

Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса

УДК:338.45:622.32;
ББК:65.304.13; В686
DOI: 10.24412/2072-8042-2023-7-7-23

Владимир Иванович ВОЛОШИН,
доктор экономических наук, профессор,
Институт экономики РАН
(117418 Москва, Новочерёмушкинская, 42а) –
заведующий сектором энергетической политики,
e-mail: vivoloshin@mail.ru

Аннотация

В условиях санкций современная технологическая база становится важным фактором развития российского нефтегазового комплекса. В процессе встраивания в систему международного разделения труда после распада СССР в 90-х гг. прошлого века и в начале XXI в. отдельные сектора российской экономики стали чрезмерно зависеть от импорта техники и технологий. Это относится и к нефтегазовому комплексу. Санкции кардинально сократили возможность импорта Россией высокотехнологичной техники и технологий из промышленно развитых стран. Однако без современной технологической базы нельзя рентабельно осваивать трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), производительно развивать сектор сжиженного природного газа и нефтепереработки. Для этого необходимо обеспечить технологическую модернизацию нефтегазового комплекса в контексте снижения зависимости от импорта высокотехнологичной западной продукции. Импортозамещение – одно из направлений решения этой проблемы.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, энергетика, техника, технология, санкции, сервисные компании, сжиженный природный газ, нефтепереработка, трудноизвлекаемые запасы, импортозамещение.

Technological Factor in the Development of Russia's Oil and Gas Complex

Vladimir Ivanovich VOLOSHIN,
Doctor of Economic Sciences, Professor, Institute of Economics Russian Academy of Science
(Novocherjomushkinskaja, 42a, Moscow, 117418) - the Head of Energy Policy Sector,
e-mail: vivoloshin@mail.ru

Abstract

Under the sanctions, the modern technological base is becoming an important factor in the development of the Russian oil and gas complex. Integrating into the system of the international division of labor after the collapse of the USSR in the 90s of the last century and at the beginning of the XXI century some sectors of the Russian economy became excessively dependent on imports of machinery and technology. This also applies to the oil and gas complex. Sanctions have drastically reduced the possibility of importing high-tech equipment and technologies to Russia from industrialized countries. However, without a modern technological base, it is impossible to



profitably develop hard-to-recover reserves, productively develop the sector of liquefied natural gas and oil refining. This requires technological modernization of the oil and gas complex with reducing dependence on imports of high-tech Western products. Import substitution is one of the ways to solve this problem.

Keywords: oil and gas complex, energy, machinery, technology, sanctions, service companies, liquefied natural gas, oil refining, hard-to-recover reserves, import substitution.

Во втором десятилетии XXI в. энергетика России и многих стран мирового сообщества подошла к порогу глубокой технологической трансформации, вызванной необходимостью перехода к зелёной энергетике, низкоуглеродному развитию. На протяжении двух последних столетий новая технологическая база вела к изменению структуры мирового первичного энергопотребления. Принято считать, что до настоящего времени человечество пережило три энергетических перехода к новому сочетанию первичных энергоносителей: от биомассы (вкл. дрова и отходы) к доминирующему положению угля, от угля к определяющей роли нефти и от нефти к возрастанию роли газа, гидроэнергии и ядерного топлива.

Сегодня мировая энергетика переживает четвёртый энергетический переход, позволяющий перейти к низкоуглеродной модели развития. В структуре энергобаланса постепенно сокращается использование ископаемого топлива (прежде всего угля, нефти, а в более отдалённом будущем и газа), увеличивается доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В ряде стран развивается атомная энергетика. Важное внимание уделяется развитию электрификации, использованию водорода как энергоносителя и накопителя энергии.

С угасанием роли ископаемого топлива в мировом энергобалансе появляются пики потребления отдельных видов энергоносителей. Сегодня эксперты практически единодушны в том, что в результате низкоуглеродного развития экономики мировой пик потребления угля должен наступить в 2020-е гг., 2030-е гг. – мировой пик потребления нефти и 2040-е гг. – мировой пик потребления газа¹.

В будущем может возникнуть такая ситуация, когда места на внешнем, а также внутреннем рынках для ископаемого топлива не останется, т.е. то, чем богата Россия и от чего во многом зависит её экономический рост, не будет востребовано. В этих условиях необходимо монетизировать экономически оправданные запасы ископаемого топлива. Его результат во многом будет зависеть от технологического фактора – возможности применения современной техники и технологий. Это касается прежде всего российского нефтегазового комплекса, который играет ключевую роль в экономике страны, обеспечивая рост ВВП, высокую долю доходов в товарном экспорте от поставок за рубеж нефтегазового топлива, формируя значительную часть федерального бюджета РФ (см. рисунок 1).

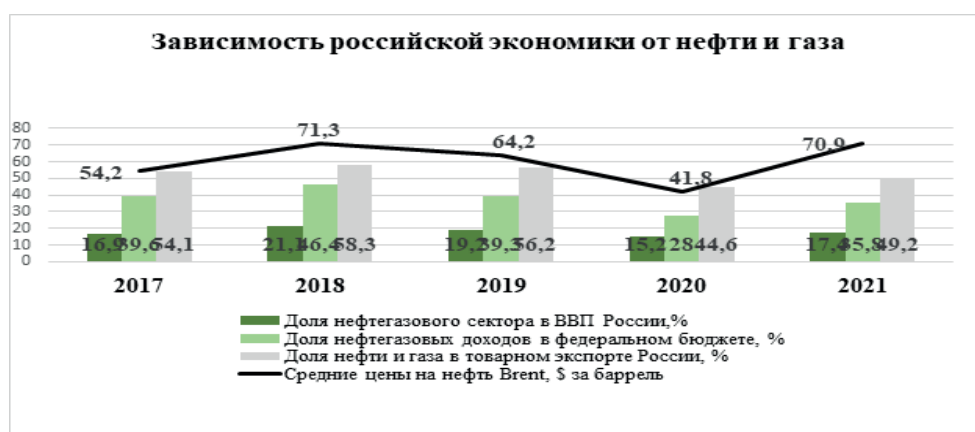


Рис.1 – Зависимость российской экономики от нефти и газа

Fig.1 – Dependence of the Russian economy on oil and gas

Источник: Росстат. Минфин. ФНС. Банк России. компания ВР.

