

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА И ГОСУДАРСТВЕННОЙ
СЛУЖБЫ ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

На правах рукописи

САФОНОВА ТАМАРА ЮРЬЕВНА

**Исследование эндогенных и экзогенных
факторов влияния на результаты прогнозирования
развития нефтегазовой отрасли на фоне трансформации
структуры топливно-энергетического баланса**

Специальность:

5.2.3. «Региональная и отраслевая экономика».

**Диссертация на соискание ученой степени
доктора экономических наук**

Москва – 2023

СОДЕРЖАНИЕ

АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	9
СТЕПЕНЬ РАЗРАБОТАННОСТИ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ	10
ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
НАУЧНАЯ НОВИЗНА ИССЛЕДОВАНИЯ	15
МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	24
СТЕПЕНЬ ДОСТОВЕРНОСТИ И АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ	25
ПЕРЕЧЕНЬ ПУБЛИКАЦИЙ АВТОРА	28
ВВЕДЕНИЕ	33
1. ЛИДЕРСТВО РОССИИ В МИРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ И СПЕЦИФИКА РЕГУЛИРУЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	43
1.1. Роль России в мировой экономике	43
1.2. Баланс спроса и предложения нефтяного сырья на мировом рынке нефти	47
1.3. Россия как страна-координатор мирового рынка нефти	51
1.5. Проблематика приоритетного стимулирования ресурсного экспорта	63
1.6. Роль российского нефтегазового сектора в мировой энергетике и изменения в структуре производства на фоне кризиса потребления	67
Выводы по главе 1:	70
2. ВЫЗОВЫ И ВЛИЯНИЕ ЭКЗОГЕННЫХ ФАКТОРОВ НА РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР	73
2.1. Перспективы реализации «зеленой» повестки в мире и вызовы изменения спроса на российские углеводороды к 2050 году	73
2.2. Изменение стратегий крупнейших автогигантов по производству электромобилей для целей достижения углеродной нейтральности	78
2.2. Вызовы, связанные с участием России в сделке ОПЕК+ по стабилизации баланса спроса и предложения	82
2.3. Вызовы, связанные с результатами глобализации российских нефтяных компаний	88
2.4. Влияние санкционного давления на нефтегазовую отрасль с 2014 по 2021 год	91
2.5. Влияние эмбарго и потолка цен на российские энергоресурсы	97
Выводы по главе 2:	103
3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАК ЭНДОГЕННОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ	107
3.1. Анализ нефтегазовых налогов в нефтегазовой отрасли, применяемых после распада Советского Союза	107
3.2. Анализ не нефтегазовых налогов в нефтегазовой отрасли, применяемых после распада Советского Союза	121
3.3. Анализ дополнений к налоговому маневру в нефтегазовой отрасли, введенных с 2019 по 2022 годы	125
3.4. Налоговые изменения, внесенные в 2023 году на фоне дисконтирования российской нефти	134
3.5. Риски применения текущих параметров налогового маневра	140
3.6. Предлагаемые автором параметры донастройки налогового маневра в нефтегазовой отрасли	149
Выводы по главе 3	152
4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ ЦЕНОВЫХ ЭТАЛОНОВ И ВАЛЮТ ПРИ ВЗАИМОРАСЧЕТАХ ЗА УГЛЕВОДОРОДЫ КАК ЭНДОГЕННОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ	158
4.1. Анализ международной практики применения бенчмарков при торговле углеводородами.	158
4.2. Анализ российской системы ценовых индикаторов на углеводородное сырье и продукты нефте-газо-переработки, применение технологий блокчейн при взаиморасчетах	161
4.3. Необходимость справедливой оценки всех маркерных сортов нефти	169
4.4. Фактические скидки на российскую нефть после введения «потолка» цен	172
4.5. Публикация национальных ценовых индикаторов и де-эскалаторов по качеству	175
4.6. Концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов	187
Выводы по главе 4	196

5. АНАЛИЗ ТОЧЕК РОСТА РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАК ФАКТОРА ЭНДОГЕННОГО ВЛИЯНИЯ В ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛЕ	200
5.1. Анализ перспективных проектов в нефтегазодобыче	200
5.2. Анализ перспективных проектов в нефтегазопереработке	218
5.3. Анализ перспективных проектов СПГ	227
5.4. Анализ перспективных проектов в нефтехимии	233
5.5. Анализ перспективных проектов по производству водорода	238
5.6. Анализ перспектив развития альтернативной энергетики в России	242
5.7. Выявленные перспективные тренды в нефтегазодобыче, нефтегазопереработке, нефтехимии, СПГ	247
Выводы по главе 5:	249
6. АНАЛИЗ ПРОГНОЗОВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И МИРА	255
6.1. Научная основа и анализ прогнозов научно-исследовательских институтов России	255
6.2. Анализ прогнозов и стратегий, утверждаемых органами исполнительной и законодательной власти России	261
6.3. Анализ прогноза Международного энергетического агентства (IEA)	273
6.4. Анализ прогноза управления энергетической информации США (EIA)	277
6.5. Анализ прогноза BP Energy Outlook	281
6.6. Анализ прогноза ОПЕК World Oil Outlook-2045	287
6.7. Консенсус-прогноз мирового спроса и предложения на нефть	294
6.8. Консенсус-прогноз мирового производства энергоносителей к 2050 году.	299
6.9. SWOT-анализ зарубежных и российских прогнозов энергетики и предложения по усовершенствованию методологии прогнозирования	302
6.10. Предложения по вариантам нейтрализации слабых и использования сильных сторон существующих прогнозов энергетики России и мира	306
Выводы по главе 6:	312
7. ТРАНСФОРМАЦИЯ ГРУЗОПОТОКОВ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ФОНЕ ЭМБАРГО И ВВЕДЕНИЯ ПОТОЛКА ЦЕН НА РОССИЙСКУЮ НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ	318
7.1. Перспективы формирования балансового дефицита нефти и газа в мире в результате санкционированного сокращения российских экспортных грузопотоков	318
7.2. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка».	322
7.3. Оптимизация экспортных грузопотоков российских нефтепродуктов и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка».	327
7.4. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире	329
Выводы по главе 7:	342
8. ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГНОЗА РОССИЙСКОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	347
8.1. Основные принципы при формировании прогнозной модели	347
8.2. Применение технологии машинного обучения при прогнозировании и комиссионный контроль влияния излишних «шумов»	350
8.3. Цифровизация прогнозирования	353
8.4. Факторы влияния и прогноз по базовому сценарию	356
8.5. Факторы влияния и прогноз нефтегазового противостояния (оптимистичный для нефтегазовой отрасли и пессимистичный для сокращения выбросов CO ₂ и развития альтернативной энергетики)	366
8.6. Факторы влияния и прогноз по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичный для нефтегазовой отрасли и оптимистичный для сокращения выбросов CO ₂ и развития альтернативной энергетики)	376
Выводы по главе 8	386
ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)	391
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	399
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ	403

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ:

Рисунок 1 - ВВП 20 ведущих стран мира в текущих ценах, в млрд долларов в год	46
Рисунок 2 - Корреляция доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, в млрд. рублей в год/ курса рубля к доллару США и цены на нефть в долларах за баррель	59
Рисунок 3 - Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2018-2022 годах	60
Рисунок 4 - Распределение налогов в нефтегазовой отрасли в 2018-2022 годах.....	62
Рисунок 5 - Этапы «ресурсного проклятия».....	64
Рисунок 6 - Фонд национального благосостояния России, в трлн рублей.....	65
Рисунок 7 - Пакет взаимосвязанных законопроектов Евросоюза по достижению углеродной нейтральности.....	76
Рисунок 8 - Планируемая доля электромобилей в структуре производства автогигантов к 2030 году	82
Рисунок 9 - Этапы изменения системы налогообложения в нефтегазовой отрасли	108
Рисунок 10 - Изменение ставок акцизов на нефтепродукты с 2010 по 2024 годы, в рублях за тонну	111
Рисунок 11 - Изменение таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты за период апрель 2021-2022 года	115
Рисунок 12 - Изменение ставок НДС и цены на нефть Юралс в 2019- март 2023 г.г.....	120
Рисунок 13 - Изменение ставки НДС в России за 1992-2022 годы, в %.....	122
Рисунок 14 - Изменение ставки налога на прибыль в России за 1992-2022 годы	123
Рисунок 15 - Среднее значение обратного акциза за период действия 2019 – март 2023 г.г., в тыс рублей за тонну.....	129
Рисунок 16 - Демпфирующая компонента на бензин и дизельное топливо за период действия с января 2019 по март 2023 г.г., в тыс рублей за тонну	132
Рисунок 17 - Совокупные выплаты из бюджета обратного акциза на нефть и демпфирующей компоненты по итогам за 2019 год – 3 месяца 2023 года.	134
Рисунок 18 - Распределение нефтегазовых доходов/расходов бюджета за 12 месяцев 2021 года и 12 месяцев 2022 года, млрд рублей	137
Рисунок 19 - Распределение нефтегазовых доходов/расходов бюджета январь-март 2023 года, млрд рублей	139
Рисунок 20 - Структура нефтегазовых доходов за период с 2018 по март 2023 года.	140
Рисунок 21 - Изменение цен на нефтепродукты на внутреннем рынке России с января 2022 по март 2023 г.г.	142
Рисунок 22 - Изменение цен на нефтепродукты в Европе с января 2022 по март 2023 г.г.....	143
Рисунок 23 - Стресс-тестирование по высокочувствительным факторам риска налогообложения нефтегазового сектора	144
Рисунок 24 - Расчет налоговой ставки НДС с учетом коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, Кц по действующей формуле, предложенной автором и с учетом среднегодовых цен фактических сделок за период с января 2019 по март 2023 года ...	146
Рисунок 25 - Предложения автора по преодолению выявленных рисков в стресс-тестировании системы налогообложения нефтегазовой отрасли.....	148
Рисунок 26 - Объем реализации нефти на аукционах АО «СПбМТСБ» за 2015-2022 годы.....	167
Рисунок 27 - Биржевые индексы на нефть сорта Brent, формируемые биржами ICE и MOEX...	170
Рисунок 28. Дифференциалы зарубежных ценовых агентств на нефть Юралс Приморск и Юралс Новороссийск после ввода эмбарго, в \$/баррель.	173
Рисунок 29. Средневзвешенная цена реализации нефти в порту Приморск по фактическим сделкам с детализацией по импортерам, за ноябрь 2022 года, в \$ /баррель	174
Рисунок 30 - Изменение в 2022 году оценки стоимости российской нефти сорта Urals и ESPO относительно индексов на нефть сорта Brent, в долларах/баррель	179

Рисунок 31 - Индекс экспортной альтернативы на нефть на базисе Нижневартовск за 2019-2022 г.г. в тыс руб/тонну с НДС	188
Рисунок 32 - Маржинальность нефтепереработки при различных сценариях цен на нефть, в руб/тонну без НДС	192
Рисунок 33 - Концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов	193
Рисунок 34 - Суммарные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам, млрд баррелей нефтяного эквивалента	206
Рисунок 35 - Проекты на арктическом шельфе России.....	207
Рисунок 36 -Запасы газа в Арктике по месторождениям	212
Рисунок 37 - Запасы нефти и газового конденсата в Арктике по месторождениям	212
Рисунок 38 - Прогноз добычи нефти и газа в Арктике.....	213
Рисунок 39 - Корпоративная структура нефтепереработки в России в 2022 г., в млн. тонн в год и процентах к общему объему переработки.	219
Рисунок 40 - Объёмы первичной переработки нефти в 1988-2022 годах, в млн тонн в год.....	220
Рисунок 41 - Объёмы производства бензина в 1988-2022 годах, в млн тонн в год.....	220
Рисунок 42 - Объёмы производства дизельного топлива в 1988-2022 годах, в млн тонн в год.	221
Рисунок 43 - Объёмы производства мазута в 1988-2022 гг., в млн тонн в год	221
Рисунок 44 – Распределение в 2022 году нефтехимической продукции на внутренний рынок и экспорт.....	234
Рисунок 45 – Распределение в 2022 году производства продукции нефтехимии по компаниям, в тыс тонн и в %.	235
Рисунок 46 - Преимущества инвестирования в возобновляемую энергетику	244
Рисунок 47 - Эконометрические методы прогнозирования.....	258
Рисунок 48 - Консенсус-прогноз добычи нефти в России на период до 2040 года.....	264
Рисунок 49 - Консенсус-прогноз добычи газа в России на период до 2040 года	266
Рисунок 50 - Расчетные значения производства бензина и дизельного топлива в России на период до 2036 года	268
Рисунок 51 - Прогноз экспорта СПГ из России на период до 2036 года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036	269
Рисунок 52 - Консенсус-прогноз мирового спроса на нефть до 2045 года	297
Рисунок 53 - Консенсус-прогноз мирового предложения на нефть до 2045 года	297
Рисунок 54 - Баланс мирового спроса и предложения на нефть согласно прогнозам до 2045 года	298
Рисунок 55 - Спрос на нефть в мире в 2018-2023 гг, млн баррелей/сутки	299
Рисунок 56 - SWOT-анализ применения существующих прогнозов энергетики России и мира	305
Рисунок 57 - Схема распределения ретроспективных и прогнозных балансов.....	309
Рисунок 58 - Профицит(+)/дефицит(-) ресурсов нефти по ключевым странам-экспортерам и странам-импортерам, млн тонн в год.....	318
Рисунок 59 - Профицит(+)/дефицит(-) ресурсов газа по ключевым странам-экспортерам и странам-импортерам, млн тонн в год.....	319
Рисунок 60 - Структура перевалки нефти через порт Приморск в ноябре 2022 года с детализацией по странам.....	322
Рисунок 61 - Структура перевалки нефти через порт Усть-Луга в ноябре 2022 года с детализацией по странам.....	323
Рисунок 62 - Структура перевалки нефти через порт Новороссийск в ноябре 2022 года с детализацией по странам.....	324
Рисунок 63 - Структура перевалки нефти через порт Новороссийск в ноябре 2022 года с детализацией по странам.....	324

Рисунок 64 – Изменение поставок нефти в Европу по системе магистральных нефтепроводов «Дружба» за 1 квартал 2022 и 2023 года, в тыс тонн	325
Рисунок 65. Распределение по странам поставок дизельного топлива из России в феврале 2023 года, после ввода в действие эмбарго на российские нефтепродукты.	329
Рисунок 66. Структура поставок природного газа и СПГ в Европу по данным за 2021 г.	330
Рисунок 67. Резерв пропускных способностей экспортных магистральных газопроводов из России по данным за 2021 год, млрд куб м в год.....	333
Рисунок 68. Оценка потенциала использования грузопотоков российского газа после запуска в эксплуатацию новых проектов, млрд куб. м в год.....	336
Рисунок 69. Прогноз изменения экспортных грузопотоков российского трубопроводного газа на краткосрочную перспективу по трем сценариям, млрд куб. м в год.	339
Рисунок 70 - Факторы, влияющие на динамику цен на нефть и на газ	352
Рисунок 71 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по базовому сценарию	361
Рисунок 72 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России на период до 2050 года по базовому сценарию.....	362
Рисунок 73 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по базовому сценарию	362
Рисунок 74 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по базовому сценарию.....	363
Рисунок 75 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по сценарию нефтегазового противостояния	371
Рисунок 76 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России по сценарию нефтегазового противостояния	371
Рисунок 77 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по сценарию нефтегазового противостояния	372
Рисунок 78 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по сценарию нефтегазового противостояния.....	373
Рисунок 79 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса	381
Рисунок 80 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса.....	381
Рисунок 81 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса.....	382
Рисунок 82 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса.....	383
Рисунок 83 - Обобщенные данные прогноза изменения основных показателей ТЭК России по трем сценариям до 2050 года.	389

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ:

Таблица 1 - Мировой спрос на нефть в 2018-2022 годах, в млн. баррелей в день	49
Таблица 2 - Мировое предложение на нефть в 2018-2022 годах, в млн баррелей в день	49
Таблица 3 - Мощности по переработке нефти в 2018-2022 годах, в млн баррелей в день	50
Таблица 4 - Квоты стран ОПЕК+ по добыче нефти с мая 2020 года по апрель 2022 года.	52
Таблица 5 - Добыча нефти по странам мира в 2019-2022 годах, в млн баррелей в день.....	56
Таблица 6 - Структура нефтегазовых доходов в бюджете России в 2018-2022 годах.....	59
Таблица 7 - Фонд национального благосостояния в 2022 году, млрд. руб.	66

Таблица 8 - Основные производственные показатели сектора нефтегазодобычи и нефтегазопереработки в России в 2018-2022 г.г., в млн.тонн	69
Таблица 9 - Анализ изменения цен на нефть на фоне решений ОПЕК+.	84
Таблица 10 - Инвестиции ПАО "Лукойл" в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке и трейдингу, расположенные за рубежом	89
Таблица 11 - Инвестиции ПАО «НК "Роснефть" в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке, расположенные за рубежом.....	90
Таблица 12 - Инвестиции ПАО "Газпром" в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке, расположенные за рубежом.....	91
Таблица 13 - Изменение основных производственных показателей отрасли за санкционный период 2015-2019 годы	93
Таблица 14 - Санкционный пакет и последовательность событий в рамках ввода в действие 8 пакета санкций в части ввода потолка цен на российские энергоресурсы	98
Таблица 15 -Изменение ставок акцизов на нефть и газ в России.....	110
Таблица 16 - Изменение формулы расчета НДПИ в 2002-2022 годах.....	116
Таблица 17 – Изменение ставки налога на имущество организаций за 1992-2023 годы.....	124
Таблица 18 -Установленные значения средней оптовой цены реализации бензина и дизельного топлива на территории Российской Федерации, в тыс рублей за тонну	130
Таблица 19 - Установленные значения средней оптовой цены реализации авиационного керосина на территории Российской Федерации, в тыс рублей за тонну	132
Таблица 20 - Прогноз нефтегазовых доходов согласно бюджету на 2020, 2021 и 2022 годы....	140
Таблица 21 - Прогноз нефтегазовых доходов согласно бюджету на 2021, 2022 и 2023 годы ..	141
Таблица 22 - Нефтегазовые доходы согласно отчетности за 2019 год –2022 год	141
Таблица 23 - Индексы биржевых сделок на нефть Юралс с отгрузкой в порту Приморск в 2016-2022 году, \$/барр	167
Таблица 24 - Нормативные (предельные значения) по показателям качества нефти	178
Таблица 25. Индексы экспортной альтернативы на нефть на базисах производителей.....	188
Таблица 26 - Индекс экспортной альтернативы и оптовые цены на бензин и дизельное топливо за январь 2019- март 2023 г.г., в руб/тонну с НДС.....	190
Таблица 27. Предельные уровни цен на нефть Юралс, моторное топливо и авиакеросин	193
Таблица 28 - Пример расчета де-эскалатора по качеству	194
Таблица 29 - Суммарные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам, млрд баррелей нефтяного эквивалента	205
Таблица 30 - Данные о запасах и ресурсах углеводородного сырья Арктики в России согласно различным источникам.....	207
Таблица 31 - Мероприятия по реализации комплексного проекта "Реализация минерально-сырьевого и логистического потенциала Арктики"/проекты добычи углеводородного сырья .	208
Таблица 32 - Перечень месторождений нефти и газа, открытых в 2020 году.....	211
Таблица 33 - Грузооборот нефтеналивных грузов в Арктике, в тыс. тонн в год.....	213
Таблица 34 - Изменение состояния запасов углеводородного сырья за счет добычи, проведенных геологоразведочных работ по запасам АВС1	214
Таблица 35. Изменение объемов производства нефтепродуктов с распределением по периодам, в млн тонн в год.....	222
Таблица 36 - Перечень существующих проектов по перевалке СПГ	228
Таблица 37 - Перечень заявленных новых российских проектов СПГ	230
Таблица 38 - Дополнительный перечень заявленных российских проектов по производству СПГ и строительству заводов мини-СПГ	232
Таблица 39 -Региональные нефтегазохимические кластеры России	236
Таблица 40 - Планы компаний по развитию нефтехимических проектов.....	237
Таблица 41 - Расчет годового расхода электроэнергии, расходов на заправку и приобретение электромобиля	246

Таблица 42 - Динамика добычи нефти и газового конденсата в % к соотв. периоду предыдущего года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036	263
Таблица 43 - Показатели решения задач нефтяной отрасли согласно Энергостратегии-2035: добыча нефти	264
Таблица 44 - Прогноз добычи нефти согласно прогнозу ИНЭИ РАН и Сколково	264
Таблица 45 - Динамика добычи газа в % к соотв. периоду предыдущего года	265
Таблица 46 - Показатели решения задач нефтяной отрасли согласно Энергостратегии-2035: добыча газа.....	265
Таблица 47 - Прогноз добычи газа согласно прогнозу ИНЭИ РАН и Сколково.....	266
Таблица 48 - Динамика первичной переработки нефтяного сырья в % к соответствующему периоду предыдущего года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036	267
Таблица 49 - Показатели решения задач газовой отрасли согласно Энергостратегии-2035....	270
Таблица 50 - Прогноз изменения производства электроэнергии до 2050 года.....	271
Таблица 51 - Прогноз выбросов парниковых газов в России до 2050 года.....	271
Таблица 52 - Показатели массы выбросов и поглощений парниковых газов, в млн тонн эквивалента углекислого газа.....	272
Таблица 53. Параметры сценариев МЭА развития энергетики до 2030 года.	276
Таблица 54 - Параметры прогноза Управления энергетической информации США (EIA) развития энергетики до 2050 года.	280
Таблица 55 - Параметры сценариев ВР развития энергетики до 2050 года.	286
Таблица 56 - Параметры сценария ОПЕК развития энергетики до 2045 года.	288
Таблица 57 - Спрос на нефть по регионам, 2020-2045 годы.....	290
Таблица 58 - Спрос на природный газ по регионам, 2020-2045 годы.....	292
Таблица 59 - Спрос на уголь по регионам, 2020-2045 годы	293
Таблица 60 - Спрос на возобновляемые источники энергии в разбивке по регионам, 2020-2045 годы.....	293
Таблица 61 - Консенсус-прогноз производства энергоносителей до 2050 года	300
Таблица 62 - Пример корреляции объемов производства бензина и внутренних цен.....	310
Таблица 63- Пример корреляции объемов добычи нефти в мире и в России.....	311
Таблица 64 - Объем перевалки нефти через порты Черноморского, Балтийского и Арктического бассейнов за 2021 - 2022 годы.....	321
Таблица 65. Экспорт нефтепродуктов через порты Черноморского и Балтийского бассейнов в январе -марте 2023 года, в тыс тонн.....	328
Таблица 66. Поставки трубопроводного газа в Европу с распределением по странам и газопроводам в 2021 году, млрд куб м.....	334
Таблица 67 - Пример реализации функции контроля за изменением коэффициентов влияния применительно к прогнозированию в нефтегазовой отрасли и формированию финансовых моделей.....	354
Таблица 68 - Пример реализации функции контроля за изменением коэффициентов влияния применительно к прогнозированию в нефтегазовой отрасли.....	355
Таблица 69 - Параметры базового сценария развития энергетики в мире к 2050 году	360
Таблица 70 - Базовый сценарий изменения производственных факторов в России с учетом внешних факторов влияния к 2050 году	364
Таблица 71 - Параметры сценария нефтегазового противостояния к 2050 году.....	369
Таблица 72 - Сценарий нефтегазового противостояния – оптимистичный для нефтегазовой отрасли с учетом внешних факторов влияния.....	374
Таблица 73 - Параметры сценария быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса развития энергетики в мире к 2050 году	379
Таблица 74 - Сценарий быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса – пессимистичный для нефтегазовой отрасли с учетом внешних факторов влияния к 2050 году	384

АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Актуальность темы исследования определяется возрастающей значимостью прогнозирования в реализации инвестиционных и инновационных проектов в топливно-энергетической отрасли, оказывающей непосредственное влияние на перспективные производственные и экономические показатели.

