и зависимость отрасли наблюдаются по таким видам оборудования как насосы (центробежные и высокого давления), поршневые компрессоры, критическое емкостное оборудование, специфическая арматура, работающая в агрессивных средах и под высоким давлением [11]. Первое время наладить собственное производство по данным видам оборудования невозможно, но по мнению ряда экспертов [1; 12], их можно заменить поставками из стран Азии, например, из Индии и Китая.

Более благоприятная ситуация в обеспеченности нефтепереработки России катализаторами. Если в 2014 г. за рубежом закупались 68,2 % катализаторов, то уже в 2020 г. доля импортных катализаторов составила лишь 30,5 %⁷. В настоящее время две российские компании уже наладили собственное производство основных катализаторов, «Газпром нефть» — производит катализаторы каткрекинга и гидропроцессов, а «Роснефть» — риформинга и изомеризации.

⁷ Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования топливно-энергетического комплекса в 2020 году. Задачи на 2021 год и среднесрочную перспективу // Министерство энергетики РФ : офиц. сайт. М., 2022. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/20515>.

В отличие от положительной динамики импортозамещения в производстве катализаторов, следует отметить абсолютную зависимость (90 %) российских НПЗ от импортного программного обеспечения технологических процессов. Эту проблему решить достаточно сложно, но возможно. Россия — одна из немногих стран, которая в состоянии создавать конкурентоспособные на мировом уровне ИТ-продукты. Первым шагом в обеспечении суверенитета в области программного обеспечения стал указ Президента от 30 марта 2022 г. «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», запрещающий закупать иностранное программное обеспечение для критической инфраструктуры [13; 14].

Решить стратегические проблемы отечественной нефтепереработки только за счет переориентации на поставщиков из стран Азии без развития собственных технологий, собственного машиностроения и программного обеспечения невозможно. Промышленная политика страны, основанная на принципе «У нас есть нефть и газ — все остальное купим!» себя дискредитировала. Введенные санкции против нефтегазовой отрасли России, угрозы национализации нефтеперерабатывающих активов, принадлежащих «Роснефти» в Германии, должны стать уроком и стимулом для разработки стратегии, обеспечивающей независимость развития отрасли.

Список использованной литературы

1. Милькин В. Как повлияют санкции ЕС на работу НПЗ в России / В. Милькин // Ведомости. — 2022. — 28 февр. — URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/02/27/911173-sanktsii-es-npz>.
2. Хитрых Д. Цифровой нефтеперерабатывающий завод: проблемы и решения / Д. Хитрых // Энергетическая политика. — 2021. — 13 июля. — URL: <https://energypolicy.ru/czifrovoj-neftepererabatyvayushhij-zavod-problemy-i-resheniya/neft/2021/13/13/>.
3. Чернышева Е.А. Малые НПЗ России. Особый путь / Е.А. Чернышева. — EDN [KKWZJN](#) // Бурение и нефть. — 2009. — № 5. — С. 7–9.
4. Низкоуглеродные моторные топлива. Оценка перспектив производства и применения в России / В.М Капустин, М.А. Ершов, В. Савеленко, У. Махова. — EDN [EOXKAO](#) // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2021. — № 10 (118). — С. 14–22.
5. Авдашева С.Б. Государственная поддержка в регионах: состояние и проблемы организации / С.Б. Авдашева, О. Ястребова // Вопросы экономики. — 2001. — № 5. — С. 113–124.
6. Глазьев С.Ю. Глобальная трансформация через призму смены технологических и мировых хозяйственных укладов / С.Ю. Глазьев. — DOI 10.31063/AlterEconomics/2022.19-1.6. — EDN [MULEYG](#) // AlterEconomics. — 2022. — Т. 19, № 1. — С. 93–115.
7. Nelson W.L. Guide to Refinery Operating Cost (Process Costimating) / Nelson W.L. — 3rd ed. — Tulsa : Petroleum Publishing, 1976. — 321 p.
8. Мишуков Е.А. Сравнительный анализ глубины переработки нефти по индексу Нельсона в различных странах / Е.А. Мишуков, Ю.Н. Линник. — DOI 10.26425/1816-4277-2019-11-77-81. — EDN [NHESWM](#) // Вестник университета. — 2019. — № 11. — С. 77–81.
9. Тыртов Е. Российская нефтепереработка: выживут сильнейшие / Е. Тыртов, Е. Демидова. — DOI 10.46920/2409-5516_2021_7161_38. — EDN [UYPPNG](#) // Энергетическая политика. — 2021. — № 7 (161). — С. 38–47.
10. Милькин В. Новые санкции ЕС слабо повлияют на нефтяной сектор и авиацию / В. Милькин, М. Катков, Д. Ильющенков // Ведомости. — 2022. — 25 февраля. — URL: <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2022/02/25/911042-sanktsii-neftyanoi-sektor-aviatsiyu>.
11. Урожаев Ю. Оборудование для нефтепереработки, импортозамещение / Ю. Урожаев // Neftegaz.RU. — URL: <https://neftegaz.ru/analysis/pererabotka/328619-oborudovanie-dlya-neftepererabotki-importozameshchenie/>.
12. Мордюшенко О. НПЗ остаются без запчастей / О. Мордюшенко, Д. Козлов, О. Никитина // Коммерсант. — 2022. — 28 февр. — URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5237432>.