В 1920 г. Правительство РФ утвердило Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 г. (ЭС-2035)². В ней нашли отражение вопросы научно-технологического развития российской энергетики, структурные преобразования, направленные на низкоуглеродное развитие. При разработке ЭС-2035 учитывались основные положения Доктрины энергетической безопасности РФ, которая была принята в 2019 г. На основании ЭС-2035 был разработан актуализированный Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года, утверждённый Минэнерго России 21.12.2021.

Названные документы были приняты до того, когда в конце февраля 2022 г. кардинально изменилась геополитическая ситуация в мире, а весной Запад стал вводить новые жёсткие санкции против России, существенно меняющие её место и роль в мировом хозяйстве. В результате российский ТЭК столкнулся с рядом беспрецедентных новых внешних вызовов. Один из них – возможность технологической деградации в результате беспрецедентной изоляции его от промышленно развитых стран (уход западных компаний из российских проектов, запрет на экспорт в Россию оборудования и технологий). В этих условиях перед Россией стоит важная задача – обеспечить технологическую модернизацию ТЭК в контексте снижения зависимости от импорта высокотехнологичной западной продукции.

В процессе перехода к рынку в 90-е гг. прошлого столетия и вплоть до 2014 г., когда США и Евросоюз стал вводить против России санкции, укрепление позиций российского нефтегазового комплекса было связано с бурным развитием партнёрских отношений с зарубежными поставщиками высокотехнологичного оборудования и подрядчиками. При этом игнорировались возможности российского



научно-производственного комплекса, который обладал хорошим потенциалом. Он деградировал и перестал соответствовать требованиям времени. Даже всем известный «Уралмаш» стал производить лишь несколько десятков единиц буровых установок в год, на порядок меньше, чем в прошлые годы, хотя только в одной Западной Сибири нужно порядка 1,5 тыс. буровых установок.

В течение десятилетий в России не уделяли должного внимания вопросам импортозамещения. Россия активно встраивалась в международное разделение труда в качестве сырьевого придатка, что препятствовало технологической модернизации её экономики. Российские нефтегазовые компании приобретали западное оборудование, не ориентируясь на использование отечественных аналогов. В результате российские компании свёртывали их производство.

Особенно чувствительна для нефтегазовой отрасли высокая зависимость от импорта насосно-компрессорного, сейсморазведочного оборудования, технологий и техники для морского бурения, систем автоматизации и программного обеспечения.

С 2014 г. Запад начал вводить ограничения на поставки в Россию оборудования, оказания услуг и проведения работ по добыче нефти в Арктике, на глубоководном шельфе и других трудноизвлекаемых месторождениях. Стала меняться позиция Российских компаний к вопросам импортозамещения. Усилилось внимание отечественных нефтегазовых компаний к использованию российских технологий и оборудования. Однако и в настоящее время зависимость российского нефтегазового комплекса от зарубежных технологий, оборудования и услуг достаточно высокая, несмотря на то, что она в последние годы снижалась. Доля импортного оборудования и услуг в нефтегазовой отрасли, по данным Минпромторга, в 2014 г. составляла 60%. На апрель 2022 г. этот показатель уменьшился до 40%³.

В условиях обостряющейся геополитической турбулентности 2022 г. и введения западом новых экономических санкций, ситуация с импортозамещением существенно обострилась. Крупные западные компании, такие как BP, Shell, и Exxon Mobil – стали уходить из России. Их примеру последовали крупнейшие международные поставщики услуг. О приостановке своей деятельности в России объявили крупнейшие западные сервисные компании: Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и Weatherford. Они, вооружённые современной техникой и технологиями, новейшими разработками, начали приходить в Россию в 90-х годах прошлого века и подняли эффективность производства в нефтегазовом комплексе.

Сервисные услуги играют важную роль в формировании современной технологической базы энергетики. В нефтегазовом комплексе России они представлены в основном следующими видами:

- строительство новых скважин;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- ремонт и обслуживание нефтепромыслового оборудования.

На рынке сервисных услуг можно выделить четыре группы участников⁴. К ним относятся:

□ подразделения вертикально интегрированных нефтегазовых компаний («Газпромнефть-Нефтесервис», «РН-Бурение» – дочернее буровое предприятие «Роснефти» и др.);

□ крупные российские сервисные компании, в том числе с участием иностранного капитала (буровая компания «Евразия», «Интегра», «Римера», «IG Seismic Services», Сибирская сервисная компания и др.);

□ малые и средние сервисные компании;

□ крупные международные сервисные компании («Schlumberger», «Halliburton» и др.)

Согласно данным VYGON Consulting, на российские компании, которые были востребованы на рынке сервисных услуг в 2021 г., приходилось 82%, на Schlumberger – 8%, Weatherford – 3%, Baker Hughes и Halliburton – по 2%. Всего же доля российского нефтесервисного рынка от мирового составляла 8%⁵.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ (ТРИЗ)

Важную роль в развитии российского нефтегазового комплекса играет возможность эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В настоящее время это понятие отсутствует как законодательно закреплённое. В результате существуют разные оценки финансовых затрат и применения современных технологий для освоения трудноизвлекаемых месторождений. К ТРИЗ, как правило, относят запасы высоковязких нефтей, низкопроницаемые пласты (коллекторы), выработанные (истощенные) залежи, нетрадиционные источники углеводородного сырья (сланцевые коллекторы) и месторождения, удаленные от инфраструктуры. Находясь в сложных геолого-физических условиях, разработка ТРИЗ связана с повышенными финансовыми затратами и технологическими трудностями.