Поскольку топливно-энергетическая отрасль является бюджет образующей для России и ряда других стран, то корректность прогнозирования является ключевым фактором будущего экономического роста или, наоборот, стагнации.

В этой связи особую значимость приобретает формирование прогнозной модели, адаптированной к постоянно меняющейся информационной картине мира, изменению структуры мирового энергетического баланса, и позволяющей инвесторам принимать обоснованные решения.

Актуальность темы диссертации также связана со значимым расхождением данных прогнозов в энергетической сфере, формируемых наиболее авторитетными разработчиками, что создает проблематику использования этих прогнозов для бизнес-планирования и предпосылки для формирования новых подходов и методологии прогнозирования топливно-энергетических балансов.

Для автоматизации процесса прогнозирования автором разработана модель с использованием цифровых технологий (машинного обучения), проведением многофакторного анализа и выявлением и устранением колебаний (шумов), оказывающих дополнительное влияние на результаты. Кроме того, в систему вводятся коэффициенты влияния каждого фактора на окончательный результат прогнозирования.

Предложенная автором система прогнозирования, с одной стороны, позволяет учесть имеющиеся институциональные оценки развития энергетики России и мира и, с другой стороны, формировать диапазон ожидаемых изменений с учетом оценки влияния полного спектра факторов и иметь возможность вносить оперативные изменения в модель с учетом постоянно меняющейся

макроэкономической, производственной и информационной картины энергетики мира.

При прогнозировании ТЭК страны автором предлагается учитывать расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового энергетического баланса, включая влияние геополитических факторов, что чрезвычайно важно в эпоху глобальной трансформации цепочек поставок, перехода от профицитного к дефицитному мировому рынку энергоресурсов.

СТЕПЕНЬ РАЗРАБОТАННОСТИ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ

Проблемам стратегического управления в минерально-сырьевом комплексе, государственного регулирования недропользования, организационно-экономического механизма освоения углеводородных ресурсов, функционирования и развития –нефтегазового комплекса посвящены научные труды ряда российских и зарубежных ученых: А.М. Фадеева, А.А. Арбатова, М.Д. Белонина, В.И. Богоявленского, И.В. Бурениной, И.Т. Гудместада, А.А. Ильинского, А.Б. Золотухина, А.А. Конопляника, А.Г. Коржубаева, О.С. Краснова, А.Э. Конторовича, А.М. Мастепанова, К.Н. Миловидова, В.И. Назарова, В.П. Орлова, А.Н. Пилясова, И.А. Садчикова, И.Б. Сергеева, Е.А. Телегиной, И.В. Филимоновой, Л.В. Эдера, А.Е. Череповицына, Д. Шендела, Т. Йенера и др.

Различные школы стратегического управления и процесса их эволюционирования были рассмотрены такими учеными, как: И. Ансофф, Д. Стейнер, М. Портер, П. Лоранж, Г. Минцберг, Б. Альстренд, Дж. Лэмпел, Г. Хамел, А. Томпсон и Дж. Стрикленд, О. Виханский, Сидорова Е.Ю.

Общие вопросы и подходы к пониманию целей и функций государственного бюджета и бюджетной политики рассматривались в работах А. Смита, Д. Рикардо, П. Самуэльсона, Т. Мальтуса, Дж. С. Милля, Г. Шмоллера, А. Маршалла, К. Викселя, В. Парето, А. Пигу, Дж. М. Кейнса, Дж. Хикса, Э. Хансена, Р. Барро и многих других признанных в мире исследователей.

Особый вклад в разработку теории инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе внесли ученые Андреев А.Ф., Арсланова З., Балтрушевич Т., Богомолов О.А., Винокуров В.А., Виханский О.С., Горемыкин В.А., Дунаев В.Ф., Забелин П.В., Ильин А.И., Круглов М.И., Леонтьев В.В., Лившиц В.Н., Лобанова М.П., Миловидова Н.Н., Мелкумов Я.С., Наумов А.И. и ряд других.

Непосредственно проблемами сглаживания цикла в краткосрочной перспективе и стимулирования долгосрочного экономического роста инструментами бюджетной политики занимались среди зарубежных авторов Дж. Хикс, Р. Солоу, Р. Барро, Л. Кляйн, Р. Лукас, Т. Сарджент, В. Танци, С. Ребелло, В. Рамэй, А. Алесина, В. Истерли, М. Фелдстейн, Р. Перотти, Д. Ашауэр, Д. Родрик и др., среди российских – Е. Гайдар, В. Мау, О. Буклемишев, К. Юдаева, Р. Энтов, Ю. Городниченко, Е. Гурвич, Н. Шагас, С. Синельников-Мурылев, А. Кнобель, О. Смородинов, Г. Идрисов, А. Морозкина и др.

Взаимосвязь и согласованность применения инструментов бюджетной и денежно-кредитной политик изучались такими зарубежными авторами, как А. Алесина, Г. Табеллини, У. Нордхаус, Т. Сарджент, Б. Бернанке, Э. Липер и др., а среди российских – Е. Гурвичем, С. Дробышевским, П. Труниным, С. Пекарским, М. Атаманчуком, С. Мерзляковым, Е. Беловой, Ю. Перевышиным и др. Изучением конструкции и условий применения бюджетных правил занимались такие зарубежные авторы, как Р. Масгрейв, К. Виплош, М. Гронек, Ю. фон Хаген, Л. Фелд, А. Кальба и др., а также российские авторы – Е. Гурвич, Е. Дерюгина, С. Дробышевский, И. Соколов, Р. Мусаев, А. Малахов и др.

Значительный вклад в исследование проблем теории и методологии воспроизводства, социально-экономического анализа и прогнозирования, межотраслевого анализа и моделирования, разработки комплексных прикладных программ социальных и структурно-технологических преобразований национальной экономики внесли ученые и институты Российской академии наук:

Центральный экономико-математический институт РАН (ЦЭМИ РАН),

Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН (ИНП РАН),

Институт энергетических исследований. Российской академии наук (ИНЭИ РАН).

Обоснованию методов прогноза и оценки эффективности топливно-энергетических балансов посвящены работы многих отечественных (А.А. Арбатов, А.Г. Гранберг, А.А. Ильинский, В.И. Назаров, В.Р. Окороков, И.А. Садчиков, И.И. Сидорова, В.Н. Старинского, В.П. Якуцени и др.), а также зарубежных (А. Андерсон, К. Дахл, М. Джонк, Т. Карлсфед, М. Лоренс, Б. Марчети, А. Ричи, С. Шмидт и др.) ученых.

Однако большинство работ указанных авторов касается лишь отдельных аспектов затронутой в настоящей диссертации проблематики, тем самым не позволяя сформировать всестороннее представление о направлениях сбалансированного развития инструментов прогнозирования.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Целью исследования является идентификация основных факторов, влияющих на развитие энергетической отрасли и необходимых для последующего прогнозирования топливно-энергетических балансов страны.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- 1) оценка влияния эндогенных факторов на российский нефтегазовый сектор, включая влияние налогообложения в нефтегазовой отрасли на уровни государственных доходов от налогообложения в нефтегазовой отрасли на бюджет России и темпы экономического роста в отрасли;
- 2) формирование предложений по корректировке систем налогообложения, обеспечивающих развитие нефтегазовой отрасли в перспективе;
- 3) разработка синергетического механизма ценообразования на российскую нефть и нефтепродукты с учетом факторов качества, стоимости транспортировки и налогообложения, обеспечивающего недискриминационные условия деятельности нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий России;

- 4) исследование спроса на моторное топливо в России с целью оценки эффективности инвестиций в модернизацию российских НПЗ;
- 5) оценка влияния экзогенных факторов на российский нефтегазовый сектор;
- 6) анализ перспектив реализации «зеленой» повестки в мире и изменения спроса на российские углеводороды к 2050 году;
- 7) выявление точек роста российской энергетики;
- 8) исследование существующих методик прогнозирования энергетических рынков в мире и в России, анализ прогнозов развития энергетики России и мира, выявление преимуществ и недостатков существующих моделей прогнозирования и разработка предложений по вариантам нейтрализации слабых и использованию сильных сторон существующих прогнозов энергетики России, разработка концепции модели прогнозирования;
- 9) разработка прогноза развития топливно-энергетической отрасли на основе анализа расширенного перечня предпосылок по трем сценариям до 2050 года на основании авторской модели прогнозирования.

ОБЪЕКТ И ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являются методы прогнозирования, существующие способы идентификации факторов, влияющих на развитие ТЭК, а также на динамику основных макроэкономических показателей страны, демонстрирующих развитие и состояние энергетической отрасли страны.

Предметом исследования являются факторы, обуславливающие развитие и устойчивое функционирование топливно-энергетическом комплекса Российской Федерации, а также влияние существующих систем налогообложения, ценообразования, мирового баланса спроса и предложения на показатели, характеризующие состояние и развитие топливно-энергетическом комплекса Российской Федерации.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА ИССЛЕДОВАНИЯ

Теоретическая основа исследования опирается на работы зарубежных и отечественных авторов, сформировавших теоретические подходы к проведению

бюджетной политики с учетом особенностей применяемых правил, процедур и институциональных основ бюджетных правоотношений: А. Кудрина, А. Алесины, С. Арданы, Д. Ашауэра, Р. Барро, Х. Бона, К. Виплоша, Э. Мендозы, О. Бланшара, К. Рейнхарта, П. Д'Эразмо, М. Кумара, Л. Котликоффа, Ю. фон Хагена, Дж. Острога, О. Буклемишева, Е. Горюнова, Е. Гурвича, А. Дерюгина, С. Дробышевского, Е. Лебединской, Ю. Перевышина, С. Синельникова-Мурылева, И. Соколова, Н. Шагас и др.

Большой вклад в развитие методологии прогнозирования внесли такие ученые, как Д. М. Гвишиани и В. А. Лисичкин. Некоторые авторы, например Э. Яныч, Х. Тейль, А. Апполов и другие пытались классифицировать известные прогнозы.

Вопросы определения экономической эффективности в энергетике и методы оптимизации развития энергетических систем тщательно проработаны в трудах ученых: Д.А. Арзамасцева, В.В. Болотова, Н.И. Воропая, И.М. Волькенау, В.В. Глухова, А.И. Кузовкина, А.В. Липеса, Л.А. Мелентьева, А.Л. Мызина, А.С. Некрасова, В.Р. Огорокова, Л.Д. Хабачева, Л.С. Попырина, Б.Г. Санеева, А.Ю. Домникова, В.А. Стенникова и др.

Кроме того, теоретическая основа исследования также опирается на работы авторов, сформировавших теоретические подходы к проблемам долгосрочного и научно-технического прогнозирования: М.Ю. Ксенофонтов, Д.Л. Андрианов, Д.Н. Шульц, И.А. Ощепков, Н.Г. Воронов, Г.А. Трофимов, Н.А. Виноградская, И.А. Дубровин, Ж.Н. Моисеенко.

Среди зарубежных ученых, занимавшихся эконометрикой и ставших лауреатами Нобелевской премии, можно отметить: Рагнар Фриш и Ян Тинберген, американский экономист российского происхождения Василий Васильевич Леонтьев, Лоуренс Клейн, Джеймс Тобин, Трюгве Хаавельмо, Роберт Лукас, Джеймс Хекман и Дэниел МакФадден, Роберт Ф.Энгл, Клайв У.Дж.Грейнджер.

В исследовании использованы системный подход к анализу экономических процессов и явлений, приемы группировки и классификации, методы

статистического и эконометрического анализов, экономико-математическое моделирование, приемы сравнительного анализа, методы прогнозирования и экспертные суждения.

Применение широкого и разнообразного круга методов исследования направлено на обеспечение достоверности результатов проведенного анализа, обоснованности разработанных моделей и теоретических структур, алгоритмов реализации разработанных предложений.

С целью обеспечения достоверности положений и выводов в диссертации, кроме теоретико-методологических и эмпирических материалов, использовался также большой объем ретроспективной статистики и консолидированные автором прогнозы.

НАУЧНАЯ НОВИЗНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Детализация научной новизны работы связана с анализом автором экзогенных и эндогенных факторов и предпосылок, оказывающих влияние на прогнозные показатели в топливно-энергетической отрасли.

В процессе исследования и определения эндогенных факторов, оказывающих влияние на прогнозные показатели развития российской нефтегазовой отрасли:

1. Систематизирована постсоветская история развития систем налогообложения в нефтегазовой отрасли и выделено 8 этапов с учетом изменения налоговых режимов.

В качестве методологической основы разделения этапов эволюции систем налогообложения в исследовании применен признак изменения порядка исчислений налога на добычу полезных ископаемых, упразднения и восстановления таможенных пошлин и акцизов, а также введения субсидий.

2. Разработаны рекомендации по донастройке налоговой системы нефтегазовой отрасли, которая позволит стабилизировать доходы от ключевого налога – НДС, обеспечить необходимую поддержку предприятиям нефтегазодобычи и нефтегазопереработки, создать механизм оказания субсидирования конечному потребителю, который должен стать выгодоприобретателем при скачкообразных

изменениях конъюнктуры рынка моторного топлива.

Рекомендации заключаются в следующем:

2.1. Для снижения зависимости нефтегазовых налогов от мировых цен и конъюнктуры внешнего рынка (НДПИ, НДД, таможенные пошлины на нефть, газ, нефтепродукты) и субсидий (обратный акциз на нефть и демпфирующая компонента), снижения рисков зависимости от зарубежных ценовых индикаторов, а также стабилизации бюджетного наполнения диссертантом рекомендовано внести изменения, ориентированные не на нетбэки (цены внешнего рынка, подверженные изменениям конъюнктуры мирового рынка), а на российские ценовые индикаторы (предельные внутренние цены).

2.2. До перехода для целей налогообложения в нефтегазовой сфере на российские ценовые индикаторы, в переходный период, для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором обоснована целесообразность увеличения размера базовой налоговой ставки НДПИ и уменьшения величины коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть.

Механизм, предложенный автором, позволяет реализовать сглаживание зависимости доходов бюджета от оценки стоимости российской нефти на мировом рынке и обеспечить более высокое наполнение бюджета. Отсутствие в формуле НДПИ курса национальной валюты к доллару США позволяет радикальным образом «открепить» курсовую зависимость и обеспечить стабилизацию курса национальной валюты для формирования доверительного инвестиционного климата в стране.

2.3. Рекомендовано исключить из перечня налоговых преференций обратный акциз и демпфер, а также сохранить таможенную пошлину на нефть и нефтепродукты для российских предприятий, так как таможенные пошлины являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором нефтепереработки и одновременно сдерживающим механизмом для увеличения поставок на внешний рынок в ущерб внутреннему рынку.

3. Систематизирована международная практика применения бенчмарков при

торговле углеводородами и выявлены проблемы ценообразования на нефть.

В этой связи разработана концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов, включающая:

3.1. с учетом установленных действующих предельных уровней цен на бензин, дизельное топливо и авиакеросин введение также предельных уровней цен на нефть Юралс с ежегодной индексацией на условиях «инфляция минус», что позволит обеспечить маржинальность нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ);

3.2. обеспечение в ежедневном режиме публикации следующих индикаторов цен на российскую нефть в национальной валюте:

- индикаторов цен биржевых сделок с российскими маркерными сортами нефти, формируемых на отечественных биржевых площадках;
- индикаторов цен внебиржевых сделок, основанных на окончательной цене на базе консолидации отчетных данных внешнеэкономической деятельности;
- индикаторов цен внебиржевых сделок спотового рынка (включая тендеры), заключаемых по фиксированной цене;

3.3. определение стоимости маркерных сортов нефти: Юралс, ВСТО, Сибирская легкая, Сокол, Витязь, Варандей, Новопортовая легкая, Арко, а также высокосернистой и особо высокосернистой нефти с учетом предложенной автором исследования формулы де-эскалатора по качеству, учитывающей коэффициенты по плотности, содержанию серы, балласта и дифференциалы, представляющие собой разность между нормируемым и фактическим значением перечисленных показателей в пункте назначения;

3.4. для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений, исключения зависимости от зарубежных котировок и дисконтов, автором предлагается для исчисления нефтегазовых налогов использование системы национальных ценовых индикаторов с учетом рекомендаций, представленных в пункте 2.

4. Принимая во внимание полученные прогнозные показатели изменения объемов нефтепереработки в России к 2050 году по трем сценариям, с учетом анализа перспектив реализации «зеленой» повестки в мире, предполагающих снижение

глобального спроса на топливо углеводородного происхождения, диссертантом обоснована необходимость проведения инвентаризации выходных параметров программы модернизации НПЗ (включая анализ запланированных инвестиций) и оценки сопоставимости с прогнозом спроса на моторное топливо на внутреннем и внешнем рынках для определения востребованности и целесообразности указанных инвестиций и возможных вариантов развития отрасли.

В сложившейся ситуации "вызовов" для российской нефтеперерабатывающей отрасли обоснована целесообразность применения стратегии сокращения объема поставки российской нефти на экспорт с тем, чтобы увеличить интервенции и повысить значимость российских нефтепродуктов на мировом рынке и получить добавленную стоимость от их реализации.

5. Выявлены экзогенные факторы влияния для развития российской нефтегазовой отрасли: реализация стратегии декарбонизации энергетики, принятой Евросоюзом; участие России в международной сделке ОПЕК+; ограничения фундаментального характера, главным из которых является неготовность развитых стран поддерживать экономики других стран за счет импорта сырья и продуктов переработки; санкционное давление коалиции Евросоюза, G7 и Австралии, трансформировавшееся за последнее десятилетие из исключительной меры воздействия в традиционную меру влияния на экономику нефтегазового сектора России; введенные коалицией нерыночные методы ценового регулирования; трансформация глобальных грузопотоков нефти, газа и нефтепродуктов.

6. Анализ структуры мировых грузопотоков нефти, газа, нефтепродуктов и СПГ, а также пропускных способностей российских экспортных терминалов и трубопроводов позволил обосновать вывод о необходимости превентивной трансформации рынков сбыта российских энергоресурсов с учетом санкционного давления на Россию, суть которого состоит в том, чтобы расширить сотрудничество со странами ОПЕК+ в части реализации совместных усилий по переориентации евразийских грузопотоков нефтеналивных грузов с тем, чтобы не допустить эскалацию мирового энергокризиса.

Указанный вывод является важным для исключения необоснованных потерь в период действия режима антироссийских санкций, исключения конфронтации и конкуренции с дружественными странами на рынке АТР, формирования плана согласованных действий для целей координации изменения евразийских грузопотоков с увеличением сегмента присутствия России на рынке стран АТР с одновременным ростом поставок странами ОПЕК выпавших российских ресурсов в страны Евросоюза с реализацией по мировым ценам.

Согласованная стратегия России, стран ОПЕК+ и дружественных стран-импортёров необходима не только для поддержки баланса спроса и предложения на нефть в мире, но и рыночных механизмов ценообразования, формирования оптимальных экспортных грузопотоков, а также как контрмера в отношении законопроекта НОПЕК по навязыванию ценовых потолков для ключевых стран-экспортеров нефти.

7. Обосновано положение о недостаточности инвестиций в российскую нефтехимическую отрасль, а также в производство водорода, очищенного от «углеродного следа» и в альтернативную энергетику, базирующееся на мнении о необходимости обеспечения спроса на нефтехимическую продукцию на внутреннем и внешнем рынках, производственной независимости и ускорения импортозамещения нефтехимической продукции, использования потенциала ресурсной базы и восстановления выпавших объемов добычи газа в результате санкций, а также развития производства экологичных видов энергии в России для сглаживания процессов глобального потепления и предотвращения экологических катастроф в мире.

8. На основании исследования фактических данных о морских перевозках нефтеналивных грузов из России доказана необходимость превентивной переориентации российскими компаниями основной части морских перевозок нефти и нефтепродуктов в дружественные и нейтральные страны до ввода эмбарго и ценовых потолков на нефть и нефтепродукты российского происхождения, а также обоснованы следующие выводы о неэффективности санкционного давления:

- в результате трансформации международных грузопотоков страны Евросоюза лишились возможности приобретения нефтеналивных грузов с учетом эффективной логистики и короткого транспортного «плеча» из России,
- эмбарго и ценовые потолки не оказали влияние на цены фактических сделок, реализация российской нефти и нефтепродуктов осуществляется инопокупателям по формулам цены с указанием договорного дифференциала,
- санкции обернулись для стран Евросоюза ценовым «бумерангом» - в ЕС возвращается компаундированный или замещенный российский ресурс, но не по «потолочным», а мировым ценам с учетом стоимости фрахта,
- нефтегазовые доходы бюджета России демонстрируют устойчивость, в частности, за счет дополнительных фиксированных взносов крупных корпораций.

9. В дефиниции автора «под моделью прогнозирования топливно-энергетических балансов понимается формирование прогнозных топливно-энергетических балансов, основанных на оценке эндогенных и экзогенных факторов влияния и выявлении расширенного перечня предпосылок для каждого из сценариев развития в перспективном периоде с учетом зависимостей между балансовыми значениями мирового и российского рынка».

Предложенная концепция модели прогнозирования включает, в частности, инструмент консолидации наиболее авторитетных прогнозов развития энергетики России и мира, а также эконометрических моделей научно-исследовательских институтов, выявлении значимого расхождения данных прогнозов и предложении консолидации институциональных оценок развития энергетики России и мира с формированием консенсус-прогнозов авторитетных международных и российских организаций-разработчиков.

Авторская модель прогнозирования, с одной стороны, позволяет учесть имеющиеся институциональные оценки развития энергетики России и мира и, с другой стороны, формировать диапазон ожидаемых изменений с учетом оценки влияния расширенного спектра факторов и иметь возможность вносить

оперативные изменения в модель с учетом постоянно меняющейся макроэкономической, производственной и информационной картины

Доказано, что ключевым фактором влияния на прогноз производственных показателей топливно-энергетического комплекса конкретной страны оказывает международный энергетический баланс спроса и предложения на конкретные энергоресурсы, что исключает оторванность прогнозирования от факторов реорганизации внешних рынков, а расширенный перечень коэффициентов влияния позволяет учесть особенности конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка для каждого энергоносителя.

Разработана модель автоматизации процесса прогнозирования, ключевыми элементами которой являются использование цифровых технологий (машинного обучения), проведение многофакторного анализа, выявление и устранением колебаний (шумов), оказывающих дополнительное влияние на результаты, а также корректирующие коэффициенты учета влияния каждого фактора на окончательный результат прогнозирования.

10. Разработана система прогнозных индикаторов, сформированных с применением технологий машинного обучения и систем контроллинга за результатами машинной обработки баз данных, в основе которых учитывается расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового энергетического баланса по трем сценариям до 2050 года:

- базовому,
- сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичному для нефтегазовой отрасли),
- сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичному для нефтегазовой отрасли).

Как экзогенные, так и эндогенные факторы системно учитываются автором в предпосылках для формирования каждого из прогнозных сценариев.

Основными факторами реализации трех сценариев, прогнозные показатели которых зависят от индикаторов международного энергетического баланса спроса

и предложения на конкретные энергоресурсы, являются: темпы дальнейшей эскалации или ослабления санкционного давления и нерыночных ценовых ограничений на энергоресурсы, темпы глобальной переориентации российских грузопотоков нефтеналивных грузов в направлении дружественных и нейтральных стран, темпы реализации в мире программ по сокращению углеродного следа (включая введение углеродного налога) и перехода на электротранспорт, применяемые системы налогообложения и стимулирования развития отрасли.

Теоретическая значимость исследования заключается в систематизации и разработке новых подходов к прогнозированию в нефтегазовой отрасли, разработке механизмов обеспечения устойчивости бюджетного наполнения от доходов нефтегазового комплекса, формировании предложений по вопросам публикации российских национальных индексов и индикаторов, выявлении факторов риска в системе налогообложения и ценообразования в нефтегазовой сфере, оценке перспектив изменения структуры топливно-энергетического баланса России с учетом эндогенных и экзогенных факторов влияния.