13. Капустин В. Россия способна заменить все западные технологии в нефтепереработке // Сектор Медиа. — 2022. — 22 марта. — URL: <https://sectormedia.ru/news/eksperty-neft-i-gaz/rossiya-sposobna-zamenit-vse-zapadnye-tekhnologii-v-neftepererabotke/>.

14. Хитрых Д. Вопросы программного обеспечения для российской нефтегазовой отрасли в период санкций / Д. Хитрых. — DOI 10.46920/2409-5516_2022_4170_32. — EDN [KVTWIH](#) // Энергетическая политика. — 2022. — № 4 (170). — С. 32–45.

References

1. Milkin V. How Are the EU Sanctions to Affect oil Refineries in Russia. *Vedomosti*, 2022, February 28. Available at: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/02/27/911173-sanktsii-es-npz>. (In Russian).

2. Khitrykh D. Digital Oil Refinery: Problems and Solutions. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, 2021, July 13. Available at: <https://energypolicy.ru/czifrovoy-neftepererabatyvayushhij-zavod-problemy-i-resheniya/neft/2021/13/13/>. (In Russian).

3. Chernysheva E.A. Small Petroleum Refineries of Russia. Special Way. *Burenie i neft' = Drilling and Oil*, 2009, no. 5, pp. 7–9. (In Russian). EDN: [KKWZJN](#).

4. Kapustin V.M., Ershov M.A., Savelenko V., Makhova U. Low-Carbon Motor Fuels. Assessment of the Prospects for Production and Use in Russia. *NEFTEGAZ.RU*, 2021, no. 10, pp. 14–22. (In Russian). EDN: [EOXKAO](#).

5. Avdasheva S.B., Yastrebova O. State Support in the Regions: State and Problems of Reorganization. *Voprosy ekonomiki = Issues of Economy*, 2001, no. 5, pp. 113–124. (In Russian).

6. Glazyev S.Yu. Global Transformations from the Perspective of Technological and Economic World Order Change. *AlterEconomics*, 2022, vol. 19, no. 1, pp. 93–115. (In Russian). EDN: [MULEYG](#). DOI: 10.31063/AlterEconomics/2022.19-1.6.

7. Nelson W.L. *Guide to Refinery Operating Cost (Process Costimating)*. 3rd ed. Tulsa, Petroleum Publishing, 1976. 321 p.