В 2019 г., по данным Минэнерго РФ, доля трудноизвлекаемой нефти составляла более 65% от общего объема доказанных запасов нефти в России. Есть оценки, согласно которым к 2030 г. почти все запасы перейдут в категорию трудноизвлекаемых. Если этот прогноз сбудется, то почти всю нефть в России будут добывать из ТРИЗ, тогда как в 2019 г. нефтедобыча из ТРИЗ по данным Минприроды составила 92 млн т⁶.

Отсутствие необходимой современной техники и технологий – одна из важных причин, сдерживающих повышение эффективности добычи нефти (нефтеотдачи) при разработке месторождений, в том числе её трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), вести освоение более глубоких пластов, бороться с обводнённостью скважин. Сегодня необходимо создать условия для технологической модернизации нефтегазового комплекса с целью рентабельного освоения текущих запасов нефти, большая часть из которых относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ).



Для интенсификации работы нефтяных и газовых скважин наиболее востребована технология гидроразрыва пласта (ГРП). Эта технология осуществляется с использованием комплекса оборудования, который состоит из мобильных насосных установок для закачки в скважины специальных жидкостей, станций управления и контроля, полевой лаборатории и другой специализированной техники. Такой комплекс носит название флот ГРП. В конце 2022 г. в России стал проходить испытания первый отечественный флот ГРП. Создание отечественного флота ГРП – часть программы импортозамещения Минпромторга России. Запуск серийного производства отечественных флотов ГРП запланирован в четвертом квартале 2023 г. Ожидаемая потребность в них – 3-5 флотов в год. А количество работающих флотов увеличится со 130 в настоящее время до 170 к 2030 г.⁷

К значительному повышению эффективности разработки нефтегазовых месторождений, включая ТРИЗ, приведёт использование цифровых технологий. В отличие от аналоговых, действующих на основе непрерывных сигналов, они работают с дискретными сигналами. Существуют оценки, согласно которым применение цифровых технологий на этапах добычи и переработки нефти и газа даёт возможность поднять эффективность технического обслуживания оборудования на 20-30%, сократить внеплановые простои оборудования на 15-20%, увеличить показатели извлечения и объемы добычи нефти на 10%, снизить удельную себестоимость добычи нефти на 15%⁸.

Применение цифровых технологий ведёт к появлению проектов «умного» производства, которые реализуют крупные нефтяные компании: Smart Wells («умные скважины») – Schlumberger, Smart Field («умное месторождение») – Shell, Field of Future («месторождение будущего») – BP, «цифровое месторождение» – «Роснефть» совместно с «Башнефть» и др.

Важной причиной, препятствующей повышению нефтеотдачи месторождений, является сложившаяся система налогообложения. Несмотря на то что каждое месторождение имеет свои особенности, к ним применяется в большинстве случаев единая система налогового режима. Это не позволяет настроить нефтедобычу на повышение эффекта от разработки месторождений. Налоговые преференции являются мерой избирательного стимулирования разработки и не учитывают весь спектр геолого-технических особенностей и экономики освоения ТРИЗ. Существуют оценки, согласно которым доля льготированных ТРИЗ в добыче в 2019 г. составляла лишь 12%⁹.

На протяжении многих десятилетий коэффициент извлечения нефти (КИН) в российской нефтедобывающей отрасли неуклонно снижался. Если в 1960-х гг. этот показатель составлял 51%, то к 2021 г. он опустился до 28-30%¹⁰. Сложившийся экономический механизм при плановой экономике (выполнение и перевыполнение плановых заданий), и при переходе к рыночным отношениям ориентировал к снятию «сливок» на благоприятных участках месторождений, после чего компании переходили на другие участки, оставляя в недрах большие запасы нефти.

Следует отметить, что КИН постоянно меняется, поскольку определяется как отношение суммарной добычи к геологическим запасам, которые не остаются постоянными в процессе разработки скважин. Только после закрытия скважины может быть определён окончательный КИН. Среди экспертов нет однозначной оценки КИН. Есть расчёты, согласно которым этот показатель в Норвегии составляет 50%, США – 40%, Саудовской Аравии – 37%, России – 32-35%¹¹.

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

В перспективе в мировом энергообеспечении и в энергетике России будет возрастать роль сжиженного природного газа (СПГ, LNG). Основное его преимущество по сравнению с трубопроводным газом заключается в том, что СПГ можно доставить с помощью судов-метановозов (газовозов) в самые труднодоступные регионы земного шара и изменять направления потоков в зависимости от складывающейся конъюнктуры. Таких свойств при транспортировке лишён газ, поставляемый по трубопроводам, которые связывают поставщиков газа и его потребителей только по определённым маршрутам. Кроме того, превращаясь в жидкость путём охлаждения до температуры конденсации (-161,5 С), объём газа уменьшается в 600 раз, что облегчает его хранение и транспортировку.¹²

Мировые мощности по сжижению газа в 2021 г. достигли 459,9 млн т, увеличившись по сравнению с 2010 г. примерно на 40%. За тот же период времени объём мировой торговли также значительно вырос, достигнув более 500 млрд куб. м (362,3 млн т) в 2021 г.¹³ В результате доля СПГ в структуре мирового экспорта газа составила 42%, доля трубопроводного транспорта сократилась до 58%¹⁴. В 2021 г. Россия экспортировала 29,6 млн т СПГ, занимая четвёртое место по этому показателю после Австралии (78,5 млн т), Катара (77 млн т) и США (67 млн т).