Критический анализ эволюции налогообложения в российской нефтегазовой отрасли позволяет переосмыслить системы налоговой нагрузки и субсидирования и оценить перспективы развития отрасли при текущей системе налогообложения и предложенной автором.

В качестве результата исследования представлены прогнозные модели по трем сценариям, сформированные с применением технологий машинного обучения на основе разработанной методологии прогнозирования, включающей детализированные оценки изменения топливно-энергетического баланса России и мира до 2050 года.

Практическая значимость исследования состоит в возможности использования полученных научных результатов для выработки рекомендаций по созданию и использованию новой мобильной системы прогнозирования, учитывающей текущие тренды, которые окажут влияние на развитие нефтегазодобывающего комплекса в будущем.

Разработанный автором вариант синергетического механизма ценообразования на российскую нефть и нефтепродукты с учетом факторов качества, стоимости транспортировки и налогообложения позволит обеспечить недискриминационные условия для нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих предприятий, получение стабильного потока денежных средств в бюджет Государства, снизить риски бюджетных «провалов» в условиях кризиса и падения мировых цен на углеводороды.

Внедрение разработанной системы оценки стоимости российской нефти позволит сформировать российские ценовые индикаторы на нефть на базе первичных сделок по данным российских нефтяных компаний и обеспечить публикацию индикаторов в национальной валюте, что может быть применено для целей налогообложения, расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую, формирования единых статистических и информационных данных о цене на нефть.

Значение полученных результатов исследования для практики также заключается в том, что внедрение репрезентативной базы данных мирового производства и потребления нефтяного сырья с участием России позволит участникам рынка учитывать достоверные данные, необходимые для корректировки их стратегий.

Разработанная автором прогнозная модель на основе представленной в исследовании методологии прогнозирования, позволяет использовать детализированные оценки изменения топливно-энергетического баланса России и мира до 2050 года по трем сценариям в бизнес-процессах и оценить целесообразность постепенной трансформации нефтегазовых компаний в энергетические холдинги.

ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» применяет на практике разработанную автором:

- концепцию синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов - при формировании еженедельного издания

«Индикаторы российского рынка нефти»,

— систему прогнозных индикаторов, в основе которых учитывается расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового энергетического баланса по трем сценариям до 2050 года - при подготовке маркетинговых исследований и прогнозных моделей.

Материалы диссертации Т.Ю. Сафоновой внедрены в учебный процесс Высшей школы корпоративного управления РАНХиГС, что подтверждается соответствующим документом, конкретизирующим направления их использования.

Результаты исследования могут быть использованы при подготовке аналитических материалов, необходимых для принятия стратегических хозяйственных решений, а также при разработке рекомендаций по совершенствованию государственной политики в нефтегазовом комплексе; в качестве информационного материала при подготовке федеральных, региональных, отраслевых и корпоративных программных документов.

МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Методологическую основу исследования составили эконометрические методы анализа, методы системного и сравнительного анализа, научное обобщение, экспертные оценки, методы классификации и группировки, правила трансфертного ценообразования, функциональный анализ, методы теории экономической устойчивости, методы эконометрики, регрессионный и корреляционный анализ.

Теоретическую основу работы составили научные труды зарубежных и отечественных экономистов, исследования международных организаций и российских институтов развития.

Информационной базой исследования являются труды зарубежных и отечественных ученых, законодательные и нормативно-правовые акты РФ и субъектов РФ, статистические и аналитические материалы Федеральной службы

государственной статистики и информации, экспертные оценки специалистов, открытые отчетные данные в российской нефтегазовой отрасли и отдельных крупнейших нефтедобывающих компаниях, данные Министерства финансов Российской Федерации, Министерства экономического развития Российской Федерации, Федеральной службы государственной статистики России, Федерального казначейства, Федеральной налоговой службы, материалы Международного валютного фонда, Всемирного банка, Организации экономического сотрудничества и развития, отчеты и прогнозы Международного энергетического агентства, ОПЕК и других международных экспертных организаций, ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» с участием автора, а также расчеты, полученные автором в ходе собственной научно-исследовательской деятельности, включая авторские публикации.

Область исследования. Диссертация соответствует номенклатуре научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени¹ – «Региональная и отраслевая экономика».

СТЕПЕНЬ ДОСТОВЕРНОСТИ И АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Настоящая диссертация опирается на результаты многолетнего опыта работы автора в структурах ПАО «Транснефть», ПАО «НК «Роснефть», в качестве координатора рабочей группы по доработке нормативной базы для создания российских ценовых индексов в Государственной Думе СФ РФ, члена экспертного совета при Минэнерго России, результаты многочисленных исследований ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора», в которых автор принимала непосредственное участие, экспертной работы в РАНХиГС, участия в

¹ Приказ Министерства науки и высшего образования РФ от 24 февраля 2021 г. № 118 "Об утверждении номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени, и внесении изменения в Положение о совете по защите диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, утвержденное приказом Министерства образования и науки Российской Федерации от 10 ноября 2017 г. № 1093" [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202104060043> (дата обращения 15.02.2021).

коллективных исследованиях топливно-энергетических рынков.

Достоверность положений диссертации подтверждена разработкой и успешной практикой внедрения российских и межгосударственных нормативных документов по учету нефти и нефтепродуктов, участия в составе делегаций от РФ при заключении долгосрочных межгосударственных соглашений на поставку нефти.

Кроме того, ряд выводов и предложений прошли общественное обсуждение и нашли свое отражение в экспертных оценках автора, публикуемых в ведущих СМИ и отраслевых изданиях.

Разработанные положения диссертации были доложены автором и обсуждались на заседаниях рабочей группы по доработке нормативной базы для создания российских ценовых индексов в Государственной Думе РФ, на заседании экспертного совета по развитию конкуренции на рынке нефти и нефтепродуктов ФАС России, а также на многочисленных международных и российских деловых и научно-практических конференциях, круглых столах, бизнес-форумах, на которых Сафонова Т.Ю. являлась докладчиком: в Аналитическом центре при Правительстве РФ, на Национальном нефтегазовом форуме, на международном конгрессе «Транспортировка, хранение и перевалка нефти, сжиженных газов и нефтепродуктов», на Балтийской нефтегазовой торгово-транспортной конференции, на Форуме предпринимателей, на Бизнес-форуме «ТЭК в 21 Веке», на Каспийской нефтегазовой торгово-транспортной конференции, на профессиональном энергетическом форуме «ТЭК: ценообразование и рыночные риски», представлены в курсе лекций в «Школе нефтетрейдеров».

Основные выводы и предложения диссертации представлены в нескольких десятках статей в таких ведущих экономических и профильных журналах, освещающих топливно-энергетическую отрасль, как «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть и капитал», «Нефть, газ и бизнес», «Нефть России», «Трубопроводный транспорт нефти», «Энергорынок».

Полученные в работе результаты, выводы и рекомендации обоснованы с использованием системного анализа современных теоретических подходов и моделей,

описывающих как результаты работы отрасли, так и системы прогнозирования.

Достоверность результатов диссертационного исследования подтверждается применением экономико-математических методов анализа, эмпирических наблюдений и опытом практической реализации предложений в ходе экспертной работы, формирования прогнозов и проведения маркетинговых исследований энергетических рынков, а также использования большого объема статистической информации, наглядно представленной в таблицах и рисунках.

Подготовка, статистический анализ и интерпретация полученных результатов проведены с использованием современных методов обработки информации (автоматизированных систем контроля, мониторинга бизнес-процессов, технологий машинного обучения).

Итогом Исследования является разработка прогнозных ожиданий изменения структуры российского нефтегазового комплекса по трем сценариям, предложенным автором, с детализацией по направлениям и видам топливно-энергетических ресурсов.

В качестве примера использования на практике в исследовании представлен расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового топливно-энергетического баланса и разработаны индикативные параметры трех сценариев развития мировой энергетики.

Исследовательская задача выполнена: представлен пример разработки прогнозов развития российской нефтегазовой отрасли, которые могут применяться, в частности, российскими компаниями топливно-энергетического комплекса.

Система публикации национальных ценовых индикаторов на нефть, разработанная автором, применяется ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» при ежедневной публикации издания «Индикаторы российского рынка нефти», пользователями которого являются крупнейшие российские и зарубежные нефтегазовые компании.

Методология прогнозирования, разработанная автором, опубликована в издании Scopus Indexed и применяется на практике ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» при разработке маркетинговых исследований рынка,

одобрена Заказчиками Исследований, а также банками, использующими Исследования для открытия кредитных линий.

Структура работы определяется целью и поставленными задачами исследования. Диссертационная работа состоит из введения, восьми глав с выводами по каждой главе, заключения, списка использованных источников, списка сокращений и условных обозначений.

Работа общим объемом 410 страниц, включает 74 таблицы, 83 рисунка, 32 формулы, список литературы из 94 наименований использованных научных источников.

Публикации. Основные положения диссертации нашли свое отражение в 43 работах, в том числе в 1 статье в журнале Scopus Indexed, 4 статьях в журналах по списку РАНХиГС, 1 диссертации, 1 монографии и 13 статьях в научных журналах, определенных ВАК Минобрнауки России, а также в многочисленных экспертных оценках автора, публикуемых ведущими российскими и зарубежными СМИ.

ПЕРЕЧЕНЬ ПУБЛИКАЦИЙ АВТОРА

Публикации в изданиях Scopus Indexed:

1. Sergey Oganovich Kalendjyan, Tamara Yuryevna Safonova, «Russian Oil and Gas Industry Development amid Changing Global Consumption Structure» / «Развитие нефтегазодобывающей отрасли в России в условиях изменения мировой структуры энергопотребления», of Management (IJM) Volume 11, Issue 5, May 2020, pp. 1195-1213, Article ID: IJM_11_05_108 Journal Impact Factor (2020): 10.1471 (Calculated by GISI) www.jifactor.com ISSN Print: 0976-6502 and ISSN Online: 0976-6510 DOI: 10.34218/IJM.11.5.2020.108

Публикации в изданиях, входящих в перечень РАНХиГС:

2. Сафонова Т.Ю. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире. Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2023; 17 (1): 64–75. <https://doi.org/10.22394/2073-2929-2023-01-64-75>

3. Сафонова Т.Ю. Трансформация рынков сбыта российской нефти с учетом санкционного давления // Управленческое консультирование. 2023. № 1 (169). С. 51–62. <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2023-1-51-62>
4. Сафонова Т.Ю. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка»// Государственная служба. - 2023. Том 25 № 1. <https://doi.org/10.22394/2070-8378-2023-25-1-48-54>
5. Сафонова Т.Ю. Антагонизмы ценообразования на российскую нефть и весомость национальных ценовых индикаторов// Государственная служба. - 2023. Том 26 № 2. <https://doi.org/10.22394/2070-8378-2023-25-2-...-...>

Публикации в изданиях, входящих в «Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций...» ВАК при Минобрнауки России:

6. Сафонова Т.Ю. Исследование эндогенных и экзогенных факторов влияния на результаты прогнозирования в нефтегазовой отрасли на фоне трансформации структуры мирового топливно-энергетического баланса: монография / Т.Ю. Сафонова. – Москва: Первое экономическое издательство, 2022. – 344 с. ISBN: 978-5-91292-422-4 DOI: 10.18334/9785912924224
7. Сафонова Т.Ю. Прогноз изменения грузопотоков малосернистой нефти в России// Экономика, предпринимательство и право. – 2021. – Том 11. – № 9 – doi: 10.18334/err.11.9.113558
8. Сафонова Т.Ю. Эволюция налогообложения в нефтегазовой отрасли // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 11. – doi: 10.18334/err.10.11.111163
9. Сафонова Т.Ю. Перспективы российской нефтегазодобычи в Арктике: от обвала до развития // Креативная экономика. – 2020. – Том 14. – № 10. – doi: 10.18334/ce.14.10.111085
10. Сафонова Т.Ю. Нефтегазовый сектор может вылечить страну от голландской болезни // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 10. – doi: 10.18334/err.10.10.111084

- 11.Сафонова, Т.Ю. Цифровизация сырьевых материальных балансов — элемент комплексной промышленной безопасности нефтеперерабатывающих предприятий// Безопасность труда в промышленности. – 2018. - № 11. – С. 45-52 (0,47 п.л.). – doi: 10.24000/0409-2961-2018-11-45-52.
- 12.Сафонова, Т.Ю. Трафик движения фьючерса на нефть «Юралс» к почетному званию «Бенчмарк»// Нефть, газ и бизнес. – 2017. - № 12. – С.53-56 (0,47 п.л.).
- 13.Сафонова, Т.Ю. Условия обеспечения достоверности материального баланса вертикально-интегрированных нефтяных компаний // Нефть, газ и бизнес. – 2017. - № 8. – С. 21-25 (0,47 п.л.).
14. Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний: диссертация ... кандидата экономических наук: 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с.: Экономика и управление народным хозяйством
- 15.Сафонова, Т.Ю. Диверсификация нефтегазовых компаний в связанные инновационные технологии и проекты // Фундаментальные исследования. - 2014. - №8. - С. 933-937. (0,3 п.л.)
- 16.Сафонова, Т.Ю. Обеспечение экономической устойчивости компаний нефтегазового сектора в условиях высокой волатильности цен на энергоресурсы // Российское предпринимательство. - 2012. - №7. - С. 98-102. (0,3 п.л.)
- 17.Сафонова, Т.Ю. Нефтяные компании и стратегия диверсификации: зарубежный опыт // Российское предпринимательство. - 2012. - №9 (207). - С. 92-97. (0,4 п.л.)
- 18.Сафонова, Т.Ю. Классификация видов диверсификации и анализ возможностей их применения для нефтегазовых компаний // Креативная экономика. - 2012. - №19. - С. 56-61. (0,3 п.л.)
- 19.Сафонова, Т.Ю. Оценка краткосрочных перспектив изменения международной цены на нефть на период с 2013 по 2015 год // Нефть, газ и бизнес. - 2013. - №3. - С. стр.20-23. (0,3 п.л.)

20.Сафонова, Т.Ю. Влияние де-эскалаторов по качеству на цену российской нефти // Нефть, газ и бизнес. - 2013. - №4. - С. стр.29-32. (0,3 п.л.)

Статьи и материалы в других изданиях:

21.Сафонова, Т.Ю. «Конверсия» альтернативных поставок газа в Европу»// Нефтегазовая вертикаль – 2022. - № 10 (503) – С.30-37 (0,5 п.л.).

22.Сафонова, Т.Ю. «Нефтегазовая игла» стала еще острее»// Нефти и Капитал – 2022. - [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/news/2022-06-02/neftegazovaya-igla-stala-esche-ostree-1046737> (дата обращения 02.07.2022)

23.Сафонова, Т.Ю. «Российская нефть стала на 35% дешевле мировых аналогов»// Нефти и Капитал – 2022. - № 6 (289) – С.28-31 (0,3 п.л.).

24.Сафонова, Т.Ю. «Труднопривлекательные запасы»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 18 – С.22-26 (0,4 п.л.).

25.Сафонова, Т.Ю. «Диверсификация или стабильность? »// Нефтегазовая вертикаль – 2020. - № 7. – С.44-51 (0,5 п.л.).

26.Сафонова, Т.Ю. «БАНК КАЧЕСТВА НЕФТИ: первый шаг к созданию системы национальных ценовых индикаторов»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 20-21. – С.43-47 (0,4 п.л.).

27.Сафонова, Т.Ю. Каспий – регион возможностей // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 15. – С. 68-75 (0,47 а.л.).

28.Сафонова, Т.Ю. Перегрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456). – С.59-65 (0,47 а.л.).

29.Сафонова, Т.Ю. Парадоксы демпфера// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 11 (455). – С. 52-57 (0,47 а.л.).

30.Сафонова, Т.Ю. Взрывной рост или стагнация: что ждет российский топливный рынок // Нефть и капитал. – 2019. - № 9 (260) С. 28-32 (0,47 а.л.).

31.Сафонова, Т.Ю. Сера на двоих. Как сохранить качество поставок российского сырья одновременно на восточном и западном направлениях?// Нефтегазовая вертикаль. – 2018. - № 19 (441). – С.61-71 (0,47 а.л.).

- 32.Сафонова, Т.Ю. Модернизация НПЗ: преимущества и риски// Нефть России. - 2018. - №5. (0,4 п.л.)
- 33.Сафонова, Т.Ю. Невесомые факторы и падающие цены // Нефть России. - 2015. - №11-12. - С. 26-29. (0,4 п.л.)
- 34.Сафонова, Т.Ю. На черный день // Трубопроводный транспорт нефти. - 2015. - №3. - С. 66-69. (0,2 п.л.)
- 35.Сафонова, Т.Ю. Перспективы применения российскими нефтегазовыми компаниями стратегии диверсификации источников энергии // Научная перспектива. - 2012. - №8. - С. 27-29. (0,4 п.л.)
- 36.Сафонова, Т.Ю. Стратегия диверсификации предпринимательской деятельности в нефтегазовом секторе национальной экономики в сравнении с зарубежным опытом // Народное хозяйство. - 2012. - №5. - С. 159-164. (0,4 п.л.)
- 37.Сафонова, Т.Ю. Факторы, влияющие на ценовой спрэд на внутреннем рынке России // ЭнергоРынок . - 2012. - №9. - С. 38-40. (0,4 п.л.)
- 38.Сафонова, Т.Ю. Применение дисконтированных показателей при расчете прибыли инвестиционных проектов // Экономика. Управление. Право. - 2012. - №8. - С. 35-38. (0,4 п.л.)
- 39.Сафонова, Т.Ю. Классификация и характеристики маркерных сортов российской нефти // Теория и практика современной науки. - 2012. - декабрь. - С. 348-352 . (0,1 п.л.)
- 40.Сафонова, Т.Ю. Создание единой нормативной базы по учету нефти // Трубопроводный транспорт нефти. - 2006. - №3. - С. 12-15 (0,6 п.л.)
- 41.Сафонова, Т.Ю. Биржевая торговля нефтью // Трубопроводный транспорт нефти. - 2009. - №7. - С. 38-39. (0,3 п.л.)
- 42.Кацал, И.Н., Сафонова, Т.Ю. Организация учетных операций в системе АК «Транснефть» // Трубопроводный транспорт нефти. - 2009. - №8. - С. 2-4. (0,3 п.л.)

43.Кацал, И.Н., Сафонова, Т.Ю. ПСП Джалинда: подготовка к приемо-сдаточным операциям // Трубопроводный транспорт нефти. - 2010. - №12. - С. 56-57. (0,3 п.л.)

Кроме того, в течение всего периода деятельности в РАНХиГС автор проявляла публикационную активность в качестве эксперта по направлениям: анализ ценообразования, финансово-экономической отчетности, налогообложения, производственных показателей, оценки инвестиций в отрасль, прогнозирование в топливно-энергетическом комплексе.

ВВЕДЕНИЕ

Процессы, которые протекают в мировой энергетике, напрямую связаны с переходом на новый технологический уклад, который заключается в широком использовании возобновляемых источников энергии и вытеснении ископаемых видов топлива и достигнет пика своего развития ориентировочно к 2050 году.

Термин «энергетический переход» был предложен В. Смилом² и используется «для описания изменения структуры первичного энергопотребления и постепенного перехода от существующей схемы энергообеспечения к новому состоянию энергетической системы».

В. Смил выделил следующие этапы энергоперехода:

- первый энергетический переход – от биомассы к углю с 1840 по 1900 год (уголь стал основным источником энергии индустриального мира);
- второй энергетический переход связан с распространением нефти с 1915 по 1975 год;
- третий энергетический переход привел к широкому использованию природного газа с 1930 года по настоящее время за счет частичного вытеснения угля и нефти;
- четвертый энергетический переход.

² Вацлав Смил. Энергия и цивилизация [Книга]// Бомбора. – 2020 г, ISBN: 978-5-04-101573-2

Движущей силой четвертого энергетического перехода станут изменения в энергетической политике стран со структурной перестройкой топливно-энергетического комплекса, связанной с экологической ситуацией и переходом на энергосберегающие и ресурсосберегающие технологии в энергетике и других секторах экономики.

Декарбонизация и борьба с изменением климата стали основными двигателями смещения фокуса в сторону более экологичных видов топлива.

Мировую энергетику ждет серьезная трансформация уже в ближайшем будущем, что связано с усилением политики Европейского союза в сфере защиты экологии, переработки отходов и борьбы с климатическими изменениями.

Последствия глобального изменения климата от выбросов парниковых газов разнообразны и потенциально очень велики, и, вероятно, представляют собой наиболее серьезную долгосрочную экологическую проблему, стоящую в настоящее время перед Европой и миром в целом.

Автомобильный транспорт является одним из основных источников загрязнения воздуха, и реализация европейской политики в области качества воздуха привела к использованию более экологически чистых автомобилей.

Европейская комиссия представила Инвестиционный план «Зеленый пакт для Европы»³ - Инвестиционный план устойчивой Европы, который нацелен мобилизовать государственные инвестиции и разблокировать частные средства через финансовые инструменты Евросоюза.

План мобилизует финансирование ЕС и создаст благоприятную основу для содействия и стимулирования государственных и частных инвестиций, необходимых для перехода к климатически нейтральной, зеленой, конкурентоспособной и инклюзивной экономике.

Для того, чтобы России интегрироваться в следующий технологический уклад (или четвертый энергетический переход), необходимо активно внедрять

³ "Финансирование зеленого перехода: инвестиционный план» [Электронный ресурс]. URL: <https://globalcentre.hse.ru/news/333142452.html> (дата обращения 01.01.2021)

технологии генерации, основанные на альтернативных источниках энергии⁴ и развивать производство электротранспорта в России.

В последние годы объем инвестиций в новые проекты в нефтедобыче в мире сокращается на фоне снижения сроков окупаемости проектов в сфере возобновляемой энергетики и привлекательности вложений в этой отрасли на долгосрочную перспективу. Диверсификация источников энергии в мире предполагает возможность отодвинуть разработку значительных залежей традиционных ископаемых ресурсов.

В 2020–2021 годах российские нефтедобывающие компании придерживались политики сдерживания нефтедобычи и следовали договоренностям о балансировке мирового нефтяного рынка в рамках соглашения ОПЕК+.

2020 год оказался испытанием для российского нефтегазового сектора в связи с сокращением мирового спроса на углеводороды, вызванного распространением коронавирусной инфекции, а потери добычи российской нефти составили 8% к уровню 2019 года, газа – 6%.

При этом в 2020 году на фоне грандиозного сокращения добычи нефти и газа российские компании сократили производство в основном за счет зрелых месторождений с высокой выработанностью запасов, а также наименее эффективные скважины. Существует риск остановки в перспективе части фонда законсервированных скважин и необходимость дополнительных инвестиций в восстановление добычи.

Дополнительный источник восполнения российской нефтегазодобычи – это месторождения Арктической зоны, разработка трудноизвлекаемых запасов (далее - ТРИЗ).

С одной стороны, российские компании проявляют интерес к разработке ТРИЗ с применением отечественных технологий, с другой – ускоренного увеличения нефтедобычи в последнее время не требовалось и «зеленая» повестка в

⁴ Сафонова, Т.Ю. «Труднопривлекательные запасы»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 18 – С.22-26 (0,4 п.л.).

Европе, риск введения новых углеродных налогов для экспорта российских углеводородов, усилившееся санкционное давление создают неопределенности в части востребованности дополнительного объема ресурсов в будущем.

По мнению автора, в долгосрочной перспективе к 2050 году при реализации пессимистичного сценария для нефтегазового сектора российская нефтегазодобыча будет обеспечивать преимущественно внутренний спрос, а экспорт будет поступать на рынки стран АТР, анонсирующих переход к «без углеродной» энергетике к 2060 году.