8. Mishukov E.A., Linnik Yu.N. Comparative Analysis of Oil Processing Depth by Nelson Index in Different Countries. *Vestnik Universiteta = University Bulletin*, 2019, no. 11, pp. 77–81. (In Russian). EDN: [NHESWM](#). DOI: 10.26425/1816-4277-2019-11-77-81.

9. Tyrtov E., Demidova E. Russian Oil Refining: in the Face of Fierce Competition. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, 2021, no. 7, pp. 38–47. (In Russian). EDN: [UYPPNG](#). DOI: 10.46920/2409-5516_2021_7161_38.

10. Milkin V., Katkov M., Ilyushenkov D. New EU Sanctions Will have little Effect on the Oil Sector and Aviation. *Vedomosti*, 2022, February 25. Available at: <https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2022/02/25/911042-sanktsii-neftyanoi-sektor-aviatsiyu>. (In Russian).

11. Urozhaev Yu. Equipment for Oil Refining, Import Substitution. *Neftegaz.RU*. Available at: <https://neftegaz.ru/analysis/pererabotka/328619-oborudovanie-dlya-neftepererabotki-im-portozameshchenie/>. (In Russian).

12. Mordyushenko O., Kozlov D., Nikitina O. Refineries Remain without Spare Parts. *Kommer sant*, 2022, February 28. Available at: <https://www.kommersant.ru/doc/5237432>. (In Russian).

13. Kapustin V. Russia is Able to Replace all Western Technologies in Oil Refining. *Sectormedia*, 2022, March 22. Available at: <https://sectormedia.ru/news/eksperty-neft-i-gaz/rossiya-sposobna-zamenit-vse-zapadnye-tekhnologii-v-neftepererabotke/>. (In Russian).

14. Khitrykh D. Software Issues for the Russian Oil and Gas Industry During the Sanctions Period. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*, 2022, no. 4, pp. 32–45. (In Russian). EDN: [KVTWIH](#). DOI: 10.46920/2409-5516_2022_4170_32.

Информация об авторах

Колодин Виктор Семенович — доктор экономических наук, профессор, кафедра отраслевой экономики и управления природными ресурсами, Байкальский государственный университет, г. Иркутск, Российская Федерация, kolodinvs@bgu.ru, SPIN-код: 3289-4794, Scopus Author ID: 56835547800, ResearcherID: AAB-3766-2021.

Давыдова Галина Васильевна — доктор экономических наук, профессор, кафедра отраслевой экономики и управления природными ресурсами, Байкальский государственный университет, г. Иркутск, Российская Федерация, DavydovaGV@bgu.ru, SPIN-код: 9989-3938, Scopus Author ID: 57212874569.

Authors

Viktor S. Kolodin — D.Sc. in Economics, Professor, Department of Sectoral Economics and Natural Resources Management, Baikal State University, Irkutsk, Russian Federation, kolodinvs@bgu.ru, SPIN-Code: 3289-4794, Scopus Author ID: 56835547800, ResearcherID: AAB-3766-2021.

Galina V. Davydova — D.Sc. in Economics, Professor, Department of Sectoral Economics and Natural Resource Management, Irkutsk, Russian Federation, DavydovaGV@bgu.ru, SPIN-Code: 9989-3938, Scopus Author ID: 57212874569.

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Contribution of the Authors

The authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Для цитирования

Колодин В.С. Проблемы модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России в условиях санкционного давления / В.С. Колодин, Г.В. Давыдова. — DOI 10.17150/2411-6262.2022.13(2).19. — EDN [DOOZLV](#) // Baikal Research Journal. — 2022. — Т. 13, № 2.

For Citation

Kolodin V.S., Davydova G.V. Issues of Modernization of Oil Refining Industry in Russia under Sanction Pressure. *Baikal Research Journal*, 2022, vol. 13, no. 2. (In Russian). EDN: [DOOZLV](#). DOI: 10.17150/2411-6262.2022.13(2).19.