Утверждённая Правительством РФ в марте 2021 г. долгосрочная программа развития производства СПГ предполагает достижение целевых показателей работающих мощностей в размере 63-102,5 млн т к 2030 г., и 80-140 млн т к 2035 г.¹⁵ Производство СПГ в России в 2022 г. выросло на 8,1% и составило 32,5 млн т¹⁶.

В настоящее время среди действующих проектов СПГ находятся такие как: «Сахалин – 2» (9,6 млн т), «Ямал СПГ» (17,4 млн т), «Газпром СПГ Портовая» (1,5 млн т), «Криогаз Высоцк СПГ» (0,66 млн т), более десяти заводов малотоннажного производства суммарной мощностью 0,29 млн т.

Строящиеся объекты СПГ включают такие крупные как: Арктик СПГ-2 и Арктик СПГ-1 (по 19,8 млн т каждый, проекты «Новатэк» по добыче природного газа и производству СПГ на Гыданском полуострове), а также проект «Газпрома» и «РусГазДобыча, который включает Балтийский СПГ завод (19,5 млн т) и газохимический комплекс (13 млн т) в районе Усть-Луги в Ленинградской области¹⁷.

Уровень зависимости СПГ- отрасли, особенно крупнотоннажного СПГ, от зарубежных технологий и оборудования достаточно высокая. При создании уже действующих в России предприятий, таких как «Ямал СПГ» и «Сахалин-2» исполь-



зовалось преимущественно импортное оборудование. Однако малотоннажные заводы по сжижению газа импортозамещены почти на 100%¹⁸.

С проблемами импортозамещения сталкиваются, прежде всего «НОВАТЭК» и «Газпром», которые имеют крупнотоннажные проекты СПГ. Оборудование для СПГ выпускают промышленные группы «Объединенные машиностроительные заводы» и «Группа ГМС» (прежнее название – инвестиционно-промышленная группа «Гидравлические машины и системы»), а также предприятия «Ростеха», «Росатома», «Уралвагонзавода», «Роскосмоса» и более мелкие игроки рынка специализированного оборудования.

В Мурманской области «НОВАТЭК» создал производственные мощности для серийного выпуска оборудования для СПГ – Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений.

Существуют разные подходы к определению классификации СПГ проектов в зависимости от объемов производства. Согласно Центру энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО к малотоннажным, среднетоннажным и крупнотоннажным проектам СПГ в России относятся проекты с объемом производства одной линии в год соответственно меньше 80 тыс т, меньше 2 млн т и более 2 млн т.

Технологиями крупнотоннажного производства СПГ обладают всего несколько компаний в мире: германская Linde, американская Air Products, а также крупные западные нефтегазовые компании из недружественных стран. Поскольку в России находится ряд сверхкрупных месторождений, то наиболее рентабельными для развития сектора СПГ является использование технологий для крупнотоннажных проектов. Однако в условиях санкционных ограничений возможности реализации таких проектов незначительны. Россия ориентируется на создание малотоннажных и среднетоннажных установок.

Производство малотоннажного СПГ расширит возможности газификации России, поскольку при низкой плотности населения и отдаленности газотранспортной инфраструктуры, транспортировать СПГ автомобильным, железнодорожным, речным транспортом – более эффективный вариант относительно строительства газопроводной системы, способствует освоению мелких месторождений природного газа, отдаленных от системы магистральных газопроводов.

Российские компании планируют к 2035 г. построить в стране около 30 малотоннажных СПГ-заводов, которые обеспечат около 2-3 млн т потребления газа в стране¹⁹. Их сроки строительства относительно короткие – до 2 лет.

Среднетоннажный СПГ также имеет большой потенциал для развития в России. Проекты установленной мощностью от 85 тыс. т до 2 млн т позволяют утилизировать достаточно небольшие объемы газа и вывести российский СПГ на различные рыночные ниши, включая поставки крупнотоннажных партий.

В России есть научный и производственный потенциал для создания полностью отечественной инфраструктуры СПГ. Однако она отстала от ведущих стран в СПГ-технологиях и для достижения мирового уровня в этой области потребуется время.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

В перечень санкций, введенных против России, включена также и нефтепереработка. Евросоюз запретил поставлять оборудование и технологии для нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

По величине нефтеперерабатывающих мощностей Россия занимает третье место в мире после США и Китая. В 2021 г. в США они находились на уровне 17941 тыс. барр./сутки, в Китае и России соответственно составляли 16990 и 6861 тыс. барр./сутки²⁰.

Промышленным производством нефтепродуктов в 2020 г. в России, согласно данным отраслевой отчетности Минэнерго России, занимались 74 нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих завода (НПЗ и ГПЗ), суммарной мощностью первичной переработки 332,2 млн т нефти в год²¹.

Нефтеперерабатывающие предприятия России включают:²²

□ 26 НПЗ и ГПЗ, находящиеся в собственности ВИНК, суммарная мощность которых по первичной переработке нефти составляет 271,6 млн т в год. По итогам 2020 г. их доля в объеме переработанного сырья составляла 82,3%;

□ 9 НПЗ – независимые, т.е. не входящие в структуру ВИНК. По итогам 2020 г. их суммарная мощность установок первичной переработки составила 44,9 млн т в год (13,3% от общероссийских мощностей);

□ 39 предприятий малой переработки, т.е. мини-НПЗ, которые находятся в собственности независимых производителей, либо входящих в структуры ВИНК. Их суммарная мощность по первичной переработке составляет около 15,7 млн т нефти в год (4,4% от общероссийских мощностей).