При этом работа крупнейших компаний сопряжена с постоянным поиском новых решений, направленных на рост нефтедобычи, однако на момент подготовки настоящего исследования практически не проводится работа по преобразованию компаний нефтегазового сектора в энергетические холдинги с диверсифицированной структурой энергоресурсов.

Среди вызовов и не решенных проблем в российской топливно-энергетической отрасли автор выделяет:

- отсутствие ясного видения перспектив развития отрасли и структуры топливно-энергетического баланса,
- отсутствие согласованности прогнозов добычи, производства и экспорта с мировым потреблением,
- проблемы контроля количества и качества углеводородного сырья и продуктов нефтегазопереработки,
- отсутствие национальной системы оценки стоимости российской нефти с учетом дифференциации качественных показателей,
- сформированный до 2022 года отток прибыли российских нефтегазовых компаний для инвестиций в зарубежные активы,
- отсутствие глобальной программы диверсификации структуры топливно-энергетических ресурсов для увеличения доли «зеленой» энергетики.

Несмотря на имеющийся негативный опыт инвестиций в зарубежные

активы⁵ и критическую необходимость инвестиций в российские энергетические проекты, тем не менее, «Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 года»⁶ предусматривали совершенствование налогообложения *зарубежных* геологоразведочных проектов в целях стимулирования деятельности российских нефтяных компаний по поиску и оценке месторождений углеводородного сырья вне России.

Поскольку топливно-энергетическая отрасль является бюджет образующей для России и ряда других стран, то корректность прогнозирования является ключевым фактором будущего экономического роста или, наоборот, стагнации.

Прогнозирование играет значимую роль в реализации инвестиционных и инновационных проектов в отрасли, оказывающих непосредственное влияние на перспективные производственные и экономические показатели.

Как отмечено известным российским ученым, ректором РАНХиГС В. А. Мау «при оценке перспектив глобализации следует учитывать два аспекта: конъюнктурный (проблема дисбалансов, или «пузырей» активов) и структурный (технологический). Уже накануне и в начале последнего кризиса ряд экономистов считали глобальные дисбалансы важнейшим источником обострения проблем... Необходимо понимать, удастся преодолеть эти дисбалансы или после некоторого смягчения они вновь начнут нарастать, в том числе из-за самих антикризисных мер (прежде всего политики количественного смягчения), которые могут привести к возникновению новых проблем (инфляции и «пузырей»)⁷.

Этот вывод чрезвычайно важен в эпоху глобальных переходов от профицита к дефициту мировых мощностей по добыче, переработке углеводородов,

⁵ Например, «Роснефть» вышла из активов в Венесуэле на фоне усилившегося санкционного давления США, [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4307868> (дата обращения 20.10.2020)

⁶ "Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 года», утвержденные Минфином, [Электронный ресурс]. URL: https://minfin.gov.ru/ru/document/?id_4=128344-osnovnye_napravleniya_byudzhethoi_nalogovoi_i_tamozhenno-tarifnoi_politiki_na_2020_god_i_na_planovyi_period_2021_i_2022_godov (дата обращения 20.10.2020)

⁷ Мау В., Улюкаев А. Глобальный кризис и тенденции экономического развития // Вопросы экономики. – 2014. – № 11

транспортировке и перевалке нефтеналивных грузов, перспектив снижения нефтегазовых доходов в бюджете России на фоне сложившейся в 2022 году геополитической ситуации в мире, дисконтирования стоимости и сокращения доходов от экспорта российских энергоресурсов.

В этой связи одной из важнейших задач при разработке прогнозов является формирование корректного баланса спроса и потребления энергоносителей.

Моделирование развития энергетических рынков начало активно развиваться в 1970-е годы — под действием нефтяных кризисов и высоких цен на нефть.

Наиболее масштабное и комплексное видение предлагают долгосрочные энергетические прогнозы глобального уровня: «Прогноз мировой энергетики» (World Energy Outlook) Международного энергетического агентства (МЭА), Международный энергетический прогноз Управления энергетической информации США, «Прогноз для энергетики: взгляд в 2040 год» (The Outlook for Energy: A View to 2040) ExxonMobil, «Энергетический прогноз BP» (BP Energy Outlook) British Petroleum, «Сценарии Shell» (Shell Scenarios) Shell, прогноз ОПЕК и т.д.

Значительный вклад в исследование проблем теории и методологии воспроизводства, социально-экономического анализа и прогнозирования, межотраслевого анализа и моделирования, разработки комплексных прикладных программ социальных и структурно-технологических преобразований национальной экономики внесли ученые и институты Российской академии наук,

- Центральный экономико-математический институт РАН (ЦЭМИ РАН),
- Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН (ИНП РАН),
- Институт энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН).

Так, Центральным экономико-математическим институтом разработана эконометрическая модель экономики России⁸ для целей краткосрочного прогноза и сценарного анализа, предназначенная для построения краткосрочных (на 1-2 квартала вперед) макроэкономических прогнозов и для многовариантных (сценарных) расчетов.

Акценты в модели сделаны на исследовании (в краткосрочной перспективе) зависимости экономической динамики от мировых цен на нефть, от графика выплат по внешнему долгу и от размеров государственных социальных расходов.

Модель представлена в виде системы одновременных уравнений и идентифицирована на квартальных макроэкономических данных, взятых из официальных статистических источников. Описание имеет открытый характер, т.е. допускает возможность эксплуатации модели внешними пользователями с целью актуализации оценки ее коэффициентов, получения краткосрочных прогнозов и проведения сценарных расчетов по заданным пользователем значениям predetermined переменных.

Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН осуществляет выпуск квартальных прогнозов экономики⁹, которые учитывают основные экзогенные переменные (цены на нефть и газ, добычу нефти и газа в России, темпы прироста ВВП в Евростоне, темпы прироста экономики США, дефлятор ВВП США, курс рубля к доллару и евро, индексация тарифов естественных монополий, ключевая ставка ЦБ, расходы бюджета РФ на экономику, эмиссия внутренних госбумаг, размер пенсии, внешние займы, а также численность населения в трудоспособном состоянии).

Прогноз, сформированный ИНП РАН 23.09.2021, предусматривает, в частности, обзор динамики разделов счета производства ВВП, в % с 2020 по 2024 годы, то есть в среднесрочной перспективе.

⁸ Эконометрическая модель экономики России для целей краткосрочного прогноза и сценарного анализа / В.Л. Макаров, С.А. Айвазян, С.В. Борисова, Э.А. Лакалин. - М. : [Центр. экон.-мат. ин-т Рос. акад. наук], 2001. - 34 с. : ил., табл.; 21 см. - (Препринт / Центр. экон.-мат. ин-т Рос. акад. наук; #WP/ 2001/121).; ISBN 5-8211-0169-7

⁹Квартальный прогноз экономики. Выпуск №52 [Электронный ресурс]. URL: <https://ecfor.ru/publication/kvartalnyj-prognoz-ekonomiki-vypusk-52/> (дата обращения 01.01.2021)

Институтом энергетических исследований РАН в сотрудничестве с Энергетическим институтом (ЭНИИ) и НИУ "Высшая школа экономики" по заданию и при активном содействии Министерства энергетики России разработан "Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года"¹⁰.

С его учетом был разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года¹¹.

К основополагающим прогнозам в топливно-энергетической сфере в России относятся:

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития¹²,
- Стратегия социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов¹³,
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года¹⁴,
- Генеральная схема развития нефтяной и газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года¹⁵,
- Прогноз развития энергетики мира и России 2016 ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ¹⁶.

¹⁰ "Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года" (утв. Министром энергетики Российской Федерации 14 октября 2016 года) / М: Минэнерго России, 2016. – 106 с.

¹¹ [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (дата обращения 27.09.2021)

¹² Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognost_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html (дата обращения 27.09.2021)

¹³ Проект стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf (дата обращения 09.10.2021)

¹⁴ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 27.09.2021)

¹⁵ Решения, принятые на заседании Правительства 13 мая 2021 года [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/news/42175/> (дата обращения 27.09.2021)

¹⁶ Прогноз развития энергетики мира и России 2016 ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/10585.pdf> (дата обращения 27.09.2021)

Система стратегического планирования в ТЭК России также описана в Энергетическом бюллетене Аналитического центра при Правительстве РФ¹⁷, согласно которому «для более эффективного построения государственной политики, формирования ожиданий компаний и, как результат, успешного привлечения инвестиций в экономику России, была сформирована и развивается система стратегического планирования на государственном уровне».

Прогнозированием в нефтегазовой отрасли занимались ученые и в Советское время, однако в основном прогнозирование было основано на оценке параметров производственной функции добычи нефти и газа без учета макроэкономических показателей и компиляции с уровнем потребления на внешних рынках, технического прогресса, а также форс-мажорных факторов стагнации мировых экономик, оказывающих влияние на глобальный спрос на энергоресурсы.

В настоящее время энергетические прогнозы отражают различное видение будущего энергетики в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, акценты все больше смещаются в сторону экологической составляющей.

По мнению автора, проблема расхождения результатов прогнозов связана с факторами:

- отсутствия статистических баз данных мировых макроэкономических и производственных показателей, сверенных между крупнейшими компаниями-разработчиками прогнозов,
- применения различных методик прогнозирования,
- отсутствия ответственности за несовпадение прогнозируемых и фактических данных,
- использования разработчиками прогнозов как маркетинговой стратегии по продвижению собственного бренда на мировом рынке.

¹⁷Энергетический бюллетень Аналитического центра при Правительстве РФ выпуск № 5, август 2013 [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (дата обращения 27.09.2021)

Таким образом, несмотря на большое количество прогнозов на фоне значимых расхождений, тем не менее, имеется неопределенность перспектив развития мировой и российской энергетики, что снижает значимость представляемых прогнозов для бизнеса.

В этой связи сложно переоценить важность выявления преимуществ и недостатков глобальных прогнозов и формирование научных рекомендаций и примеров формирования прогнозов на базе настоящего Исследования.

В настоящем Исследовании представлен анализ наиболее авторитетных прогнозов.

1. ЛИДЕРСТВО РОССИИ В МИРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ И СПЕЦИФИКА РЕГУЛИРУЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

1.1. Роль России в мировой экономике

Вопросы экономического развития стран традиционно занимают ключевую позицию в экономической науке.

После распада СССР начался этап включения России в мировую экономику, либерализация внешнеэкономической деятельности и внутренних цен.

Основной объем российского экспорта формировался из поставок углеводородов с использованием инфраструктуры, построенной еще в Советском Союзе.

Как представлено в статье Гусева М. С. «Положение России в мировой экономике: сценарии и прогноз»¹⁸ «в развитии мировой экономики сформировались две ключевые тенденции: первая из них связана с замедлением темпов глобализации, вторая – с ре-индустриализацией развитых стран. Увеличение зависимости развитых стран от импорта промышленной продукции, в том числе высокотехнологичной, дисбалансы во внешней торговле ... наряду с финансовыми ограничениями глобального характера заставляют крупнейшие экономики мира все чаще отходить от следования идеям свободной конкуренции в международной торговле. На практике это выражается в стремлении обеспечить конкурентоспособность национальных производителей за счет заниженного валютного курса, ограничений на импорт товаров, различного рода санкций. Дальнейшее углубление глобализации наталкивается на ограничения фундаментального характера, главным из которых является неготовность развитых стран отдавать все большую долю внутреннего рынка зарубежным производителям...Ре-индустриализация...выражается в снижении зависимости от импорта на основе ускоренного технологического развития в развитых странах и замещении внешнего спроса».

¹⁸ Гусев М. С. Положение России в мировой экономике: сценарии и прогноз// ЭКО. 2020 № 7 С. 29-43.

При этом изыскание путей и возможностей форсированного ускорения темпов экономического развития стран является одной из важнейших задач, особенно в связи с распространением коронавирусной инфекции в 2020 году, повлиявшей отрицательным образом как на объем мирового потребления энергоресурсов, так и темпы экономического роста.

Функции стимулирования экономического роста и сглаживания циклических колебаний во многом зависят от фискального режима в стране.

Российская экономика характеризуется высокой степенью «огосударствления». В частности, ключевые предприятия нефтегазовой отрасли находятся в управлении компаний с государственным участием.

Согласно отчету Международного валютного фонда¹⁹ государственные предприятия показывают недостаточно высокие результаты. На примере приблизительно одного миллиона компаний из 109 стран показано, что продуктивность госпредприятий в среднем на треть ниже, чем у частных компаний. Такая пониженная продуктивность может мешать экономическому росту, поскольку ряд крупнейших госпредприятий обеспечивает экономику ключевыми факторами производства, в частности источниками энергии.

В этой связи для обеспечения экономического роста страны важно, чтобы каждое госпредприятие являлось наилучшим поставщиком товаров и услуг, эффективно расходовало средства налогоплательщиков, а также необходима справедливая конкуренция между госпредприятиями и частными компаниями.

Вспышка COVID-19 и ее финансовые и экономические последствия спровоцировали существенное увеличение дефицита бюджетов стран.

Необходимые расходы на здравоохранение, а также меры в области налогообложения и расходования средств на поддержку населения и компаний также сопряжены с прямыми бюджетными издержками, которые оценивались в

¹⁹Отчет Международного валютного фонда [Электронный ресурс]. URL: <https://www.imf.org/ru/Publications/FM/Issues/2020/04/06/fiscal-monitor-april-2020> (дата обращения 30.06.2020)

2020 году Международным валютным фондом в 3,3 трлн долларов США в мировом масштабе.

Несмотря на то, что кредитование государственного сектора, льготы отдельным категориям граждан и бизнесу могут поддержать население и организации, но такая государственная поддержка одновременно формирует и бюджетные риски.

В условиях крайне высокой неопределенности возникло несоответствие между ситуацией на финансовых рынках и развитием реальной экономики, что является фактором уязвимости, который может поставить под угрозу процесс экономического восстановления в случае снижения инвестиционной активности.

Дальнейший рост заболеваемости COVID-19 может привести к усилению других факторов уязвимости финансовой системы, убытки, понесенные в результате падения производства, потребления, неплатежеспособности, могут стать серьезным испытанием для устойчивости бизнеса в мире.

Сохранение в 2021 году ограничений, направленных на борьбу с распространением коронавирусной инфекции, сдерживает рост мировой экономики.

Жесткие карантинные меры, действовавшие в первом полугодии 2020 года, в основном сняты, однако в 2021 году продолжают действовать ограничения на деятельность таких отраслей, как туризм, авиаперевозки, общественное питание, сфера досуга и развлечений, что приводит к снижению глобального ВВП.

Предполагается, что восстановление мировой экономики не будет быстрым, а новые правила «социального дистанцирования» и организация удаленной работы приведут к долгосрочным структурным изменениям на рынке труда и сокращение пассажиропотоков, и как следствие, снижению потребления моторного топлива.

По размеру ВВП²⁰ в середине 70-х гг. прошлого века Россия достигла максимума по отношению к другим странам, уступая только США. В мировой

²⁰ Абел Аганбегян «Где место России в мировых рейтингах?» [Электронный ресурс]. URL: https://aif.ru/money/opinion/gde_mesto_ekonomiki_rossii_v_mirovyh_reytingah (дата обращения 30.06.2020)

экономике доля России составляла тогда около 8%, в то время как к 2020 году она снизилась до 3%. Причина — начавшееся отставание темпов роста России и СССР в целом в период брежневского застоя и в последние три года перестройки, а главное — отсутствие экономического роста в первые 30 лет существования новой России. В 2019 г. ВВП России был всего на 10% выше его размера в 1990 г. А экономика ЕС во главе с Германией увеличилась за эти 30 лет в 2 раза, США — в 2,5 раза, а у развивающихся стран во главе с Китаем и Индией — более чем в 3,5 раза.

Международным валютным фондом в 2020 году Россия отнесена к странам формирующихся и развивающихся рынков. Согласно данным МВФ²¹ (рисунок 1), Россия в 2021 году занимала 13-е место в мире по объёму ВВП и четвертое место среди стран Европы после Германии, Франции и Италии.

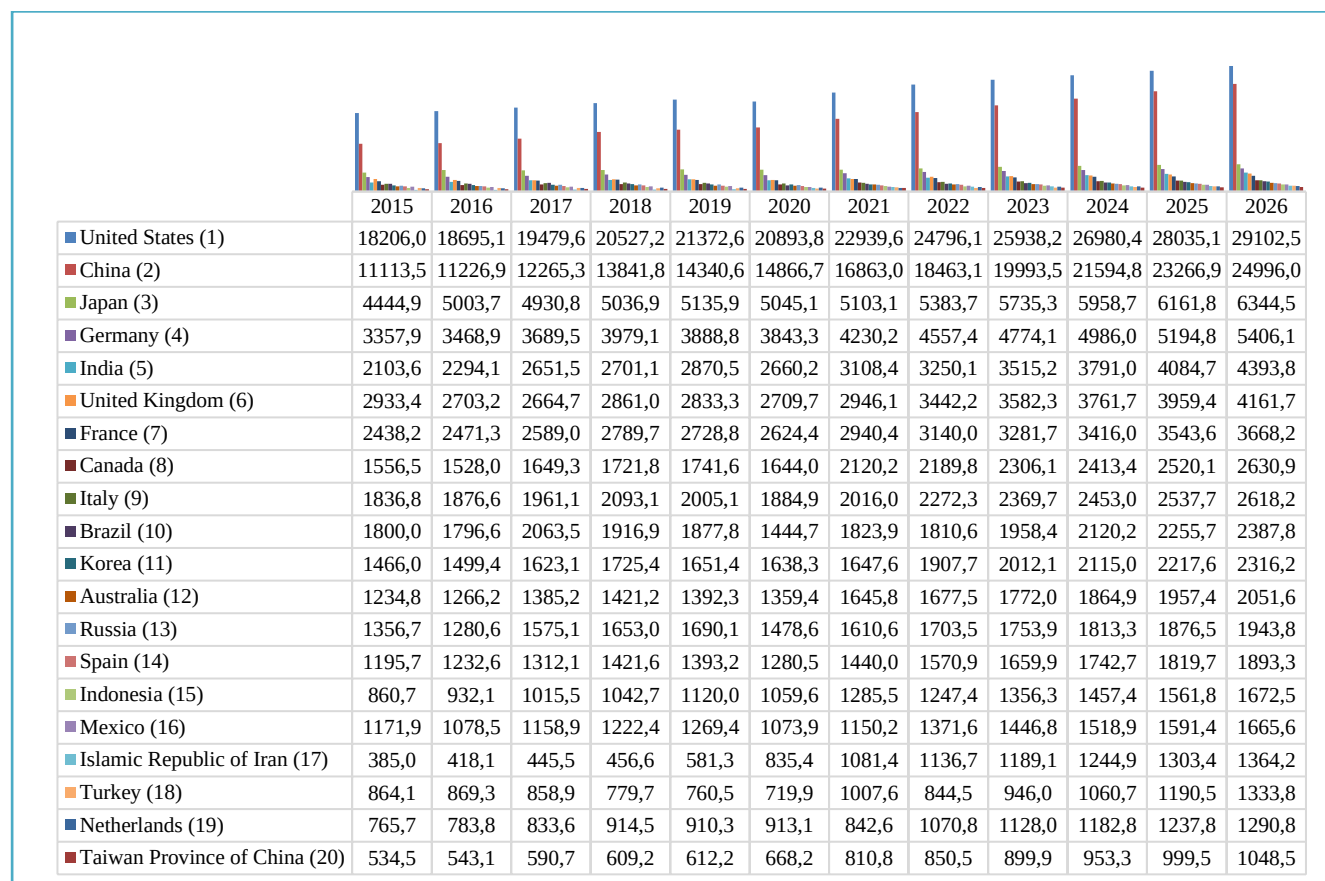


Рисунок 1 - ВВП 20 ведущих стран мира в текущих ценах, в млрд долларов в год

Источник: МВФ, составлено автором.

²¹Отчет Международного валютного фонда [Электронный ресурс]. URL: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/October> (дата обращения 30.06.2020)

Одной из задач к 2024 году президент РФ Владимир Путин в своем указе поставил «вхождение России в число пяти крупнейших экономик мира, обеспечение темпов экономического роста выше мировых при сохранении макроэкономической стабильности, в том числе инфляции на уровне, не превышающем 4%».

1.2. Баланс спроса и предложения нефтяного сырья на мировом рынке нефти

Часть кандидатской диссертация автора²² была посвящена тому, что информационные поводы оказывают большее воздействие на нефтяные цены, чем статистика баланса, которая к тому же не является выверенной между основными ньюсмейкерами мировых прогнозов.

К тому же для большинства инвесторов, оказывающих влияние на мировые котировки, важны не конкретные значения уровня перепроизводства, а само подтверждение авторитетными источниками наличия профицита на мировом рынке нефти.

Но сами фундаментальные факторы имеют информационную основу. Поставщиками информации глобального уровня являются Международное энергетическое агентство (МЭА), Управление энергетической информации США, Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК).

Несовпадения данных в отчетах авторитетных организаций приводят к отсутствию достоверной информации и оказывают воздействие на искажение в области ценообразования на сырье

²² Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний: диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с.: Экономика и управление народным хозяйством

Таким образом, соотношение таких базовых параметров, как спрос-предложение, производство-поставка на цены влияют опосредованно на основании данных информационных агентов.

Автором была проведена оценка уровня мирового профицита нефти и изменения цен на нефть, которая продемонстрировала отсутствие закономерностей, подтверждающих, что при росте профицита сырья на рынке цена на нефть должна снижаться, и при сокращении профицита, то есть формировании баланса спроса и предложения, цена на нефть должна следовать повышающему тренду, а само абсолютное значение профицита также не оказывает преобладающего влияния на формирование мировой цены на нефть.

Таким образом, в период снижения мировых цен на нефть при наличии профицита сырья на глобальном нефтяном рынке уменьшение квот на нефтедобычу отдельной страной или альянсом не является достаточным условием повышения цены на нефть.

Это объясняется, во-первых, неэластичностью цены на нефть к соотношению спроса и предложения на мировых рынках, и к изменению профицита углеводородного сырья. Помимо неэластичности спроса-предложения к цене на нефть, формируемой на международных биржевых площадках, сокращение нефтедобычи может быть связано с рисками перераспределения доли рынка в пользу стран, не участвующих в ограничениях, а также непрогнозируемыми геополитическими и информационными событиями, на которые реагируют участники биржевого рынка.

Анализ отчетных данных по рынку нефти Международного энергетического агентства (МЭА) и Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) продемонстрировал различные подходы к формированию отчетов, компонентам сгруппированных данных, которые осложняют выявление корректной сопоставимости итоговых значений мирового спроса и предложения, оказывающего влияние на мировое ценообразование.

Исходя из консолидированной информации, выделенной из отчета ОПЕК, в 2021 году мировой спрос на нефть составлял 96,7 млн баррелей в сутки (таблица 1).

Таблица 1 - Мировой спрос на нефть в 2018-2022 годах, в млн. баррелей в день

	2018	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021	в % 2022 к 2021
ОЭСР	47,7	47,6	42,0	44,7	46,6	1,9	4%
Америка	25,4	25,4	22,4	24,2	25,3	1,1	5%
<i>в том числе США</i>	<i>20,6</i>	<i>20,6</i>	<i>18,4</i>	<i>19,9</i>	<i>20,8</i>	<i>0,9</i>	<i>4%</i>
Европа	14,3	14,3	12,4	13,1	13,7	0,6	5%
Страны АТР	8,0	7,9	7,1	7,4	7,6	0,2	2%
не-ОЭСР	51,5	52,4	49,0	52,1	54,3	2,3	4%
Китай	13,2	13,7	13,6	14,6	15,2	0,6	4%
Индия	4,9	5,0	4,5	4,8	5,2	0,4	8%
Россия	3,6	3,6	3,4	3,6	3,8	0,2	6%
Прочие страны Азии	8,9	9,1	8,1	8,6	9,0	0,3	4%
Латинская Америка	6,5	6,6	6,0	6,3	6,5	0,2	3%
Ближний Восток	8,1	8,2	7,6	8,0	8,3	0,3	3%
Африка	4,3	4,4	4,1	4,3	4,4	0,1	3%
Прочие страны Евразии	1,2	1,2	1,1	1,2	1,3	0,1	9%
Европа	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,0	3%
Мировой спрос на нефть	99,2	100,0	91,0	96,7	100,9	4,2	4%

Источник: ОПЕК²³, анализ автора

Согласно отчету ОПЕК, мировое производство нефти составило в 2021 году 89,9 млн баррелей в сутки (таблица 2), объем газового конденсата и нетрадиционной нефти ОПЕК²⁴ составил 5,1 млн баррелей в сутки, таким образом, по итогам 2021 года возник дефицит ресурсов в объеме -1,7 млн баррелей в сутки.