Глубина переработки нефти в среднем по отрасли в 2020 г. находилась на уровне 84,1%, тогда как на самых современных НПЗ в США этот показатель составлял 98%, европейских – 85-90%²³. Из-за изношенности и устаревших мощностей нефтепереработки Россия занимает лишь двадцатое место в мире по глубине переработки нефти.

После распада СССР в течение двух десятилетий в России не обращали внимание на износ нефтеперерабатывающего оборудования, недостаточную его эффективность, низкий уровень глубины нефтепереработки. В условиях экономического хаоса 90-х гг. и быстрого роста цен на нефть в 2000-2008 гг. нефтяным компаниям гораздо проще было экспортировать нефть, нефтяные полупродукты и получать от этого значительную выгоду. Технологический уровень НПЗ в это время резко падал.



Вопросами модернизации нефтеперерабатывающего сектора экономики в России стали заниматься с 2011 г. Тогда были подписаны четырехсторонние соглашения между 12 крупнейшими нефтяными компаниями, Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором и Росстандартом. Нефтяные компании обязались модернизировать свои НПЗ для перехода на производство более качественных видов нефтепродуктов и обеспечить необходимые объемы их производства и поставок на внутренний рынок. В ходе модернизации российских НПЗ предпочтение отдавалось зарубежным технологиям и оборудованию. В 2011-2020 гг. глубина нефтепереработки увеличилась с 72 до 84,4%, хотя первоначально намечалось, что этот показатель к 2020 г. достигнет 90%.

Производство продукции на НПЗ состоит, как известно, из первичной и вторичной нефтепереработки. Вторичная переработка нефти основана на более сложных технологиях, чем первичная, и осуществляется под действием термических процессов (пиролиз, коксование), и применении химических катализаторов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, риформинг и др.). В результате получаем высококачественные топлива (бензин и керосин), смазочные материалы.

Без вторичных процессов выпуск моторных топлив соответствующих регламентов затруднён. Однако в России отсутствуют в нужных масштабах современные технологии вторичной переработки нефти. Кроме того, они большей частью импортного происхождения. В результате значительная доля российских полупродуктов из-за её низкосортности поставлялась за рубеж по сниженным ценам, где она дополнительно перерабатывалась. По сути отдавали зарубежному бизнесу свою выгоду, которую могли бы получить российские компании, увеличив глубину нефтепереработки.

Из всех производимых в России нефтепродуктов около половины направляется на экспорт. В условиях санкций российские НПЗ потеряли не только доступ к технологиям из недружественных стран, но и к основному рынку сбыта – европейскому. В таких условиях важнейшим фактором выживания российских нефтеперерабатывающих предприятий становится наличие конкурентных преимуществ, которые могут быть реализованы вне европейского рынка. Одним из них является использование технологий вторичной переработки нефти, дефицит которых в настоящее время наблюдается в России.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

В 1990 гг. в России был потерян целый ряд отраслей промышленного производства. В процессе встраивания в систему международного разделения труда отдельные сектора экономики стали чрезмерно зависеть от импорта. Это относится и к нефтегазовому комплексу. Такая модель международного сотрудничества в условиях свободного рынка, идеи которого доминировали в то время в стране, вела к угрозе экономической безопасности. Для её нейтрализации требовалось импортозамещение, т.е. создание производственно-технологических цепочек, обе-

спечивающих нефтегазовый комплекс высокотехнологичной техникой и технологиями. Однако доходы, получаемые от добычи нефти и газа, включая рентные сверхдоходы не инвестировались в инфраструктуру, в развитие новых технологий и человеческого капитала. Без этого невозможен переход от ресурсно-сырьевой к ресурсно-инновационной экономической модели, основанной на производстве конкурентоспособной продукции с использованием наукоёмких технологий.

Санкции ведут к запрету технологического сотрудничества России с промышленно развитыми странами, продукция которых находит широкое применение в российском нефтегазовом комплексе. Её отсутствие – причина технической деградации. Для преодоления технологического отставания от мирового уровня в создавшихся условиях требуется реализации активных мер по импортозамещению. При реализации мероприятий, связанных с заменой импортной продукции и формированием политики импортозамещения необходимо учитывать следующие факторы, которые предопределяют её осуществление в реальной жизни. К некоторым наиболее важным из них относятся:

1. Импортозамещение нельзя превращать в технологический железный занавес, отделяющий Россию от ведущих мировых разработок, как это было при СССР. Такой подход несёт риски для развития и конкурентоспособности отрасли. В условиях сильной изоляции от промышленно развитых стран, лишения доступа к передовым технологиям сокращаются возможности экономического развития страны. Необходимо искать пути сотрудничества со странами, которые имеют современную технику и технологии, реализовывать возможности международного разделения труда для роста технологического уровня российского нефтегазового комплекса.

2. Нефть и газ ещё долгое время будут играть важную роль в мировом энергобалансе. Согласно большинству прогнозов, несмотря на то что в мировой энергетике возрастает доля возобновляемых источников энергии, темпы этого процесса недостаточны, чтобы обеспечить рост мировой экономики. В ежегодном докладе ОПЕК World Oil Outlook (WOO), подготовленном в октябре 2022 г. отмечается, что доля нефти и газа в мире к 2045 г. будет на уровне выше 50%. Ожидается, что по сравнению с 2021 г. доля нефти в мировом энергобалансе уменьшится с 31% до 27,7%, доля газа вырастет с 23,2% до 24,3%²⁴.

3. В ближайшие несколько десятилетий нефть и газ будут также доминировать в российском энергобалансе, доля которых в потреблении первичной энергии в 2021 г. находилась на уровне 76,04%, в т.ч. доля нефти составляла 21,4%. Динамика добычи этих видов топлива будет зависеть от сжатия мировых рынков, спроса внутри России, уровня цен и себестоимости добычи нефти и газа. В процессе перехода России на инновационную модель развития их доля в российском экспорте будет снижаться, но ещё долго будет занимать важное место в энергобалансе страны.



4. Надо учитывать, что в отличие прошлых десятилетий добыча нефти связана с расширением разработки трудноизвлекаемых запасов, которые отличаются высокой себестоимостью добычи. В Российском нефтяном комплексе 2/3 разведанной нефти – это трудноизвлекаемые запасы. Что касается газа, то для его добычи в России, обладающей крупными запасами этого топлива, нет таких ресурсных ограничений, как при добыче нефти. Газовые месторождения могут быть разработаны с относительно низкой себестоимостью. Лимитирующим фактором добычи газа является спрос внутри страны и за её пределами.

5. Сегодня очевидно, что ЭС-2035 в условиях санкций, которые ввёл Запад против России в 2022 г., не отвечает задачам развития энергетики в контексте перехода от ресурсно-сырьевой к ресурсно-инновационной модели развития экономики, не соответствует стратегическим ориентирам нефтегазовых поставок за рубеж, которые принципиальным образом изменились. Следует существенно корректировать период прогнозирования, цели и задачи, инструменты и механизмы реализации энергетической стратегии России.

6. В рамках энергетической политики необходимо разработать внятную политику импортозамещения, которую нельзя воспринимать как отказ от иностранного оборудования и технологий. Мировой опыт создания таких продуктов может быть полезным для развития отечественных конкурентоспособных продуктов и услуг. Для формирования собственных возможностей воспроизводства критически важных технологий нужны механизмы государственной поддержки.

7. Осуществляя политику импортозамещения в условиях технологического отставания необходимо сформировать благоприятную среду для развития человеческого капитала и создания современной технологической базы. Большинство проектов даёт технологический эффект не через 2-3 года, а спустя гораздо больший период времени. Целесообразно увеличивать горизонт мышления, обеспечивать инвестициями соответствующие проекты, хотя компании настроены получать доходы в самые сжатые сроки. При этом надо учитывать, что современные технологии не появятся без высокоспециализированных специалистов, без продвинутого уровня человеческого капитала.

8. Целесообразно усилить координирующую роль государства в создании соответствующих механизмов при подготовке и реализации энергетической стратегии в контексте общенациональных интересов. Недостаток стратегических документов, определяющих перспективы развития нефтегазового комплекса, заключается в том, что в них часто представлены корпоративные программы и предложения, которые отражают прежде всего интересы самих нефтегазовых компаний, а не общенациональные интересы.

9. Препятствует модернизации экономики существующая монопольно-олигархическая структура собственности в ряде российских энергетических

компаний. Монополизм ограничивает эффективность компаний по всей производственной цепочке: от добычи и производства до потребления энергоресурсов. Решение проблемы следует искать на пути формирования конкурентных отношений и поддержки государством импортозамещающих технологий. Без создания конкурентоспособной среды внутри страны промышленность теряет способность развиваться и производить инновационную продукцию.

X X
X

Укрепление позиций российского НГК в мировой системе энергетического хозяйства связано с появлением новой техники и технологий, которые затрагивают все аспекты функционирования предприятий данного комплекса. Одно из направлений решения проблемы – формирование рациональной политики импортозамещения. В результате нефтегазовый комплекс, хотя и не будет как прежде драйвером развития экономики, её сырьевой направленности, но может ещё долгое время оставаться её «донором», обеспечивая переход с наименьшими потерями к ресурсно-инновационной модели развития, сохраняя достойное место России в мировой системе энергообеспечения.

ПРИМЕЧАНИЯ:

¹ Чубайс назвал периоды пикового потребления угля, нефти и газа в мире - <https://www.rbc.ru/economics/09/12/2020/5fd1021f9a79476ceaa33733>

² Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf>

³ Тяжёлые времена для сервиса - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2022/12/1096/

⁴ Подробнее см. Крюков В.А., Токарев А.Н. Особенности пространственного развития нефтегазового сервиса: глобальные тенденции и уроки для России. Регион: экономика и социология, 2017, № 3 (95), сс. 189–214

⁵ Нефтесервис без акцента - <https://oilcapital.ru/news/2022-04-13/nefteservis-bez-aktsenta-1041863>

⁶ Мировая добыча ТРИЗ: развитие на повышенном уровне сложности - https://oilcapital.ru/news/2021-12-09/mirovaya-dobycha-triz-razvitiye-na-povyshennom-urovne-slozhnosti-1028315_

⁷ Тихонов С. Исследование: проблемы с доступом к технологиям могут уронить добычу нефти в РФ на 20% - <https://rg.ru/2023/03/03/issledovanie-problemy-s-dostupom-k-tehnologiam-mogut-uronit-dobychu-nefti-v-rf-na-20.html>

⁸ О цифровой трансформации энергетической отрасли - <https://energypolicy.ru/oczifrovoj-transformaczii-energeticheskoy-otrasli-neft/2021/19/059>

⁹ Клубков С., Мосоян М. Не вся нефть «чёрное золото», «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» 2020, №20. с 39. - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/