По остальным странам газовый конденсат и нетрадиционные нефти не выделяются. То есть подходы к учету нефти применяются разные, что создает неопределенности в части корректной оценки мирового баланса.

Таблица 2 - Мировое предложение на нефть в 2018-2022 годах, в млн баррелей в день

	2018	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021	в % 2022 к 2021
ОЭСР	28,2	30,0	29,1	29,5	30,8	1,3	4%
Америка	24	25,8	24,7	25,2	26,4	1,2	5%

²³ Отчет ОПЕК за март 2022 года, URL: https://www.opec.org/opec_web/en/publications (дата обращения 30.06.2020)

²⁴ NGL + non-conventional oils

	2018	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021	в % 2022 к 2021
в том числе США	16,7	18,5	17,6	17,8	18,8	1,0	6%
Европа	3,8	3,7	3,9	3,8	3,9	0,1	3%
Страны АТР	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	-6%
не-ОЭСР	32,8	33,1	31,6	31,8	33,6	1,8	6%
Китай	4	4,0	4,2	4,3	4,4	0,1	2%
Индия	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,1	7%
Россия	11,5	11,6	10,6	10,8	11,8	1,0	9%
Прочие страны Азии	2,7	2,7	2,5	2,4	2,4	0,0	0%
Латинская Америка	5,8	6,1	6,0	6,0	6,2	0,2	3%
Ближний Восток	3,2	3,2	3,2	3,2	3,4	0,2	5%
Африка	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	0,0	0%
Прочие страны Евразии	3,1	3,1	2,9	2,9	3,2	0,3	10%
Европа	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0%
на переработке	2,3	2,4	2,2	2,3	2,4	0,1	4%
ОЭСР + не-ОЭСР	63,3	65,5	63,0	63,6	66,8	3,2	5%
ОПЕК нефть	31,9	29,3	25,6	26,3	28,5	балансировка	
Мировое производство нефти	95,2	94,9	88,6	89,9	95,3		
ОПЕК газ конденсат и нетрадиционные нефти	5,2	5,1	4,9	5,1	5,2		
+/- предложение/к спросу	1,1	0,0	2,5	-1,7	-0,4		

Источник: ОПЕК²⁵, анализ автора

Поскольку миссией ОПЕК+ является устранение излишнего предложения на мировом нефтяном рынке, то корректность данных и единые методологические основы при формировании отчетов имеют глобальное значение.

Используемые мощности нефтепереработки (таблица 3) снизились в 2020 году на -8% относительно 2019 года на фоне глобального падения спроса на топливо, но в 2021–2022 годах мощности возросли преимущественно в Китае, Индии, России, на Ближнем Востоке, в США, Европе. В 2022 году мировые нефтеперерабатывающие мощности еще отставали от «доковидного» уровня 2019 года.

Таблица 3 - Мощности по переработке нефти в 2018-2022 годах, в млн баррелей в день

	2018	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021	в % 2022 к 2021
ОЭСР	38,5	37,8	33,1	34,5	35,6	1,1	3%
Америка	19,3	19,0	16,5	17,8	18,2	0,4	2%

²⁵ Отчет ОПЕК за декабрь 2020 года и январь 2021 года, [Электронный ресурс]. URL: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (дата обращения 15.03.2021)

	2018	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021	в % 2022 к 2021
<i>в том числе США</i>	17,3	17,0	14,7	15,7	15,9	0,3	2%
Европа	12,2	12,1	10,6	10,9	11,4	0,5	5%
Страны АТР	7,0	6,8	5,9	5,8	6,0	0,2	3%
не-ОЭСР	43,1	43,6	40,6	42,9	44,3	1,4	3%
Китай	12,0	13,0	13,5	14,1	14,1	0,0	0%
Индия	4,9	5,0	4,4	4,7	5,1	0,3	7%
Россия	5,7	5,7	5,4	5,6	5,8	0,2	3%
Прочие страны Азии	5,1	5,1	4,7	4,7	5,1	0,3	7%
Латинская Америка	4,2	4,1	3,3	3,4	3,5	0,1	3%
Ближний Восток	7,1	6,9	6,0	6,7	7,1	0,4	7%
Африка	2,2	2,0	1,8	2,0	2,0	0,0	1%
Прочие страны Европы и Евразии	1,9	1,8	1,5	1,7	1,7	0,1	4%
Мощности НПЗ ОЭСР + не-ОЭСР	81,5	81,4	73,7	77,3	79,9	2,6	3%

Источник: ОПЕК²⁶, анализ автора

2

1.3. Россия как страна-координатор мирового рынка нефти

В конце 2014 года, в связи с началом падения мировых цен на энергоносители, возникла необходимость выработки согласованных действий между Россией и членами Организации стран - экспортеров нефти. Основная цель сделки ОПЕК+ — соблюдение баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти, результатом которого может стать стабилизация глобальных нефтяных цен.

30 ноября 2016 года на встрече в Вене 13 государств - членов ОПЕК договорились о сокращении добычи нефти на 1,2 млн баррелей в сутки, до 32,5 млн баррелей. К соглашению 10 декабря 2016 года присоединились еще 11 стран, не входящих в ОПЕК: Россия, Азербайджан, Бахрейн, Бруней, Казахстан, Малайзия, Мексика, Оман, Судан, Экваториальная Гвинея и Южный Судан, и согласились сократить на нефтедобычу на 0,56 млн баррелей в сутки.

Соглашение ОПЕК + исполнялось с 2017 по 2019 год включительно.

В январе 2020 года нефтяные котировки начали падать: рынок отреагировал на новости о появившейся в Китае новой коронавирусной инфекции. В начале февраля 2020 года Саудовская Аравия предложила провести внеочередную встречу

²⁶ Отчет ОПЕК за декабрь 2020 года, [Электронный ресурс]. URL: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (дата обращения 15.02.2021)

ОПЕК+ для пересмотра параметров соглашения.

4 марта на заседании министерского мониторингового комитета ОПЕК+, предваряющего основную министерскую встречу, Саудовская Аравия и ряд других стран предложили усилить сокращение добычи во втором квартале 2020 года еще на 1,5 млн баррелей в сутки. Однако 6 марта в ходе министерской встречи Саудовская Аравия не смогла договориться с Россией об объемах сокращения нефтедобычи.

Таким образом, с 1 апреля 2020 года сделка ОПЕК+ перестала действовать.

К концу апреля 2020 года глобальное предложение нефти превысило спрос на 20 млн баррелей в сутки.

В результате переговоров на уровне ОПЕК+ и G20 9-12 апреля 2020 года было заключено соглашение по снижению добычи всеми 23 странами:

- на 9,7 млн баррелей в сутки в мае – июне 2020 года,
- на 7,7 млн баррелей - в июле – декабре 2020 года,
- на 5,8 млн баррелей - до апреля 2022 года.

20 апреля котировки майских фьючерсов на американскую марку нефти WTI впервые в истории стали отрицательными, цена на нефть Brent оценивалась в 20 долларов за баррель.

Сделка ОПЕК+ в формате апрельского соглашения вступила в силу 1 мая 2020 года. На фоне ослабления карантинных мер и роста потребления топлива ситуация на нефтяных рынках начала стабилизироваться, к началу июня 2020 года котировки нефти Brent достигли уровня 39 долларов за баррель.

При этом Россия и Саудовская Аравия приняли в качестве базового уровня единое значение - 11 млн баррелей в сутки (таблица 4), и это подтверждает значимость принятого решения в общемировой балансировке и регулирующего воздействия России на мировой рынок нефти.

Таблица 4 - Квоты стран ОПЕК+ по добыче нефти с мая 2020 года по апрель 2022 года.

Страны	Объем добычи в базовом периоде по	Квоты по добыче, определенные соглашением ОПЕК+ в апреле 2020 года

	соглашению - октябрь 2018	Май – июнь 2020	Июль- декабрь 2020	Январь 2021- Апрель 2022
ОПЕК	26683	20598	21815	23031
Алжир	1057	816	864	912
Ангола	1528	1179	1249	1318
Конго	325	251	266	281
Экваториальная Гвинея	127	98	104	110
Габон	187	144	153	161
Ирак	4653	3592	3804	4016
Кувейт	2809	2168	2296	2424
Нигерия	1829	1412	1495	1579
Саудовская Аравия	11000	8492	8994	9495
ОАЭ	3168	2446	2590	2735
<i>Ливия*)</i>	<i>1097</i>			
<i>Иран</i>	<i>2356</i>			
<i>Венесуэла</i>	<i>796</i>			
Не-ОПЕК	17170	13254	14037	14820
Азербайджан	718	554	587	620
Бахрейн	205	158	167	177
Бруней	102	79	84	88
Казахстан	1709	1319	1397	1475
Малайзия	595	459	486	513
Мексика	1753	1353	1433	1513
Оман	883	682	722	762
Россия	11000	8492	8994	9495
Судан	75	58	61	65
Южный Судан	130	100	106	112
ИТОГО ОПЕК+	43853	33852	35852	37851

*) Венесуэла, Ливия и Иран получили освобождение от сделки по сокращению добычи нефти ОПЕК+, Ливия не исполняет соглашение при добыче менее 1,7 млн.барр/сутки
 Источник: ОПЕК²⁷, анализ автора

Однако все усилия ОПЕК и присоединившихся стран вступали в противодействие с высокой эластичностью по цене сланцевой нефти, добываемой в США.

Как только происходило повышение цен на нефть за счет сокращения стран-участников соглашения, в короткие сроки наращивались объемы бурения новых скважин и закачивание из фонда незавершенных скважин.

Именно такая живучесть сланцевой энергетики США создает цикличность:

²⁷ Отчет ОПЕК за декабрь 2020 года и январь 2021 года, [Электронный ресурс]. URL: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (дата обращения 15.02.2021)

когда страны ОПЕК+ сокращали объемы добычи, производители США на этом фоне агрессивно наращивали добычу нефти, занимая традиционные экспортные рынки стран ОПЕК+.

В настоящее время обозначенные в диссертационном исследовании автора²⁸ 2016 года риски перераспределения доли рынка в пользу стран, не участвующих в ограничениях, обрели фактические очертания.

Министр финансов Антон Силуанов в мае 2019 года выступил с критикой соглашения ОПЕК+, в рамках «которого Россия и ближневосточные экспортеры «черного золота» отказались от борьбы за рынок и добровольно ограничили нефтедобычу.

«Сокращение добычи нефти странами картеля и его партнерами стало стратегической угрозой для российской нефтяной отрасли и освобождает рынок для американских нефтяников» - сказано в письме, подписанным руководителем ПАО «Роснефть» И.И. Сечиным к Президенту РФ В. В. Путину.

Фактические данные за 2019–2020 годы (таблица 5) продемонстрировали, что в ковидном 2020 году потери нефтедобычи составили:

- по странам ОЭСР -2% или -0,6 млн баррелей в сутки,
- по странам ОПЕК – 13% или -3,7 млн баррелей в сутки,
- по странам, не входящим в ОЭСР и ОПЕК -4% или -1,3 млн баррелей в сутки.

При этом потери нефтедобычи:

- США составили -4% или -0,8 млн баррелей в сутки
- Саудовской Аравии - 6% или -0,8 млн баррелей в сутки
- России -9% или на -1,0 млн баррелей в сутки.

2 страны, которые нарастили добычу в кризисном 2020 году, стали:

- Китай +2%
- Бразилия +3%.

²⁸ Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с. : ил. Экономика и управление народным хозяйством

Таким образом, фактическое сокращение добычи нефти Саудовской Аравии в 2020 году относительно уровня 2019 года оказалось меньше по сравнению с объемом добычи российской нефти на -0,2 млн. баррелей в сутки.

Указанные данные подтверждают, что Россия понесла самые значимые потери экспорта нефти среди стран-участников ОПЕК+, и ряд стран использовал ограничительные меры стран ОПЕК+ для поддержки собственного уровня нефтедобычи и интервенции на традиционные для России рынки потребителей нефти.

Таблица 5 - Добыча нефти по странам мира в 2019-2022 годах, в млн баррелей в день

Страны	2018	2019	2020	+/- добыча в 2020 к 2019	+/-в % добыча в 2020 к 2019	2021	+/- добыча в 2021 к 2020	2022	+/- добыча в 2022 к 2021
СТРАНЫ ОЭСР	28,2	30,0	29,1	-0,9	-3%	29,7	0,6	30,9	1,2
США	16,7	18,4	17,6	-0,8	-4%	18,0	0,4	19,2	1,2
Канада	5,3	5,4	5,2	-0,2	-4%	5,4	0,2	5,6	0,2
Мексика	2,1	1,9	1,9			2,0	0,1	2,0	0,0
Норвегия	1,9	1,7	2,0	0,3	18%	2,0	0,0	1,9	-0,1
Великобритания	1,1	1,1	1,1			0,9	-0,2	0,9	0,0
Дания	0,1	0,1	0,1			0,1	0,0	0,1	0,0
Прочие страны ОЭСР в Европе	0,7	0,7	0,8	0,1	14%	0,8	0,0	0,8	0,0
Австралия	0,3	0,5	0,5			0,4	-0,1	0,4	0,0
Прочие страны ОЭСР в АТР	0,1	0,1	0,1			0,1	0,0	0,1	0,0
Прочие	32,8	33,1	31,6	-1,3	-5%	31,8	0,2	33,6	1,8
Китай	4,0	4,0	4,1	0,1	2%	4,3	0,2	4,5	0,2
Индия	0,9	0,8	0,8			0,8	0,0	0,8	0,0
Бруней	0,1	0,1	0,1			0,1	0,0	0,1	0,0
Индонезия	0,9	0,9	0,9			0,8	-0,1	0,8	0,0
Малайзия	0,7	0,7	0,6	-0,1	-14%	0,6	0,0	0,6	0,0
Тайланд	0,5	0,5	0,5			0,4	-0,1	0,4	0,0
Вьетнам	0,3	0,3	0,2	-0,1	-33%	0,2	0,0	0,2	0,0
АТР прочие	0,2	0,2	0,2			0,2	0,0	0,2	0,0
Аргентина	0,7	0,7	0,7			0,7	0,0	0,8	0,1
Бразилия	3,3	3,6	3,7	0,1	3%	3,6	-0,1	3,7	0,1
Колумбия	0,9	0,9	0,8	-0,1	-11%	0,8	0,0	0,8	0,0
Эквадор	0,5	0,5	0,5			0,5	0,0	0,5	0,0
Латинская Америка прочие	0,4	0,4	0,4			0,4	0,0	0,6	0,2
Бахрейн	0,2	0,2	0,2			0,2	0,0	0,2	0,0
Оман	1,0	1,0	1,0			1,0	0,0	1,1	0,1
Катар	1,9	1,9	1,9			1,9	0,0	1,9	0,0
Йемен			0,1	0,1		0,1	0,0	0,1	0,0
Камерун	0,1	0,1	0,1			0,1	0,0	0,1	0,0
Чад	0,1	0,1	0,1			0,1	0,0	0,1	0,0
Египет	0,7	0,7	0,6	-0,1	-14%	0,6	0,0	0,6	0,0
Гана	0,2	0,2	0,2			0,2	0,0	0,2	0,0
Судан	0,2	0,2	0,2			0,2	0,0	0,2	0,0

Страны	2018	2019	2020	+/- добыча в 2020 к 2019	+/- % добыча в 2020 к 2019	2021	+/- добыча в 2021 к 2020	2022	+/- добыча в 2022 к 2021
Африка прочие	0,2	0,2	0,2			0,1	-0,1	0,1	0,0
Россия	11,5	11,6	10,6	-1,0	-9%	10,8	0,2	11,0	0,2
Казахстан	1,9	1,9	1,8	-0,1	-5%	1,8	0,0	1,8	0,0
Азербайджан	0,8	0,8	0,7	-0,1	-13%	0,7	0,0	0,7	0,0
Евразия прочие	0,5	0,5	0,5			0,4	-0,1	0,3	-0,1
ОПЕК нефть	31,9	29,3	25,6	-3,7	-13%	26,3	0,7	28,9	2,6
ОПЕК NGL	5,2	5,1	4,9	-0,2	-4%	5,2	0,3	5,3	0,1
на переработке	2,3	2,4	2,2	-0,2	-8%	2,3	0,1	2,4	0,1
Мировое предложение нефти	100,4	100,0	93,4	-6,6	-0,1	95,3	1,9	101,1	5,8
Мировой спрос на нефть	99,2	100,0	91,0	-9,0	-0,1	97,1	6,1	99,6	2,5

Источник: ОПЕК, анализ автора

В 2022 году страны ОЭСР нарастили объемы добычи на +1,2 млн баррелей в сутки, страны, не входящие в ОЭСР и ОПЕК нарастили объемы добычи в 2022 году на +1,8 млн баррелей в сутки, ОПЕК – на + 2,6 млн баррелей в сутки.

Темпы прироста мирового предложения по итогам 2022 года оказались выше темпов роста мирового спроса на нефть, в этой связи приверженность стран ОПЕК+ по продолжению сокращения объемов добычи подтверждается статистическими отчетами.

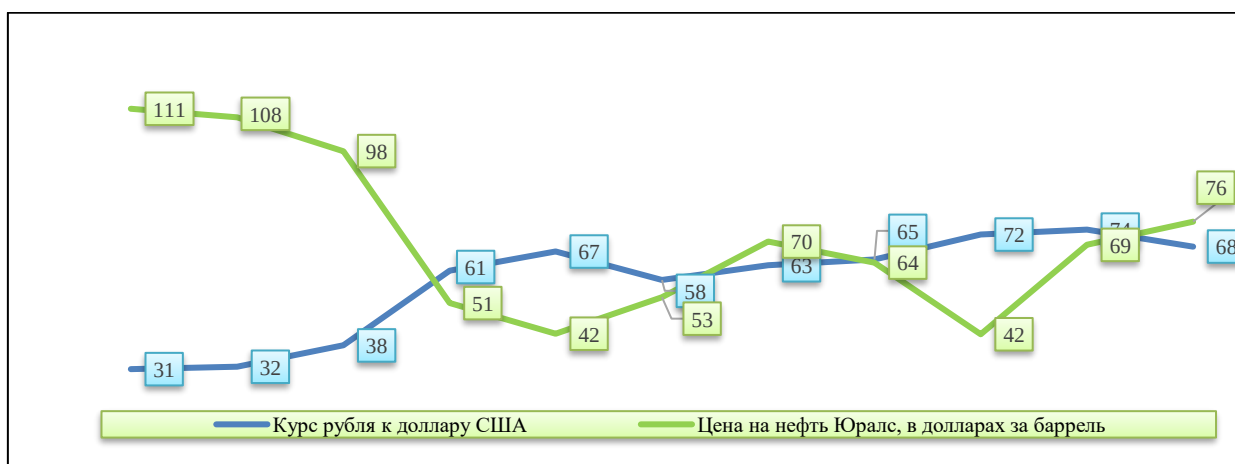
1.4. Оценка влияния нефтегазовых доходов на бюджет России

Нефтегазовый сектор в России обеспечивает максимальный приток налогов в бюджет РФ, при этом сокращение добычи нефти и газа на фоне выполнения соглашения ОПЕК+, импорта российских углеводородов на фоне санкционного давления, снижение объемов переработки углеводородов, окажет непосредственное влияние на производственный потенциал нефтегазовой отрасли в будущем.

В настоящее время требования к налогообложению предусмотрены Налоговым Кодексом РФ, суть нефтегазового налогового маневра заключается в равномерном (на протяжении 2019–2024 гг.) снижении экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты с равнозначным повышением ставки НДС, то есть стимулируется ресурсный экспорт.

Следует отметить, что общие доходы и платежи в бюджет РФ, бюджетные доходы от нефтегазового сектора напрямую коррелируют с изменением цен на нефть.

Как представлено на рисунке 2, курс рубля к доллару США и цена на нефть Юралс имели разнонаправленную динамику, что позволяет бюджету при падении нефтяных цен, с одной стороны, компенсировать рублевые доходы, с другой стороны, нивелировать значимый разрыв в сумме бюджетных поступлений.



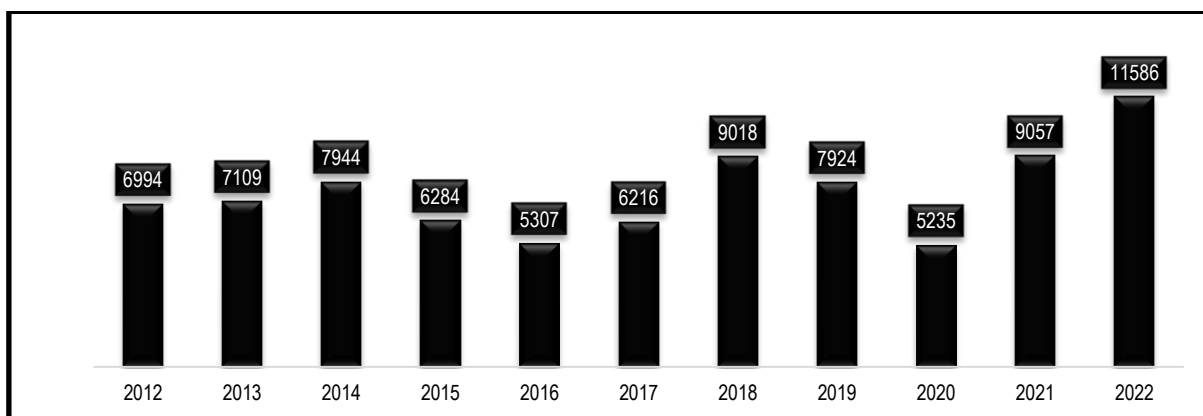


Рисунок 2 - Корреляция доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, в млрд. рублей в год/ курса рубля к доллару США и цены на нефть в долларах за баррель

Источник: Минфин, Центробанк, анализ автора

Согласно отчету Минфина²⁹ нефтегазовые доходы (без учета акциза на нефтепродукты) в 2020 году составили по факту 5235 млрд рублей за 2021 год - 9057 млрд рублей, в 2022 году – рекордные 11586 млрд рублей (таблица 6).

Таблица 6 - Структура нефтегазовых доходов в бюджете России в 2018-2022 годах, млрд рублей

Показатели	2018	2019	2020	2021	2022
Нефтегазовые доходы, всего	9 018	7 924	5 235	9 057	11 586
<i>Налог на добычу полезных ископаемых</i>	<i>6 010</i>	<i>5 972</i>	<i>3 820</i>	<i>7 111</i>	<i>10 644</i>
Нефть	5 232	5 176	3 198	6 296	8 391
Газ	631	627	482	578	1 872
Газовый конденсат	147	169	139	237	380
<i>Экспортная пошлина</i>	<i>3 008</i>	<i>2 276</i>	<i>1 132</i>	<i>2 225</i>	<i>2 507</i>
Нефть	1 550	1 116	436	708	607
Газ	809	696	439	1 125	1 630
Нефтепродукты	649	465	256	391	269
<i>Акциз на нефтяное сырье без Кдемн и Кинв*</i>	-	-142	-222	-565	-977
<i>Кдемн</i>	-	-282	357	-674	-2 166
<i>Кинв</i>				-49	-106
<i>НДД</i>	-	101	149	1 009	1 685

Источник: Минфин, анализ автора

²⁹ Отчет Минфина [Электронный ресурс]. URL: https://minfin.gov.ru/ru/document/?id_4=122094-svedeniya_o_formirovanii_i_ispolzovanii_dopolnitelnykh_neftegazovykh_dokhodov_federalnogo_byudzheta_v_2018-2022_godu (дата обращения 10.05.2022)

Как указано в таблице 6, нефтегазовые доходы бюджета не учитывают акцизы на нефтепродукты, НДС, налог на прибыль, социальные налоги.