- ¹⁰ КИНа не будет? - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/
- ¹¹ Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (часть 1) - https://burneft.ru/archive/issues/2020-12/3_
- ¹² Зачем сжиженный, если есть трубопровод? Преимущества СПГ для России. - <https://dzen.ru/a/YZqs-sDnlQee5EQd>
- ¹³ Nominal natural gas liquefaction capacity worldwide from 2010 to 2021 - <https://www.statista.com/statistics/881905/nominal-liquefaction-capacity-of-natural-gas-worldwide/>
- ¹⁴ Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Карташевич В.Ю. Мировой рынок СПГ: структурные особенности и прогноз развития, «Neftegaz.RU», №2, 2023
- ¹⁵ Справочные материалы. Карта российской СПГ отрасли 2022 (версия 14 февраля 2022 года - <https://nasslng.ru/assets/files/spravochnye-materialy-spgkarta2022-14.02.2022.pdf>
- ¹⁶ Производство СПГ в РФ в 2022 году достигло нового рекорда - 32,5 млн т - <https://www.interfax.ru/business/884250>
- ¹⁷ «Газпром» и «Русгаздобыча» начали строительство нового газового комплекса - <https://lprime.ru/energy/20210521/833724428.html>
- ¹⁸ Проблеме импортозамещения оборудования для СПГ исполнилось 8 лет - <https://oilcapital.ru/news/2022-04-11/probleme-importozamescheniya-oborudovaniya-dlya-spg-ispolnilos-8-let-1041667>
- ¹⁹ Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития - <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya/>
- ²⁰ См. подробнее Вр Statistical Review of World Energy 2022
- ²¹ Тенденции-2020: нефтепереработка в РФ - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/10/954/
- ²² Обзор производственной деятельности отечественных предприятий нефтеперерабатывающего комплекса. Экономические исследования, 2022, № 67 592 с. - <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-proizvodstvennoy-deyatelnosti-otechestvennyh-predpriyatiy-neftepererabatyvayuschego-kompleksa/viewer>
- ²³ Глубина переработки = (Объём переработки - Объём производства мазута - Объём потерь и топлива на собственные нужды) / Объём переработки*100%.
- ²⁴ Бодряшкин Я. В ОПЕК предсказали главенство нефти в мировом энергобалансе как минимум до 2045 года - <https://www.gazeta.ru/business/news/2022/11/02/18941179.shtml>

БИБЛИОГРАФИЯ:

Башмаков И.А. Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики // Вопросы экономики. 2020. №7. - С.51-74 @@ Bashmakov I.A. Strategiya nizkouglerodnogo razvitiya rossijskoj e`konomiki // Voprosy` e`konomiki. 2020. №7. - S.51-74.

Бодряшкин Я. В ОПЕК предсказали главенство нефти в мировом энергобалансе как минимум до 2045 года @@ Bodryashkin Ya. V OPEK predskazali glavenstvo nefi v mirovom e`nergobalanse kak minimum do 2045 goda - <https://www.gazeta.ru/business/news/2022/11/02/18941179.sh>

Бушуев В.В. Энергетика – стабилизирующий фактор в нестабильном мире // Энергетическая политика. 2022. №8. - С.6-19 @@ Bushuev V.V. E`nergetika – stabiliziruyushhij faktor v nestabil`nom mire // E`nergeticheskaya politika. 2022. №8. - S.6-19

Волошин В.И., Назарова О.Е. Низкоуглеродное развитие энергетики: угрозы для России и возможности их преодоления // Российский внешнеэкономический вестник. 2022. № 2. - С. 5-15 @@ Voloshin V.I., Nazarova O.E. Nizkouglerodnoe razvitie e`nergetiki: ugrozy` dlya Rossii i vozmozhnosti ix preodoleniya // Rossijskij vneshnee`konomicheskij vestnik. 2022. № 2. - S. 5-15.

«Газпром» и «Русгаздобыча» начали строительство нового газового комплекса @@ «Gazprom» i «Rusgazdoby`cha» nachali stroitel`stvo novogo gazovogo kompleksa - <https://1prime.ru/energy/20210521/833724428.html>

Глазьев С.Ю. Рывок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах. «Коллекция Изборского клуба». – М.: Книжный мир. -2018. – 768 с. @@ Glaz`ev S.Yu. Ry`vok v budushhee. Rossiya v novy`x technologicheskom i mirohozyajstvennom ukladakh. «Kollekciya Izborskogo kluba». – М.: Knizhny`j mir. -2018. – 768 s.

Зачем сжиженный, если есть трубопровод? Преимущества СПГ для России @@ Zachem szhizhenny`j, esli est` truboprovod? Preimushhestva SPG dlya Rossii. - <https://dzen.ru/a/YZqs-sDnlQee5EQd>

КИНа на не будет? @@ KINa na ne budet? - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/

Клубков С., Мосоян М. Не вся нефть «чёрное золото», «НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ» 2020, №20. с 39 @@ Klubkov S., Mosoyan M. Ne vsya nef` «chyornoe zoloto», «NEFTEGAZOVAYA VERTIKAL`» 2020, №20. s 39. - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/5/907/

Конопляник А.А., Вызовы для России в рамках глобальной газовой трансформации – и возможные решения, Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен. - М.: ИМЭМО РАН. 2020. - С.43-56 @@ Konoplyanik A.A., Vy`zovy` dlya Rossii v ramkax global`noj gazovoj transformacii – i vozmozhny`e resheniya, Mirovaya e`konomika i e`nergetika: drajvery` peremen. - М.: IME`MO RAN. 2020. - S.43-56

Крюков В.А., Токарев А.Н. Особенности пространственного развития нефтегазового сервиса: глобальные тенденции и уроки для России. Регион: экономика и социология, 2017, № 3 (95), сс. 189–214 @@ Kryukov V.A., Tokarev A.N. Osobennosti prostranstvennogo razvitiya neftegazovogo servisa: global`ny`e tendencii i uroki dlya Rossii. Region: e`konomika i sociologiya, 2017, № 3 (95), ss. 189–214



Крюков В.А., Суслов Н.И., Крюков Я.В. ТЭК Азиатской России в мире перемен. Новосибирск. Изд-во ИЭОПП СО РАН. 2021. - 82 с. @@ Kryukov V.A., Suslov N.I., Kryukov Ya.V. TE`K Aziatskoj Rossii v mire peremen. Novosibirsk. Izd-vo IE`OPP SO RAN. 2021. - 82 s.