Следует отметить, что нефтегазовая отрасль также является крупнейшим плательщиком налога на прибыль, НДС, налога на прибыль, социальных налогов, которые не учитываются Минфином в составе нефтегазовых доходов, в этой связи отсутствие консолидированной отчетности по совокупности расширенных нефтегазовых доходов не дает возможности оценить реальное влияние нефтегазового комплекса на бюджетные поступления страны.

Согласно Исследованию Института экономики роста им. Столыпина и Института народнохозяйственного планирования РАН³⁰ на сектор добычи полезных ископаемых и нефтепереработки приходится более 60% всех совокупных экспортных поступлений в бюджет РФ.

При этом доля нефтегазовых доходов, учитываемых Минфином, возросла с 28% в «ковидном» 2020 году до 42% в 2022 году (рисунок 3), снижение в 2020 году было связано с падением мирового спроса и цен на углеводороды на фоне распространения коронавирусной инфекции, но указанная статистика не означала, что Россия «слезает с нефтяной иглы», а продемонстрировала уязвимость бюджета от мировой цены на нефть.

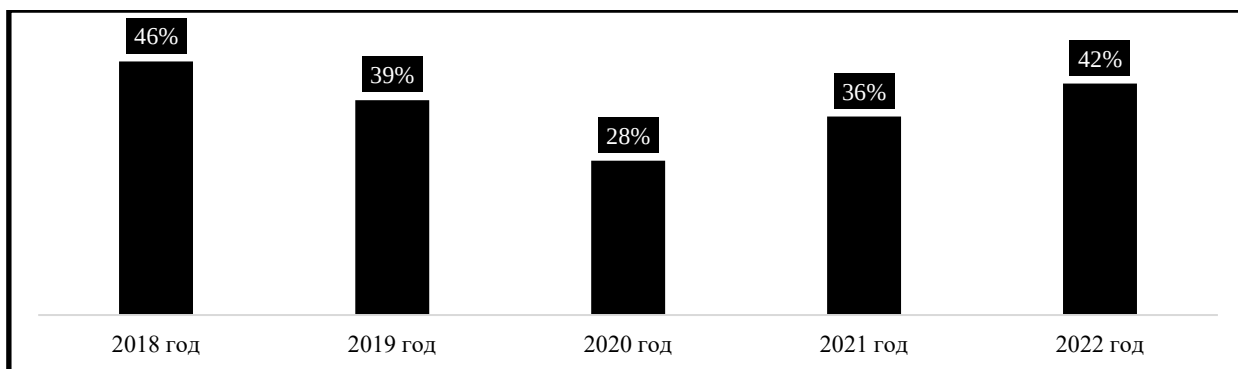


Рисунок 3 - Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2018-2022 годах
Источник: Минфин, анализ автора

³⁰ Исследование Института экономики роста им. Столыпина и Института народнохозяйственного планирования РАН «Зависимость российской экономики и бюджета от нефти», 2018, [Электронный ресурс]. URL: <http://stolypin.institute/institute/issledovanie-instituta-ekonomiki-rosta-zavisimost-rossiyskoy-ekonomiki-i-byudzheta-ot-nefti/>, дата обращения 20.10.2020

Средняя цена российской марки Urals в 2021 году составила 69,0 долларов за баррель, рост по сравнению с 2020 годом составил +65% (41,7 долларов за баррель), доля нефтегазовых доходов в бюджете возросла с 5235 млрд рублей в 2020 году до 9057 млрд рублей в 2021 году или на +73%.

В 2022 году на фоне роста мировых цен на нефть и газ, вызванного санкционным давлением на Россию и последующим выраженным дефицитом энергоресурсов в мире, доля нефтегазовых доходов в бюджете возросла до 42%, не включая акцизы на нефтепродукты, налог на прибыль, на доходы физических лиц, социальные налоги, уплачиваемые в бюджет за счет деятельности компаний нефтегазового комплекса.

В этой связи при отсутствии изменений в налоговом законодательстве ключевую позицию в будущем бюджетном наполнении нефтегазовых доходов будет занимать цена на нефть и газ на мировом рынке, объемы нефтегазодобычи и нефтегазопереработки, взаимосвязанные с возможностью экспорта, а также инвестиционный климат в нефтегазовой отрасли в части развития новых проектов.

Поскольку базой для расчета всех нефтегазовых налогов является цена на углеводородное сырье и нефтепродукты на мировых рынках, по мнению автора, для стабилизации бюджетного наполнения необходимы изменения, ориентированные не на нетбэки – цены мирового рынка, подверженные изменениям конъюнктуры мирового рынка, а внутренние цены.

Предложения по внесению изменений в порядок расчета нефтегазовых налогов представлены автором более детализированно в следующих главах настоящей диссертации.

С 2018 по 2022 года произошло изменение доли доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов (рисунок 4):

- НДПИ - с 67% в 2018 году до 73% в 2022 году,
- НДД - с 1% в 2018 году до 3% в 2022 году,
- таможенных пошлин - с 33% в 2018 году до 21% в 2022 году,

выпадающие доходы из бюджета нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям за счет обратного акциза, демпфера и инвестиционной составляющей возросли с -5% в 2019 году (начала действия) до +3% в 2022 году.

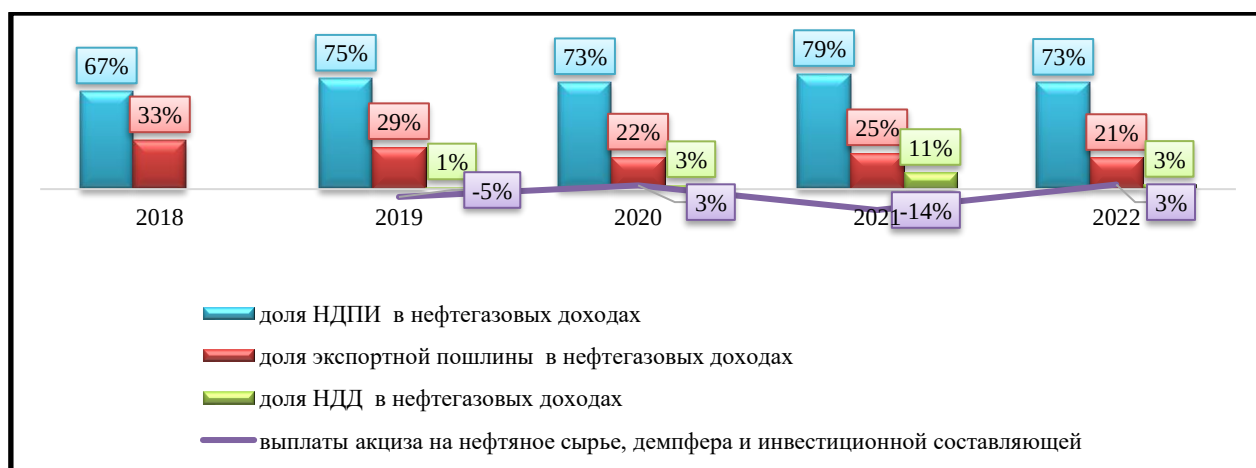


Рисунок 4 - Распределение налогов в нефтегазовой отрасли в 2018-2022 годах

Источник: Минфин, анализ автора

Примечание: акцизы на нефтепродукты в отчетах Минфина не включены в состав нефтегазовых доходов.

В своем диссертационном исследовании Кудрин А.Л. эмпирически определил, что «...государство более эффективно в качестве потребителя (заказчика) благ, нежели их производителя»³¹. При этом через бюджет перераспределяют ресурсы в пользу отдельных категорий населения и бизнеса, тем самым формируя их спрос. Кроме того, государство организует деятельность сектора государственного управления, который в широком смысле охватывает не только органы государственной власти, но и бюджетную сеть, публичные институты развития, компании с государственным участием. То есть государство участвует в экономике как с позиции спроса, так и посредством предложения отдельных товаров и услуг на рынке».

³¹ Кудрин, Алексей Леонидович. Теоретические и методологические подходы к реализации сбалансированной и эффективной бюджетной политики : диссертация ... доктора экономических наук : 08.00.10 / Кудрин Алексей Леонидович; [Место защиты: Рос. акад. народного хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2018. - 424 с. : ил. Финансы, денежное обращение и кредит

В то же время приоритетность субсидирования в нефтегазовой отрасли получают компании с государственным участием, что увеличивает для Государства стоимость проектов, так как отсутствует конкуренция и стимулы для снижения затрат на реализацию таких проектов.

1.5. Проблематика приоритетного стимулирования ресурсного экспорта

Как было представлено в разделе 1.4., доля нефтегазовых доходов в бюджете России составила в 2022 году 42% (не включая акцизы на нефтепродукты, налог на прибыль, налог на доходы физических лиц, социальные налоги, уплачиваемые в бюджет за счет деятельности компаний нефтегазового комплекса).

Проблематика приоритетного стимулирования сырьевого экспорта хорошо известна в экономической науке как «ресурсное проклятие» (или нефтяная игла, или голландская болезнь). Суть этих терминов сводится к тому, что ресурсное богатство стран приводит к их отставанию в экономическом развитии. При этом не сами природные ресурсы являются этим проклятием, именно их доминирование в народном хозяйстве страны.

«Голландская болезнь» - это, по сути, конечный негативный экономический результат для стран, располагающих большим объемом природных ресурсов и позволяющих обеспечивать приток денежных поступлений в экономику стран за счет экспорта сырьевых ресурсов.

Для стран, подверженных «ресурсному проклятию», характерна большая доля доходов от продажи сырья в ВВП, большая доля сырья в экспорте страны, низкая диверсификация экономики.

В Норвегии, Голландии, Великобритании доминирующая роль экспорта нефтяных ресурсов в общем ВВП стран привели к стагнации экономик этих стран в 1970-1980г.г. Причиной стагнации стало поступление в страну большого количества иностранной валюты, что привело к удорожанию

национальной валюты и снижению экспорта других производимых в стране товаров (рисунок 5).³²

Этапы «ресурсного проклятия» представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 - Этапы «ресурсного проклятия»

Одним из способов борьбы с «голландской болезнью» является создание суверенных фондов, которые способствуют трансферу сбережений между поколениями, позволяют сглаживать циклические колебания экономики,

³² Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с. : ил. Экономика и управление народным хозяйством

формируют условия для эффективной аллокации экспортной выручки от стран нетто-экспортеров энергоносителей к странам нетто-заемщикам³³.

Многие ресурсно-экспортирующие страны, такие, как Норвегия, ОАЭ, Кувейт, Саудовская Аравия, Катар, Казахстан, Азербайджан, Чили, Венесуэла формируют суверенные фонды, аккумулирующие сверхдоходы от экспорта энергоресурсов.

В России консолидацию сверхдоходов от экспорта углеводородов осуществляет Фонд национального благосостояния.

В 2021 году, согласно бюджетному правилу, цена отсечения составила 43,3 доллара за баррель нефти, в 2022 году - 44,2 доллара за баррель. Сверхдоходы должны были направляться в Фонд национального благосостояния (ФНБ). По состоянию на 01.02.2022, до начала СВО на Украине, объем средств ФНБ составлял 13,61 трлн руб. (рисунок 6).

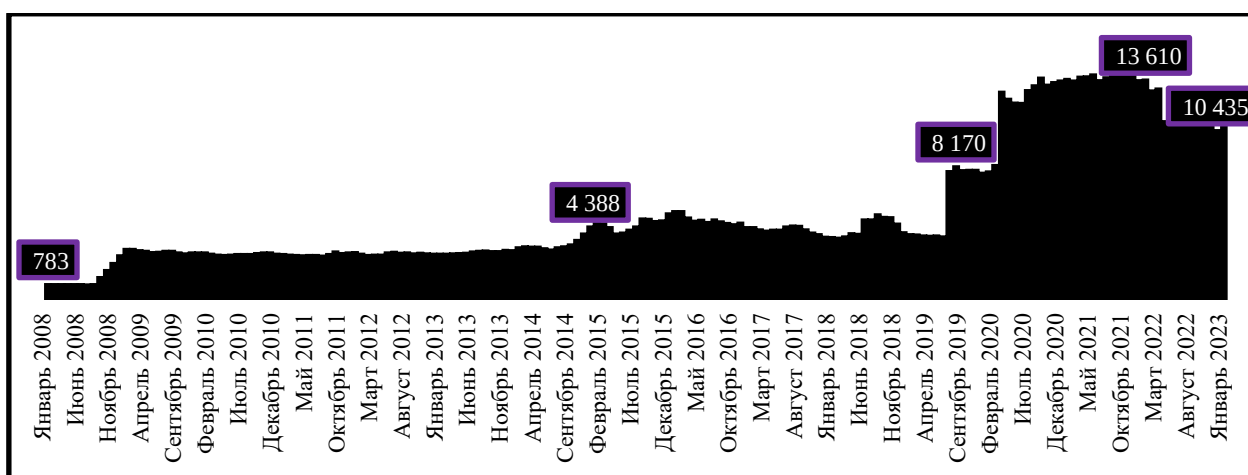


Рисунок 6 - Фонд национального благосостояния России, в трлн рублей

Источник: Минфин, анализ автора

Несмотря на падение мирового спроса и цен на нефть в период распространения коронавирусной инфекции в мире, объем Фонда национального благосостояния (ФНБ) вырос с 1 марта до 1 апреля 2020 года с 8,2 трлн рублей до 12,9 трлн рублей (рисунок 6), что было связано с

³³ Кудрин, Алексей Леонидович. Теоретические и методологические подходы к реализации сбалансированной и эффективной бюджетной политики : диссертация ... доктора экономических наук : 08.00.10 / Кудрин Алексей Леонидович; [Место защиты: Рос. акад. народного хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2018. - 424 с. : ил. Финансы, денежное обращение и кредит.

зачислением валюты, размещенной на отдельных счетах по учету средств ФНБ в пределах объема дополнительных нефтегазовых доходов за 2019 год.

При этом валютная структура средств фонда на счетах в Банке России была достаточно диверсифицирована и включала евро, фунты стерлингов, японские йены, китайские юани, золото и рубли (таблица 7).

Таблица 7 - Фонд национального благосостояния в 2022 году, млрд. руб.

Показатель	Январь 2022	Февраль 2022	Март 2022
Объем на начало периода	13 565	13 610	12 935
Объем на конец периода	13 610	12 935	13 052
в т.ч. в процентах к ВВП	10,2%	9,7%	9,8%
<i>Справочно:</i>			
<i>Объем средств фонда на конец периода (млрд. долларов США)</i>	<i>175</i>	<i>155</i>	<i>155</i>
<i>Доходы от размещения, зачисленные в федеральный бюджет</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>5</i>
Валютная структура средств фонда на счетах в Банке России на конец периода (в соответствующей валюте)			
доллары США	-	-	-
евро	39	39	39
фунты стерлингов	4	4	4
японские иены	600	600	600
китайские юани	227	227	227
золото в обезличенной форме в тоннах	406	406	406
рубли	0	142	99
Размещено в иные разрешенные активы на конец периода	4 840	3 197	3 359
рубли	4 287	2 749	2 914
иностранная валюта	554	448	445

Источник: Минфин³⁴, анализ автора

После заморозки валютных активов ФНБ с 2 марта 2022 года предусмотрена временная приостановка на 2022 год бюджетного правила, связанного с использованием дополнительных нефтегазовых доходов федерального бюджета.

Федеральным законом от 9 марта 2022 г. N 53-ФЗ "О внесении изменений в Бюджетный кодекс Российской Федерации предусмотрено изменение бюджетного правила с возможностью направлять дополнительные нефтегазовые доходы на замещение государственных заимствований,

³⁴ Фонд национального благосостояния [Электронный ресурс]. URL: <https://minfin.gov.ru/ru/performance/nationalwealthfund/> (дата обращения 10.05.2022)

погашение государственного долга Российской Федерации, на исполнение публичных нормативных обязательств Российской Федерации в случае недостаточности предусмотренных на их исполнение бюджетных ассигнований, а также на иные цели, определенные Правительством Российской Федерации.

Таким образом, последствия реализации бюджетного правила в условиях санкционного давления на Россию и блокировки валютных резервов Банка России продемонстрировали ненадежность международных финансовых институтов и требуют эффективной перестройки управленческой стратегии в отношении размещения золотовалютных резервов в России, а также увеличения государственных субсидий для развития собственных производств и импортозамещения.

При этом бюджетная модель предусматривает зависимость доходной части от объемов добычи и экспорта углеводородов в совокупности с международными оценками нефти Юралс при дополнительной заморозке золотовалютных активов, сформированных нефтегазовым сектором российской экономики.

По состоянию на 01.01.2023 года объем фонда национального благосостояния составлял 10,4 трлн рублей, на 01.03.2023 - 11,1 трлн рублей.

Среди валют размещения ФНБ на 01.03.2023 использованы евро, юани, рубли, золото в обезличенной форме.

1.6. Роль российского нефтегазового сектора в мировой энергетике и изменения в структуре производства на фоне кризиса потребления

По итогам 2021 года Россия³⁵ занимала:

по запасам

³⁵ OPEC Annual Statistical Bulletin 2021 [Электронный ресурс]. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2021.pdf (дата обращения 15.02.2021)

- природного газа – 1 место в мире
- нефти – 7 место в мире после Венесуэлы, Саудовской Аравии, Ирана, Ирака, ОАЭ

в мировой добыче

- природного газа – 2 место после США
- нефти – 2 место в мире после США

в мировых нефтеперерабатывающих мощностях

- 3 место в мире после США и Китая.

Таким образом, российский нефтегазовый сектор входит в тройку мировых лидеров по добыче нефти и газа, запасам и объемам потребления природного газа.

Согласно отчетности Минэнерго России (таблица 8)³⁶ за 2022 год, характеризующийся введением эмбарго на российскую нефть, показатели ТЭК продемонстрировали в основном положительную динамику относительно 2021 года:

- объем нефтедобычи в совокупности с газовым конденсатом возрос на 10,7 млн тонн/+2%, составив в 2022 году 535,2 млн тонн,
- объем добычи природного газа сократился на -88,0 млрд м куб/-12%, составив в 2022 году 672,6 млрд м куб,
- объем добычи угля возрос на +9,1 млн тонн/+29%, составив в 2022 году 443,6 млн тонн,
- выработка электроэнергии возросла на +7,0 млрд квт*час/+1%, составив в 2022 году 1167,0 млрд квт*час.

Экспорт нефти продемонстрировал рост на +20,4 млн тонн/+9%, установившись на уровне 252,0 млн тонн в 2022 году.

Объем первичной переработки нефтяного сырья сократился в 2022 году на -11,0 млн тонн/-3% и составил 277,1 млн тонн.

³⁶ Статистика Минэнерго России, [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения 15.02.2021)

Таблица 8 - Основные производственные показатели сектора нефтегазодобычи и нефтегазопереработки в России в 2018-2022 г.г., в млн.тонн

Показатели	ед изм	2018	2019	2020	2021	2022	+/- к предыдущему году	+/- в % к предыдущему году
Объем добычи нефти и газового конденсата	млн тонн	555,8	560,3	512,8	524,5	535,2	10,7	2%
Объем добычи нефти и газового конденсата	млн барр/сутки	11,2	11,2	10,3	10,5	10,7	0,2	2%
Объем экспорта сырой нефти	млн тонн	257,5	266,1	232,4	231,6	252,0	20,4	9%
Объем поставки нефти на переработку	млн тонн	291,4	290,3	274,9	288,1	277,1	-11,0	-4%
Объем первичной переработки сырья	млн тонн	286,1	285,0	270,0	280,8	271,7	-9,1	-3%
Объем производства бензина	млн тонн	39,4	40,2	38,4	40,8	42,6	1,8	4%
Объем производства дизельного топлива	млн тонн	78,3	78,4	78,0	80,3	85,1	4,8	6%
Объем производства мазута	млн тонн	47,9	45,7	41,1	43,4	40,4	-3,0	-7%
Доля экспорта нефти к объему нефтедобычи	%	46%	47%	45%	37%	41%	4%	12%
Доля производства светлых нефтепродуктов к объему первичной переработки	%	41%	42%	43%	43%	47%	4%	9%
Объем добычи природного газа	млрд м куб	725,2	737,6	692,9	760,6	672,6	-88,0	-12%
Объем добычи угля	млн тонн	439,3	437,0	401,4	434,5	443,6	9,1	2%
Производство электроэнергии	млрд.Квт*час	1091,1	1096,2	1063,4	1160,0	1167,0	7,0	1%

Источник: Минэнерго, НААНС-МЕДИА, составлено автором

Согласно отчетности за 2022 год снижение добычи и экспорта российского природного газа на фоне подрыва трубопроводной инфраструктуры «Северных потоков» и отказа ЕС от российского газа осталось уязвимым звеном в российском ТЭК.

Рост экспорта нефти подтверждает необходимость расширения потенциала экспортной инфраструктуры в топливно-энергетической структуре страны в дружественные страны АТР на фоне санкционного давления и введения «эмбарго» на импорт российской нефти и нефтепродуктов со стороны стран Евросоюза.

Выводы по главе 1:

Изыскание путей и возможностей форсированного ускорения темпов экономического развития стран является одной из важнейших задач, особенно в связи с распространением коронавирусной инфекции в 2020 году, повлиявшей отрицательным образом как на объем мирового потребления энергоресурсов, так и темпы экономического роста.

Дальнейшее углубление глобализации российских компаний наталкивается на ограничения фундаментального характера, главным из которых является неготовность развитых стран отдавать все большую долю внутреннего рынка зарубежным производителям, это диктует необходимость разработки мер по импортозамещению и ориентации производственных мощностей для внутреннего потребления

Российский нефтегазовый сектор входит в тройку мировых лидеров по добыче нефти и газа, запасам и объемам потребления природного газа.

Функции стимулирования экономического роста и сглаживания циклических колебаний, особенно в кризисный период, во многом зависят от фискального режима в стране.

В настоящее время требования к налогообложению предусмотрены Налоговым Кодексом РФ, суть нефтегазового налогового маневра заключается в равномерном (на протяжении 2019–2024 гг.) снижении экспортной пошлины на

нефть и нефтепродукты с равнозначным повышением ставки НДС, то есть стимулируется ресурсный экспорт.

При этом доходы бюджета от нефтегазового сектора напрямую коррелируют с изменением цен на нефть.

Средняя цена российской марки Urals в 2021 году составила 69,0 долларов за баррель, рост по сравнению с 2020 годом составил +65% (41,7 долларов за баррель), при этом доля нефтегазовых доходов в бюджете возросла с 5235 млрд рублей в 2020 году до 9057 млрд рублей в 2021 году или на +73%.

В 2022 году на фоне роста мировых цен на нефть и газ, вызванного санкционным давлением на Россию и последующим выраженным дефицитом энергоресурсов в мире, доля нефтегазовых доходов в бюджете возросла в 2022 году до 42% (не включая акцизы на нефтепродукты, налог на прибыль, на доходы физических лиц, социальные налоги, уплачиваемые в бюджет за счет деятельности компаний нефтегазового комплекса).

В этой связи для комплексной оценки реального влияния нефтегазового сектора на бюджетные поступления страны автором предлагается ввести консолидированную отчетность по совокупности расширенных нефтегазовых доходов.

В текущей конфигурации налогового маневра в нефтегазовой отрасли бюджетные показатели следуют за конъюнктурой мировых нефтяных цен, что соответствует симптомам «голландской болезни».

В России консолидацию сверхдоходов от экспорта углеводородов осуществляет Фонд национального благосостояния.

В 2021 году, согласно бюджетному правилу, цена отсечения составила 43,3 доллара за баррель нефти, в 2022 году - 44,2 доллара за баррель. Сверхдоходы должны направляться в Фонд национального благосостояния (ФНБ).

После заморозки валютных активов ФНБ с 2 марта 2022 года предусмотрена временная приостановка на 2022 год бюджетного правила, связанного с использованием дополнительных нефтегазовых доходов федерального бюджета.

Таким образом, последствия реализации бюджетного правила в условиях санкционного давления на Россию и блокировки валютных резервов Банка России продемонстрировали ненадежность международных финансовых институтов и требуют эффективной перестройки управленческой стратегии в отношении размещения золотовалютных резервов в России, а также увеличения государственных субсидий для развития собственных производств и импортозамещения.

Доминирующая роль нефтегазового сектора в бюджетной модели оказалась уязвимым звеном на фоне санкционного давления со стороны Евросоюза – основного импортера российских энергоресурсов в пост-советский период и введения «эмбарго» на российскую нефть.

2. ВЫЗОВЫ И ВЛИЯНИЕ ЭКЗОГЕННЫХ ФАКТОРОВ НА РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР

2.1. Перспективы реализации «зеленой» повестки в мире и вызовы изменения спроса на российские углеводороды к 2050 году

Евросоюз намерен к 2050 г. стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа. Еврокомиссия ужесточила цели по зеленому переходу: к 2030 г. выбросы CO₂ в ЕС должны сократиться на 55% к уровню 1990 г., для этого потребление угля должно снизиться на 70% по отношению к 2015 г., а нефти и газа – более чем на 30 и 25% соответственно. Учитывая, что за предыдущие 30 лет ЕС сократил выбросы CO₂ лишь на 25%, достижение поставленных целей потребует сверхусилий – и Европа готова их была предпринять вплоть до 2022 года. К 2050 году Еврокомиссия планировала получать до 80% всей энергии из альтернативных источников³⁷.

14 июля 2021 года Европейская Комиссия утвердила пакет законопроектов, которые были нацелены на политические меры ЕС в сферах климата, энергетики, землепользования, транспорта и налогообложения к сокращению чистых выбросов парниковых газов как минимум на 55% к 2030 году по сравнению с показателями 1990 года. Обеспечение такого уровня сокращения выбросов в следующие десять лет должны были иметь решающее значение для достижения Европой климатической нейтральности к 2050 году первой в мире и для реализации Европейского зеленого курса. Европейская Комиссия представила механизмы правового регулирования, которые позволят достигнуть согласованных Европейским климатическим правом целей и коренным образом преобразовать экономику и общество для обеспечения справедливого, экологичного и благополучного будущего³⁸.

³⁷ «ЕК опубликовала стратегию создания экономики с нулевыми углеродными выбросами к 2050 году», [Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/5846230>, (дата обращения 27.09.2021)

³⁸ Сайт Европейской службы внешних связей [Электронный ресурс]. URL: https://eeas.europa.eu/ru/eu-information-russian/102124/европейская-комиссия-предложила-социально-экономические-преобразования-для-достижения_ru, (дата обращения 27.09.2021)

Пакет взаимосвязанных законопроектов Евросоюза (рисунок 7) включает:

- «Европейскую систему торговли квотами на выбросы парниковых газов (EU ETS) устанавливает цену за выбросы углерода и ежегодно понижает предельно допустимый уровень выбросов для отдельных секторов экономики. Система позволила успешно снизить выбросы в энергетической промышленности и энергоемких отраслях на 42,8% за последние 16 лет. Европейская Комиссия предлагает еще больше снизить общий предельно допустимый уровень выбросов и увеличить ежегодный показатель снижения. Кроме того, Комиссия предлагает постепенно отказаться от бесплатных квот на выбросы в авиации, присоединиться к глобальной Системе компенсации и сокращения выбросов углерода для международной авиации (CORSIA) и впервые включить в систему торговли квотами судоходство. Для решения проблемы недостаточного сокращения выбросов от автомобильного транспорта и при строительстве создана отдельная новая система торговли выбросами для строительства и снабжения топливом автомобильного транспорта.
- Страны ЕС разделяют ответственность за удаление углерода из атмосферы, поэтому Регламент о землепользовании, лесном хозяйстве и сельском хозяйстве устанавливает общеевропейскую цель поглощения углерода природными поглотителями в эквиваленте 310 млн тонн выбросов CO₂ к 2030 году. ЕС должен стремиться к достижению к 2035 году климатической нейтральности в секторах землепользования, лесного хозяйства и сельского хозяйства, включая также не связанные с CO₂ сельскохозяйственные выбросы, такие как выбросы от использования удобрений и от животноводства.
- Поскольку на долю производства и использования энергии приходится 75% выбросов ЕС, крайне важное значение имеет ускорение перехода к более экологичной энергетической системе. Директива о возобновляемых источниках энергии установит цель по производству 40% энергии возобновляемыми источниками к 2030 году.

- Для сокращения общего потребления энергии и выбросов углерода, а также для борьбы с энергетической бедностью Директива об энергоэффективности установит более амбициозную обязательную годовую цель сокращения энергопотребления на уровне ЕС.
- Решение вопроса роста выбросов углерода на автомобильном транспорте требует комплекса мер, дополняющих систему торговли квотами. Ужесточение норм выбросов CO₂ для автомобилей и фургонов, предполагающее сокращение вредных выбросов от новых автомобилей на 55% к 2030 году и на 100% к 2035 году по сравнению с показателями 2021 года, ускорит переход на транспортные средства с нулевым уровнем выбросов. В результате все новые автомобили, которые получают регистрацию после 2035 года, будут иметь нулевой уровень выбросов.
- Авиационное и судовое топливо в значительной мере загрязняет атмосферу, а потому требует целенаправленных мер, дополняющих систему торговли квотами. Регламент об инфраструктуре для альтернативных видов топлива предполагает обеспечить самолетам и судам доступ к чистым источникам электроэнергии в крупных портах и аэропортах. Инициатива в сфере авиации ReFuelEU обяжет поставщиков топлива увеличивать долю экологичного топлива, в том числе синтетического низко углеродного топлива (или электротоплива), в авиационном топливе, которым заправляют самолеты в аэропортах ЕС. Аналогичным образом инициатива в сфере судоходства FuelEU будет способствовать внедрению экологичного судового топлива и технологий сжигания топлива с нулевым уровнем выбросов путем установления максимального предела содержания парниковых газов в энергоресурсах, которые используют суда, заходящие в порты ЕС.

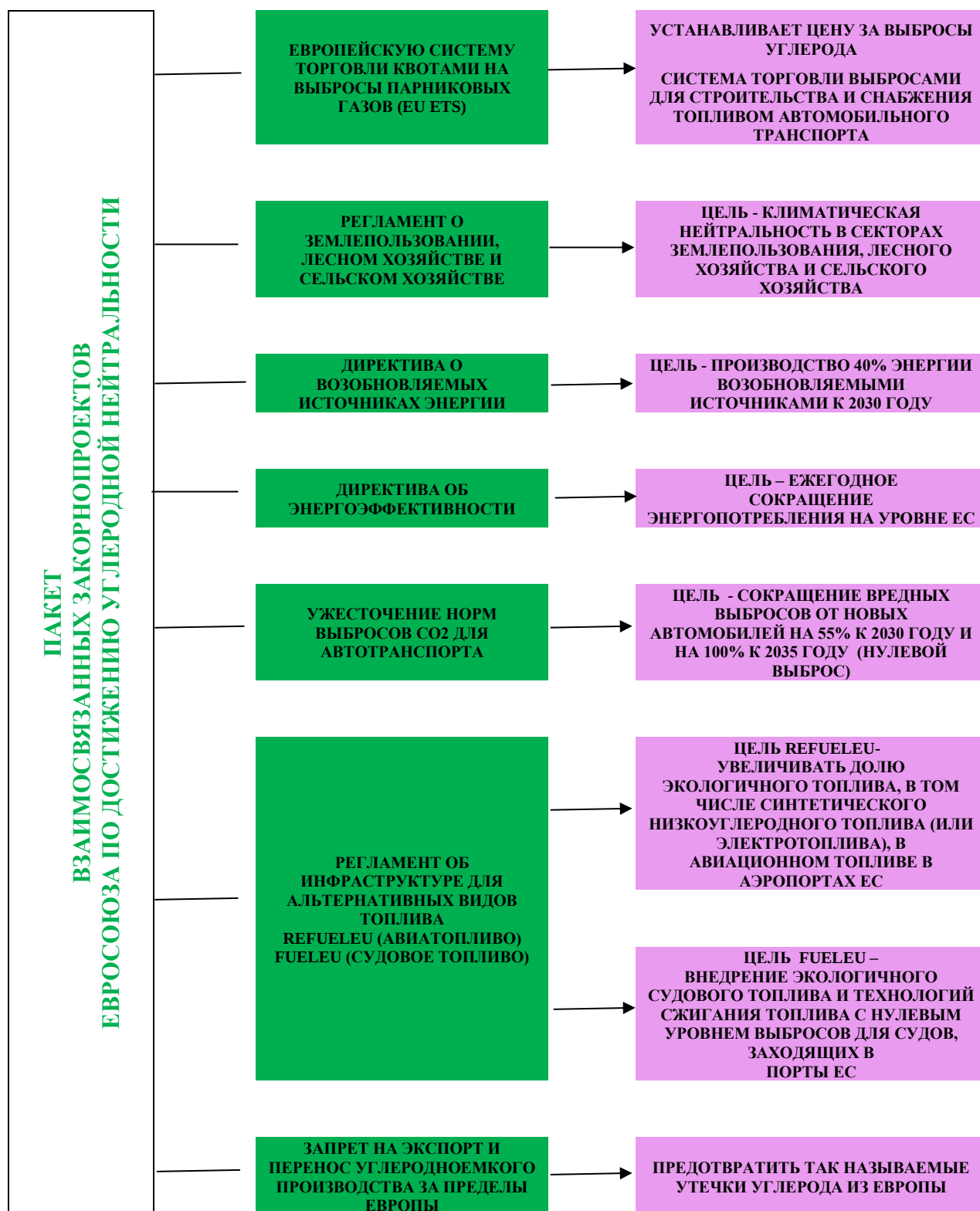


Рисунок 7 - Пакет взаимосвязанных законопроектов Евросоюза по достижению углеродной нейтральности

Источник: Сайт Европейской службы внешних связей, составлено автором

Новый механизм трансграничного углеродного регулирования предполагает установление тарифа на выбросы углерода для конкретных видов импортируемых товаров, чтобы предотвратить так называемые утечки углерода ввиду принятия амбициозных климатических мер в Европе. Это гарантирует, что сокращение выбросов в Европе будет способствовать снижению вредных выбросов в мире, а не переносу углеродоемкого производства за пределы Европы.

Китай принял обязательства достичь углеродной нейтральности до 2060 года. В США Джо Байден представил программу «Чистая энергия» на 2 трлн долларов с целью исключить к 2035 г. выбросы CO₂ в электроэнергетической системе страны. Предполагается переход на общественный транспорт без выбросов углекислого газа, стимулы для распространения электромобилей, инвестиции в инфраструктуру.

В развитых странах все секторы экономики могут стать углеродно-нейтральными к 2050 г., в развивающихся – к 2060 г., утверждает в докладе международной Комиссии по энергетическому переходу.

Но для этого потребуются беспрецедентные и одновременные усилия всех – правительств, компаний, инвесторов и граждан, предупреждает Международное энергетическое агентство (МЭА). Причем они будут критически важны в ближайшее десятилетие: так, чтобы к 2030 году сократить выбросы CO₂ на 40% (сценарий устойчивого развития), почти 75% электрогенерации должно приходиться на источники с низкими выбросами и более 50% продающихся легковых автомобилей должны быть электрическими.

Электрификация, повышение энергоэффективности, ускорение инноваций в широком спектре технологий, изменение поведения потребителей, расширение и модификация структуры энергоносителей – факторы будущего влияния на трансформацию энергетики.

Таким образом, по оценке автора, в случае, если будут в полном объеме реализованы планы Евросоюза по ужесточению норм выбросов CO₂ для автотранспорта, предполагающие сокращение вредных выбросов от новых

автомобилей на 100% к 2035 году, закрытию НПЗ в Европе, прекратятся поставки нефти в Европу, а поставка нефтепродуктов в зону Евросоюза может осуществляться в сокращенном объеме при сохранении возможности продолжения обслуживания парка автомобилей с двигателями внутреннего сгорания.

Уровень мирового спроса³⁹ на нефть и газ будет зависеть от темпов реализации программ по сокращению углеродного следа и перехода на электротранспорт.

2021–2022 гг. продемонстрировали противоречие между анонсированной «зелёной» повесткой в мире и ростом спроса не только на нефть и газ, но и на уголь — топливо с наиболее высоким углеродным следом. В результате отсутствия сбалансированной системы энергоперехода в мире, введенных ограничительных мер по добыче нефти и масштабной консервации фонда скважин в «ковидном» 2020 году, сокращения инвестиций в новые проекты, политического противодействия в отношении запуска проекта «Северный поток-2», в 2021-2022 годах возник дефицит нефти и газа в мире.

Стратегия России, как и Китая, предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году — на 10 лет позже, чем в государствах Евросоюза. По мнению автора, это дает возможность оценить реальную эффективность действий других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленного международного опыта.

2.2. Изменение стратегий крупнейших автогигантов по производству электромобилей для целей достижения углеродной нейтральности

Крупнейшие мировые автопроизводители в своих стратегиях прогнозируют значительное увеличение доли электрифицированных машин в продажах новых автомобилей.

³⁹ Прогноз Сафоновой Т.Ю. «Мировой спрос на углеводороды будет устойчивым – прогноз эксперта: Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3436832.html> (дата обращения 20.01.2022)

По сути, у компаний – производителей автомобилей не остается выбора на фоне намерения ввести с 2030 года в ряде странах запрет на продажу новых машин с двигателем внутреннего сгорания.

Первым государством, которое введет запрет на продажу автомобилей с традиционными двигателями внутреннего сгорания, собирается стать Норвегия — уже в 2025 году. Также на 2030-й есть планы по введению ограничений в Великобритании, Германии и Нидерландах, а власти Франции намерены подождать до 2040 года.

В настоящее время многие новые, прорывные технологии в автомобилестроении уже близки к массовому производству. Возможно, через несколько лет электромобили будут получать энергию не от аккумуляторных батарей, а от водородных топливных элементов (такие модели уже выпускаются серийно в Японии, Корее, Китае).

Ниже представлены планы ряда автогигантов по производству электромобилей:

Tesla

Tesla Model 3 объявлена самым продаваемым автомобилем премиум-сегмента в США. В 2021 году Tesla сообщила о первой годовой чистой прибыли в истории компании. По итогам 2020 года она составила 721 млн долларов. Предыдущий год производитель электрокаров завершил с убытком в 862 млн долларов.

Стратегию Tesla можно разделить на два ключевых направления: на сенсационные проекты, например Cybertruck и Roadster 2.0, и автомобили – главные генераторы выручки: модели S, X, 3 и Y. У этих направлений единая цель – вывод инноваций на рынок.

Компания разработала прекрасную комплексную стратегию фундаментальной трансформации автомобильной отрасли. В эту стратегию входят уникальные решения на всех уровнях экосистемы и новая конфигурация оборудования.

Структура выручки:

- Автомобили — 94%
- Оборудование для солнечной энергетики — 4%
- Продажа квот на выбросы парниковых газов — 2%

Mercedes-Benz

Mercedes-Benz построит шесть заводов по производству электромобилей в Германии, Франции, США и Китае и создаст «глобальную сеть» мини-фабрик по выпуску аккумуляторов.

EQS - первый автомобиль Mercedes-Benz, использующий новую электрическую архитектуру для электромобилей премиум и представительского сегмента. Так же, практически одновременно с EQS, начнётся производство седана бизнес-класса EQE и внедорожные модификации.

Mercedes-Benz Cars заявлено, что компания основательно урежет бюджеты проектов по разработке двигателей внутреннего сгорания, заявив, что к **2030 году** количество вариантов ДВС уменьшится на 70% и **50%** от общего объёма реализации составят электрифицированные автомобили.

Volvo

Volvo Cars стремится занять лидирующую позицию на быстрорастущем рынке электромобилей премиум-класса и планирует к **2030 году** стать компанией, производящей исключительно электрокары (**100%**).

К этому времени Volvo Cars намерена постепенно вывести из своего глобального модельного ряда все автомобили с двигателем внутреннего сгорания, включая гибриды, и продавать только полностью электрические автомобили.

Переход компании к полностью электрическим автомобилям является частью ее амбициозного климатического плана, который направлен на последовательное уменьшение углеродного следа в течение всего жизненного цикла автомобиля с помощью конкретных действий.

Jaguar Land Rover

План Reimagine подразумевает полное обновление модельного ряда, электрификацию и переход на новые платформы Jaguar Land Rover. Новым толчком к переходу на электричество стало решение британского правительства запретить продажи новых бензиновых и дизельных автомобилей без электрических надстроек к 2030 году, а гибридных машин — уже к 2035-му.

Volkswagen

Volkswagen в 2021 году приступил к реализации стратегии Accelerate, в рамках которой ускорит процесс перехода к электрической мобильности с упором на программное обеспечение. В планах Volkswagen к **2030-му** увеличить долю электрических авто до **70%** от объёма реализации в Европе, что в 2 раза больше предыдущего целевого показателя (35%). Также VW планирует направить усилия на создание платформы для следующего поколения мощных и производительных электрических авто с небольшой площадью поперечного сечения передней части. Она получила название Scalable Systems Platform. Данная платформа впервые найдёт своё применение в 2026-м в рамках флагманского проекта Trinity. Машина получит систему автономного вождения уровня «2+» на старте продаж и систему четвёртого уровня в будущем. При ежегодном объёме продаж на уровне 6 млн единиц автокомпания получит необходимые средства для масштабирования технологий автономного вождения, что позволит сделать автономное вождение доступным для широкой аудитории к 2030-му.

Toyota

Toyota является крупнейшим в мире производителем гибридов и водородомобилей, Toyota анонсировала в 2021 году скорый выпуск двух массовых электромобилей под своей маркой.

У Toyota есть опыт в создании электромобилей. В 1997–2003 годах компания мелкими партиями эксклюзивно для рынка Калифорнии

производила электрическую версию кроссовера RAV4 первого поколения, она оснащалась никель-металлогидридной батареей емкостью 27 кВт*ч и имела запас хода на одной зарядке 153 км. В 2012–2015 годах выпускалось второе поколение электрического RAV4, уже с более современной литий-ионной батареей и запасом хода 130-190 км.

Ford

К середине 2026 года все легковые модели на местном рынке будут иметь в гамме электрифицированные версии, то есть подзаряжаемые гибриды. А в 2030-м компания намерена оставить в Европе только чистые электромобили. План по легким коммерческим автомобилям немного иной: версии с электровилкой появятся у всех моделей уже в 2024 году, но тотального перехода на электротягу пока не предвидится. К 2030 году только две трети продаж будет приходиться на электрифицированные машины.

BMW

BMW представит до 2025 года девять новых моделей электромобилей. Это предусмотрено планом расширения модельного ряда электромобилей под названием Power of Choice. До 2030 года BMW собирается продать 4,6 миллиона электромобилей (ежегодно 460 тысяч машин). В 2019 году реализовано 42 тыс машин BMW i3. Также бренд предложит рынку 2,4 миллиона подключаемых гибридов — таких, как новый 545e xDrive.

Porsche

Премиальный автоконцерн Порше планирует выпуск новой модели электрокара под названием Mission E. По заявленным характеристикам, автомобиль будет оснащен двигателем в 600 лс, а запас хода колеблется около 500 километров без подзарядки. Разгоняться до 100 км/ч данный автомобиль будет примерно за 3 секунды.

Porsche Taycan Turbo S с суммарной мощностью двигателей 751 л.с. — первая модель электромобиля разгоняет более чем двухтонный автомобиль до «сотни» за 2,6 секунды. На специальных супермощных зарядных станциях (каково будет их найти!) батарея сможет набирать 80 процентов мощности за 20 минут.

Audi

Audi планирует окончательно распрощаться с двигателями внутреннего сгорания и перевести все модели на электрические силовые установки в течение следующих двух десятилетий. В 2020 году Audi представила пять электромобилей и 12 подключаемых гибридов, а к **2025 году** компания планирует выпустить ещё 20 новых электрокаров и 10 гибридов, а доля гибридов и электромобилей в глобальном объёме продаж Audi вырастет с нынешних 3,5 до **40%**. До тех пор компания будет работать над ограничением уровня вредных выбросов для двигателей внутреннего сгорания.

Таким образом, одним из вызовов российской нефтегазовой отрасли уже в текущем десятилетии станет резкое сокращение производства автомобилей с двигателями внутреннего сгорания и потребление моторного топлива, что

приведет к сокращению объема экспорта российской нефти и нефтепродуктов, прежде всего, в Европу.

Согласно стратегиям автогигантов к 2030 году доля электромобилей составит от 40 до 100% в структуре производства (рисунок 8).

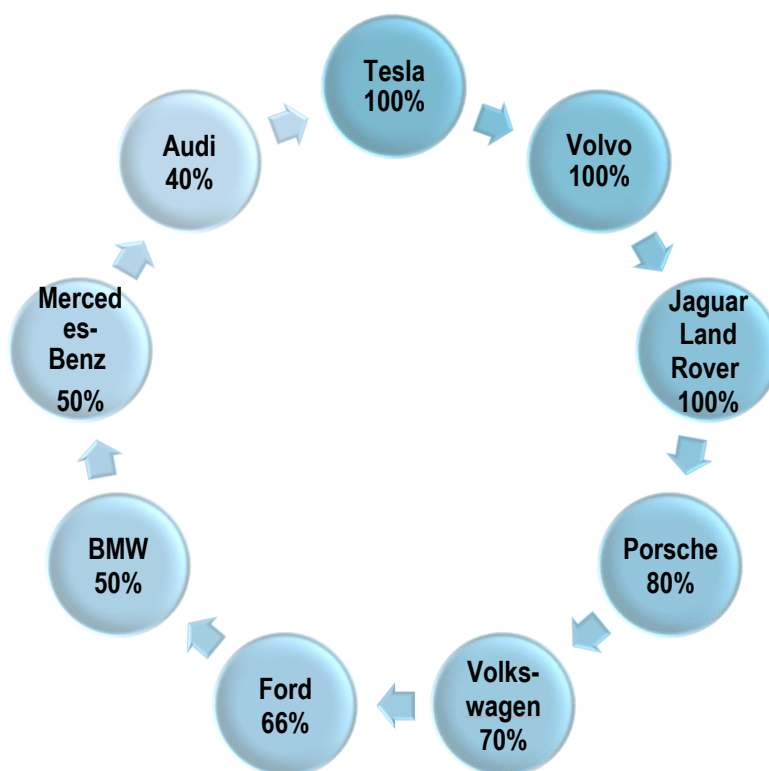


Рисунок 8 - Планируемая доля электромобилей в структуре производства автогигантов к 2030 году

Источник: составлено автором

При этом развитие транспортной инфраструктуры для популяризации электромобилей в России достаточно инертно, однако следует предположить, что формирование инфраструктуры последует за растущим спросом.