Мастепанов А.М. Энергетическая безопасность по-европейски. // Энергетическая политика. – 2023. - №1. С. 5-23 @@ Mastepanov A.M. E`nergeticheskaya bezopasnost` po-evropejski. // E`nergeticheskaya politika. – 2023. - №1. S. 5-23

Мировая добыча ТРИЗ: развитие на повышенном уровне сложности @@ Mirovaya doby`cha TRIZ: razvitie na povu`shennom urovne slozhnosti - <https://oilcapital.ru/news/2021-12-09/mirovaya-dobycha-triz-razvitie-na-povyshennom-urovne-slozhnosti-1028315>

Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития @@ Mirovoj ry`nok SPG Strukturny`e osobennosti i prognoz razvitiya - <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya/>

Нефтесервис без акцента @@ Nefteservis bez akcenta - <https://oilcapital.ru/news/2022-04-13/nefteservis-bez-aktsenta-1041863>

Обзор производственной деятельности отечественных предприятий нефтеперерабатывающего комплекса. Экономические исследования, 2022, № 67 @@ Obzor proizvodstvennoj deyatel`nosti otechestvenny`x predpriyatij neftepererabaty`vayushhego kompleksa. E`konomicheskie issledovaniya, 2022, № 67 - <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-proizvodstvennoj-deyatelnosti-otechestvennyh-predpriyatij-neftepererabatyvayuschego-kompleksa/viewer>

О цифровой трансформации энергетической отрасли @@ O cifrovoj transformacii e`nergeticheskoy otrasli - <https://energypolicy.ru/o-cifrovoj-transformaczii-energeticheskoy-otrasli/neft/2021/19/059>

Производство СПГ в РФ в 2022 году достигло нового рекорда - 32,5 млн т @@ Proizvodstvo SPG v RF v 2022 godu dostiglo novogo rekorda - 32,5 mln t - <https://www.interfax.ru/business/884250>

Проблеме импортозамещения оборудования для СПГ исполнилось 8 лет @@ Probleme importozameshheniya oborudovaniya dlya SPG ispolnilos` 8 let - <https://oilcapital.ru/news/2022-04-11/probleme-importozamescheniya-oborudovaniya-dlya-spg-ispolnilos-8-let-1041667>

Салихов М., Юшков И., Митрахович С. Усиление санкционного давления на российский сегмент рынка энергоресурсов. Актуальные интервью. Геоэкономика энергетики. 2022. №2. - С.6-33 @@ Salixov M., Yushkov I., Mitrahovich S. Usilenie sankcionnogdavleniya na rossijskij segment ry`nka e`nergoresursov. Aktual`ny`e interv`yu. Geo`ekonomika e`nergetiki. 2022. №2. - S.6-33

Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (часть 1) @@ Sostoyanie i perspektivy` povu`sheniya nefteotdachi plastov v Rossii (chast` 1) - <https://burneft.ru/archive/issues/2020-12/3>

Справочные материалы. Карта российской СПГ отрасли 2022 (версия 14 февраля 2022 года) @@ Spravochny`e materialy`. Karta rossijskoj SPG otrasli 2022 (versiya 14 fevralya 2022 goda) - <https://nasslng.ru/assets/files/spravochnye-materialy-spgkarta2022-14.02.2022.pdf>

Структурная модернизация российской экономики: условия, направления, механизмы. Коллективная монография. / Под ред. Е.Б.Ленчук, Н.Ю.Ахапкина, В.И.Филатова. – Санкт-Петербург, Алетейя, 2022. – 276 с. @@ Strukturnaya modernizaciya rossijskoj e`konomiki: usloviya, napravleniya, mexanizmy`. Kollektivnaya monografiya. / Pod red. E.B.Lenchuk, N.Yu.Aharkina, V.I.Filatova. – Sankt-Peterburg, Aletejya, 2022. – 276 s.

Тенденции-2020: нефтепереработка в РФ @@ Tendencii-2020: neftepererabotka v RF - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/10/954/

Тихонов С. Исследование: проблемы с доступом к технологиям могут уронить добычу нефти в РФ на 20% @@ Tixonov S. Issledovanie: problemy` s dostupom k tehnologiyam mogut uronit` doby`chu nefiti v RF na 20% - <https://rg.ru/2023/03/03/issledovanie-problemy-s-dostupom-k-tehnologiiam-mogut-uronit-dobychu-nefti-v-rf-na-20.html>

Тяжёлые времена для сервиса @@ Tyazhyoly`e vremena dlya servisa - https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2022/12/1096/

Уланов В.В., Чеботова В.И. Глубина переработки нефти в России. Neftegaz.Ru.- 2021. №1. - С. 14-19 @@ Ulanov V.V., Chebotova V.I. Glubina pererabotki nefiti v Rossii. Neftegaz. Ru.- 2021. №1. - S. 14-19.

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года @@ E`nergeticheskaya strategiya Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf>

Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Карташевич В.Ю. Мировой рынок СПГ: структурные особенности и прогноз развития, «Neftegaz.RU», №2, 2023 @@ Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu., Kartashevich V.Yu. Mirovoj ry`nok SPG: strukturny`e osobennosti i prognoz razvitiya, «Neftegaz.RU», №2, 2023

Вр Statistical Review of World Energy 2022

Nominal natural gas liquefaction capacity worldwide from 2010 to 2021 - <https://www.statista.com/statistics/881905/nominal-liquefaction-capacity-of-natural-gas-worldwide/>