2.2. Вызовы, связанные с участием России в сделке ОПЕК+ по стабилизации баланса спроса и предложения

Каждое решение о достижении странами ОПЕК + принципиального соглашения о заморозке добычи "черного золота" цена реагирует по-разному: как поднимается, так и отступает в сторону понижения.

Безусловно, совместные усилия ОПЕК и России важны даже с точки зрения оценки будущих поколений на действия/ бездействия стран-производителей в части оказания регулирующего влияния на уровень мировых цен. Особенно слабо усилия ОПЕК противостоят новостной ленте.

Рынок уже неоднократно отыгрывал премию к цене в случае реализации соглашения, и значительных изменений цены на нефть на фоне реализации соглашения не будет, а «стрессовые» информационные поводы и «агрессивные» производственные факторы могут формировать дополнительные риски, противодействующие стабилизации нефтяных цен.

21 апреля 2020 года на мировом нефтяном рынке случилось беспрецедентное событие – котировки майского фьючерсного контракта на поставку техасской нефти WTI впервые в своей истории вышли на отрицательные значения, достигнув уровня в – (минус) 37,63 долларов/bbl. Такая ситуация являлась полнейшей аномалией.

Сложившаяся стоимость означала, что в мае 2020 года на американском рынке закончатся свободные емкости для хранения сырья, что создает проблемы для фактического исполнения контрактов.

Кроме того, формированию отрицательной цены на сырье содействовал тот факт, что рыночные механизмы в условиях пандемии коронавируса COVID-19 не работали, учитывая обстоятельство, что 60 % глобального спроса на нефть и нефтепродукты формирует транспорт.

Обвал цен на нефть до отрицательных значений оказался локальным, Комиссия по торговле товарными фьючерсами США (CFTC) начала проверку падения цен на американскую нефть WTI до отрицательных значений и возможной утечки данных о переговорах ОПЕК+.

Однако в случае, если бы фьючерсы на нефть сорта Brent ушли в отрицательную зону, то западными ценовыми агентствами могла быть сформирована и отрицательная цена и на российские экспортные сорта нефти.

Механизм формирования такой цены мог быть основан на отсутствии свободных емкостей для хранения сырья в европейских хабах, без учета данных по совокупному объему и состоянию емкостей для хранения нефти в России, а значит отрицательная стоимость нефти могла формироваться исходя из формул, которые не отражают фактическое положение дел в отрасли. Таким образом, российский топливно-энергетический комплекс остается заложником сложившейся за долгие годы парадигмы, в соответствии с которой цену на нефть на мировом рынке диктуют зарубежные ценовые агентства и рынок «инопокупателя».

В целом же следует заключить, что отсутствие нормально работающих рыночных механизмов и появление очевидных перекосов и аномалий становятся явным признаком проблем у текущей модели ценообразования на рынке нефти, основанной на нефтяном долларе. К тому же нельзя забывать о том, что отрицательные цены на «черное золото» могут спровоцировать цепную реакцию, которая приведет к краху всего долгового рынка и капиталистической модели экономики.

Существует устоявшееся мнение, что система ценообразования на нефть не требует радикальной трансформации. И формулы цены, и индексы цен, формируемые зарубежными ценовыми агентствами, в основном устраивают участников нефтяного рынка.⁴⁰

Однако, как только возникает форс-мажор на мировом нефтяном рынке, участники начинают задумываться о том, что существующая методология ценообразования и контрактная система уже не отвечают современным вызовам.

Автором проведен анализ изменения цена на нефть на мировом рынке с учетом принимаемых решений ОПЕК+ (таблица 9).

Таблица 9 - Анализ изменения цен на нефть на фоне решений ОПЕК+.

Дата проведения заседания ОПЕК +	Уровень цены перед заседанием ОПЕК +	Решения ОПЕК +	Уровень цены после заседания ОПЕК +
10 декабря 2016 года	54 \$/барр	Российская Федерация и еще 10 не входящих в ОПЕК государств, подписали «Декларацию о сотрудничестве» и предложили на добровольной основе скорректировать объем добычи нефти на 558 тысяч баррелей в день	Нейтральное

⁴⁰ Сафонова, Т.Ю. Перегрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456).

2ая министерская встреча 25 мая 2017 года	54 \$/барр	Принято решение продлить свои корректировки добычи, которые первоначально начались 1 января 2017 года, еще на девять месяцев, начиная с 1 июля 2017 года. Государства участники ОПЕК + отчитались об исполнении соглашения на 102%	
24 июля 2017 года	48 \$/барр	Обязательства по снижению добычи нефти были выполнены на 98%	
22 сентября 2017 года	57 \$/барр	Уровень выполнения соглашения о сокращении добычи нефти достиг 116%. Информация о присоединении Ливии и Нигерии к пакту ОПЕК+.	
20 ноября 2017 года	62 \$/барр	Информация о перевыполнении ОПЕК+ взятых обязательств по сокращению добычи	
22 января 2018 года	69 \$/барр	Заявления ОПЕК+ о расширении взаимодействия	
20 апреля 2018 года	74 \$/барр	Исполнение соглашения на 149%, что является самым высоким показателем в истории соглашения.	Нейтральное
4ая министерская встреча 23 июня 2018 года	74 \$/барр	Совокупный уровень исполнения соглашения ОПЕК и не-ОПЕК в мае составил 147%. Принято решение, что страны будут стремиться придерживаться общего уровня соответствия, добровольно скорректированного до 100%, начиная с 1 июля 2018 года в течение оставшегося срока действия соглашения.	
24 сентября 2018 года	81 \$/барр	Уровень исполнения Декларации о сотрудничестве участвующими странами составил 129%, что ниже уровня озвученного на предыдущем заседании. Выступления стран-участников о продолжении работы по стабилизации рынка	
5ая министерская встреча 6 декабря 2018 года	60 \$/барр	Принято решение скорректировать общую добычу на 1,2 млн баррелей в сутки, начиная с января 2019 года, на первоначальный период в шесть месяцев. Взносы стран ОПЕК и добровольные взносы стран, не входящих в ОПЕК, в рамках "декларации о сотрудничестве" составят соответственно 0,8 млн баррелей в сутки (2,5%) и 0,4 млн баррелей в сутки (2,0%).	
6ая министерская встреча 2 июля 2019 года	63 \$/барр	Принято решение о продлить добровольные корректировки производственных показателей, (принятых на 5ом заседании ОПЕК и не-ОПЕК 07 декабря 2018 года) еще на девять месяцев с 01 июля 2019 по 31 марта 2020 года.	
7ая министерская встреча 6 декабря 2019 года	65 \$/барр	Принято решение о дополнительной корректировке в размере 500 млн баррелей в сутки. к уровням корректировки, согласованным на 5-м министерском совещании ОПЕК и стран, не входящих в ОПЕК. Это привело бы к общей корректировке в размере 1,7 млн баррелей в сутки. Кроме того, несколько участвующих стран, главным образом Саудовская Аравия, продолжают вносить свои дополнительные добровольные взносы, что приведет к корректировкам на сумму более 2,1 млн баррелей в сутки. Эта дополнительная корректировка вступит в силу с 1 января 2020 года и будет полностью	

		соответствовать требованиям каждой страны, участвующей в соглашении .	
Конференция ОПЕК 5 марта 2020 года	50 \$/барр	8-я Министерская встреча ОПЕК и стран, не входящих в ОПЕК дальнейшая корректировка на 1,5 млн баррелей в сутки до 30 июня 2020 года будет применяться пропорционально между странами-производителями ОПЕК (1,0 млн баррелей в сутки) и странами-производителями стран, не входящих в ОПЕК (0,5 млн баррелей в сутки), участвующими в декларации о сотрудничестве.	
9ая министерская встреча 09 апреля 2020 года	32 \$/барр	Скорректировать вниз их общую добычу сырой нефти на 10,0 млн баррелей в сутки, начиная с 1 мая 2020 года, на начальный период в два месяца, который завершится 30 июня 2020 года. В последующий период в 6 месяцев, с 1 июля 2020 года по 31 декабря 2020 года, общая согласованная корректировка составит 8,0 млн баррелей в сутки. За ним последует корректировка на 6,0 млн баррелей в сутки в течение 16 месяцев, с 1 января 2021 года по 30 апреля 2022 года. Базовым уровнем для расчета корректировок является добыча нефти в октябре 2018 года, за исключением Королевства Саудовская Аравия и Российской Федерации, оба с одинаковым базовым уровнем 11,0 млн баррелей в сутки. Соглашение будет действовать до 30 апреля 2022 года, однако продление срока действия этого соглашения будет пересмотрено в декабре 2021 года.	
10ая министерская встреча 12 апреля 2020 года	30 \$/барр	Принято решение сократить общую добычу нефти странами ОПЕК+: на 9,7 млн барр в сутки, начиная с 1 мая 2020 года, с 1 июля 2020 года по 31 декабря 2020 года, общая согласованная корректировка составит 7,7 млн барр в сутки. За ним последует корректировка на 5,8 млн барр в сутки в течение 16 месяцев, с 1 января 2021 года по 30 апреля 2022 года. Базовым показателем для расчета корректировок является добыча нефти в октябре 2018 года, за исключением Королевства Саудовская Аравия и Российской Федерации, которые имеют одинаковый базовый уровень 11,0 млн барр в сутки. Соглашение будет действовать до 30 апреля 2022 года, однако вопрос о продлении его действия будет рассмотрен в декабре 2021 года.	
11ая министерская встреча 6 июня 2020 года	41 \$/барр	Подтверждены договоренности в рамках апрельского соглашения. Подписана концепция компенсаций странами, которые не смогли достичь полного соответствия (100 процентов) в мае и июне, с готовностью выполнения в июле, августе и сентябре в дополнение к уже согласованной ими производственной корректировке на такие месяцы. Согласован вариант продления первого этапа производственных корректировок, относящихся к маю и июню, еще на один месяц - июль.	
12ая министерская встреча 3 декабря 2020 года	49 \$/барр	Начиная с января 2021 года страны-участницы решили добровольно скорректировать производство на 0,5 млн баррелей в сутки. с 7,7 до 7,2 млн баррелей в сутки.	

13ая министерская встреча 5 января 2021 года	54 \$/барр	Для Казахстана и России были согласованы отдельные условия, предусматривающие поэтапное увеличение добычи в данный период на 10 тыс. и 65 тыс. баррелей в сутки соответственно. Сокращение добычи: Январь 2021 – 7,2 млн. баррелей Февраль 2021- 7,125 млн. баррелей Март 2021 - 7,050 млн. баррелей Прогноз ОПЕК: в 2021 году спрос на нефть может вырасти на 5,9 млн баррелей в сутки до 95,9 млн. баррелей в сутки.	

Источник: ОПЕК, составлено автором

Представленный анализ продемонстрировал, что уровень выполнения соглашения ОПЕК+, так и объем сокращения не всегда оказывал преобладающее влияние на рост мировой цены на нефть, а на цены влияли также информационные поводы, санкционное давление, изменение объемов нефтедобычи и запасов в странах не ОПЕК+, валютный фактор и др.

То есть уровень выполнения соглашения является одним из информационных поводов, на которые реагируют участники рынка помимо прочих, но само соглашение не является панацеей для мировых нефтяных цен, так сама величина профицита отражается в отчетах, имеющих значимые расхождения.

Таким образом, необходимо создание репрезентативной базы данных и обеспечение недискриминационного доступа к ней участников нефтяного рынка, которая позволила бы достоверно формулировать выводы о мировом производстве и потреблении нефти, необходимые для корректировки стратегий участников нефтяного рынка.

Автор предполагает, что в перспективе профицит углеводородного сырья в мире сохранится, однако подходы к ограничительным мерам по добыче изменятся.

Это связано с инвестиционным интересом к «зеленой» энергетике и развитию автотранспорта, использующего не углеводородное топливо. Таким образом, инвестиционные потоки в области развития технологий и возобновляемой энергетики приведут к снижению производства углеводородов, соответственно, не следует рассчитывать на резкое повышение цен на нефть из-за отсутствия драйверов роста.

Кроме того, как представлено в первом разделе настоящего Исследования, мировую нефтегазовую индустрию ждут ограничения фундаментального характера, главным из которых является неготовность развитых стран поддерживать экономики других стран за счет импорта сырья и продуктов переработки, а также ускоренное технологическое развитие и замещение энергоносителей в структуре энергобаланса.

Очевидно, не стоит нивелировать заслуги сделки ОПЕК+, в историческом срезе соглашение оценивается как ключевой фактор коррекции мировой цены на нефть в сторону роста, начиная с 2017 года.

В то же время не настолько важно физически снижать объемы, сколько контролировать правильность публикации мировых балансов, ведь именно неполнота и неточность информации об уровне мирового производства и потребления нефти является одним из факторов волатильности цен на глобальном нефтяном рынке, как это было представлено в предыдущем исследовании автора⁴¹.

2.3. Вызовы, связанные с результатами глобализации российских нефтяных компаний

По итогам 30-летнего рыночного развития российские нефтяные компании интегрировались в международную экономическую систему, которая оказалась неустойчивой в результате сложившейся геополитической обстановки, санкций, национализации российских активов зарубежом.

ПАО «ЛУКОЙЛ» является первой отечественной нефтяной компанией, которая начала осуществлять инвестиции в зарубежные активы (таблица 10).

⁴¹ Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с. : ил. Экономика и управление народным хозяйством

Таблица 10 - Инвестиции ПАО "Лукойл" в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке и трейдингу, расположенные за рубежом

Ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче и нефтепереработке	Страна расположения объектов приобретения	Основная деятельность	Доля компании на 01.01.2020
Тенгизшевройл (ТШО)	Казахстан	Разведка и добыча	5%
Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)	Казахстан	Логистика	13%
Южно-Кавказская трубопроводная компания (ЮКТК)	Азербайджан	Логистика	10%
ISAB S.r.l.	Италия	Добыча и нефтепереработка	100%
LITASCO SA	Швейцария	Трейдинг, оператор международной торговли	100%
LUKARCO B.V.	Нидерланды	Разведка и добыча	100%
LUKOIL INTERNATIONAL GmbH	Австрия	Реализация масел	100%
LUKOIL International Upstream Holding B.V.	Нидерланды	Разведка и добыча	100%
LUKOIL Neftohim Burgas AD	Болгария	Нефтепереработка	100%
LUKOIL Overseas Karachaganak B.V.	Нидерланды	Разведка и добыча	100%
LUKOIL Overseas Shah Deniz Ltd.	Кипр	Разведка и добыча	100%
LUKOIL Overseas Uzbekistan Ltd.	Кипр	Разведка и добыча	100%
LUKOIL Pan Americas LLC	США	Разведка и добыча	100%

Источник: ПАО «Лукойл», анализ автора

Компания «Лукойл» приняла решение о выходе из проектов по разведке и нефтедобыче в Румынии, Казахстане, Западной Африке. При этом согласно финансовой отчетности ПАО «Лукойл» была списана на расходы стоимость сухих скважин в Румынии в сумме 371 млн долларов США, а также признан убыток от выбытия доли в Caspian Investment Resources Ltd. в сумме 80 млн долларов США.

В марте 2015 г. состоялось закрытие сделки по вхождению компании Группы в проект по разработке участка Этинде в акватории Республики Камерун в Гвинейском заливе, согласно которой ОАО «ЛУКОЙЛ» продало ОАО «НК «Роснефть» 20%-ю долю в ООО «Национальный нефтяной консорциум» (далее – ННК), созданном российскими нефтяными компаниями в 2008 г. в рамках расширения российско-венесуэльского экономического сотрудничества.

Компанией «ЛУКОЙЛ» также было принято решение завершить свою работу на глубоководном шельфе Кот-д'Ивуара после десяти лет своего присутствия в регионе. До этого компания вышла из проекта в Сьерра-Леоне. Геологоразведочные работы не дали ощутимых результатов, хотя «ЛУКОЙЛ»

вложил в проекты в Кот-д'Ивуаре около \$777 млн., все эти затраты компании были отнесены на убытки.

Экономические отношения России и Венесуэлы в основном связаны с совместной добычей энергоресурсов. ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших инвесторов в этой стране, которая обладает перспективной ресурсной базой в мировой нефтяной отрасли, и сотрудничает с венесуэльской государственной компанией *Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA)* в сфере нефтегазодобычи. Большинство проектов компании связаны с добычей трудноизвлекаемых сверхтяжелых углеводородов с применением высокотехнологичных решений. К ним относятся проекты, реализуемые с PDVSA в рамках совместных предприятий (таблица 11).

Таблица 11 - Инвестиции ПАО «НК «Роснефть» в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке, расположенные за рубежом

Ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче и нефтепереработке	Страна расположения объектов приобретения	Основная деятельность	Доля компании на 01.01.2020
ООО «Национальный нефтяной консорциум»	Венесуэла	Разведка и добыча	80%
PetroMonagas S.A.	Венесуэла	Разведка и добыча	40%
PETROVICTORIA S.A. (СП PDVSA и Роснефть)	Венесуэла	Разведка и добыча	40%
Kurdistan Pipeline Company	Сингапур	Логистика	60%
Nayara Energy Limited	Индия	Нефтепереработка	49%
Petrocas Energy International Limited	Кипр	Логистика	49%
Itera Latvija	Латвия	Холдинг	12%
Taihu Limited (ОАО «Удмуртнефть»)	Кипр	Разведка и добыча	51%

Источник: ПАО «НК «Роснефть», анализ автора

По результатам сделки по слиянию с ОАО «ТНК-ВР» на балансе ПАО «НК «Роснефть» числился ЗАО «ЛИНИК» на Украине, который в 2012 году был остановлен из-за убыточности.

После 2014 года, в период санкционного давления США и Евросоюза в отношении нефтегазового комплекса России деятельность российских нефтяных была связана с оптимизацией активов за рубежом и сокращением участия в нерентабельных проектах. Например, в 2015 году ПАО «НК «Роснефть» сократило свое долевое участие в НПЗ Саррок в Италии с 21 до 12%.

ПАО «Газпром» также является крупнейшим инвестором в зарубежные активы (таблица 12).

Таблица 12 - Инвестиции ПАО "Газпром" в ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче, нефтепереработке, расположенные за рубежом

Ассоциированные и совместные предприятия по нефтедобыче и нефтепереработке	Страна расположения объектов приобретения	Основная деятельность	Доля компании на 01.01.2020
«ВИГА Транспорт Бетайлигунгс-ГмбХ и Ко. КГ»	Германия	Транспортировка газа	50%
«Газ Проджект Девелопмент Сентрал Эйша АГ»	Швейцария	Добыча газа	50%
«Винтерсхалл АГ»	Германия	Добыча нефти и продажа газа	49%
ТОО «КазРосГаз»	Казахстан	Переработка и продажа газа и продуктов переработки	50%
АО «Латвияс Газе»	Латвия	Нефтепереработка	34%
«Норд Стрим АГ»	Швейцария	Транспортировка газа	51%
ЗАО «Панрусгаз»	Венгрия	Продажа газа	40%
АО «Молдовагаз»	Молдова	Транспортировка и продажа газа	50%
АО «ЕВРОПОЛ ГАЗ»	Польша	Транспортировка и продажа газа	48%
АО «Прометей Газ»	Греция	Продажа газа	50%

Источник: ПАО «Газпром», анализ автора

На фоне санкционного давления интеграция российских нефтегазовых компаний в международный бизнес привела к значимым экономическим потерям.

Особенно неустойчивыми оказались проекты участия в Еврозоне и Америке, что привело к реализации российскими компаниями в зарубежных странах активов по добыче углеводородов, нефтепереработке, сбытовых сетей АЗС, нефтеналивных терминалов. В результате были сформированы денежные потоки российских нефтяных компаний, которые могли бы быть направлены для инновационной диверсификации нефтяных компаний в российский топливно-энергетический сектор.

2.4. Влияние санкционного давления на нефтегазовую отрасль с 2014 по 2021 год

В связи с событиями на Украине, а также в результате присоединения Крыма к России, 17 марта 2014 г. США ввели ряд санкций в «отношении высокопоставленных российских политиков». Это, в свою очередь, привело к

цепной реакции и многие другие страны (страны ЕС, Япония, Австралия и другие) начали постепенно присоединяться к введению санкций против России.

В период санкционного давления США и Евросоюза в отношении нефтегазового комплекса России за период с 2014 по 2021 годы был введен:

- запрет на инвестиции в нефтедобычу нефти, газа и минералов,
- запрет на продажу оборудования для работ на шельфе и добычи нефти,
- запрет на оказание нефтесервисных услуг России по глубоководному бурению, разработке месторождений в Арктике и месторождений сланцевой нефти;
- приостановка финансирования проектов ЕБРР и ЕИБ;
- запрет инвесторам на кредитование 5 крупнейших госбанков России.

Таким образом, политический фактор в части санкционного давления на Россию оказал в 2014-2021 г.г. непосредственное влияние на экономические отношения российских и иностранных компаний в нефтегазовом секторе, результатами которого стали замораживание проектов по добыче трудноизвлекаемой нефти в России, сокращения инвестиций компаний Европы и США в нефтегазовый сектор российской экономики, экспансии в топливно-энергетический сектор России азиатских инвесторов, особенно из Китая, Индии.

Однако до распространения коронавирусной инфекции в мире санкции оказали благоприятное воздействие на нефтегазовый сектор России. Как представлено в таблице 13, санкционное давление не только не повлияло на показатели нефтегазодобычи и глубокой переработки, но и позволило российским компаниям за 5 лет существенно нарастить обороты добычи нефти на 5%, газа - на 16%, переработки на 2%, а также не осуществлять инвестиции в зарубежное оборудование и технологии.

Таблица 13 - Изменение основных производственных показателей отрасли за санкционный период 2015-2019 годы

Показатели, в млн тонн	2015	2019	+/- в 2019 к 2015 году	в % в 2019 к 2015 году
Объем добычи нефти и газового конденсата	533,6	560,3	26,7	5%
Объем экспорта сырой нефти	241,3	266,1	24,8	10%
Объем поставки нефти на переработку	285,6	290,3	4,7	2%
Объем первичной переработки сырья	282,9	285	2,1	1%
Объем производства бензина	39,2	40,2	1	3%
Объем производства дизельного топлива	77	78,4	1,4	2%
Объем производства мазута	69,3	45,7	-23,6	-34%
Объем добычи природного газа	635,5	737,6	102,1	16%
Объем экспорта природного газа	185,5	220,6	35,1	19%
Производство СПГ	10,8	29,5	18,7	173%
Экспорт СПГ	10,7	29,3	18,6	174%

Источник: Минэнерго России, анализ автора

В 2020 году крупнейшим независимым поставщиком услуг из числа буровых компаний России являлась «Буровая компания «Евразия», которая входила в группу Eurasia Drilling Company Limited (EDC). Кроме того, на российском рынке оказывают услуги такие независимые игроки, как «Интегра», «Газпром бурение», Сибирская сервисная компания, «Геотек Холдинг», «Ру-Энерджи Групп», «Римера» и другие компании⁴².

Реакцией на введение санкцией стал рост количества сделок по слиянию и поглощению компаний нефтесервиса, нефтегазовые компании начали создавать свои собственные сервисные подразделения. Так в июле 2014 г. ПАО «НК «Роснефть» увеличила свои активы за счет приобретения восьми компаний в составе группы Weatherford, занимающихся бурением и ремонтом скважин в России и Венесуэле. Также компания ПАО «НК «Роснефть» приобрела компанию «Трайкан Велл Сервис», что позволило ей усилить внутренний сервис в области оказания услуг по гидроразрыву пласта и строительству скважин. Кроме того, в 2015 году Компания «Роснефть» создала нефтесервисное предприятие,

⁴² «Арктическая разведка», комментарий Сафоновой Т.Ю. [Электронный ресурс]. URL: <https://plus.rbc.ru/news/5ad34a007a8aa9568070c9f3> (дата обращения 05.01.2021)

присоединив «Оренбургскую буровую компанию» к дочернему обществу «РН-Бурение».

ПАО «Сургутнефтегаз» и до санкций активно развивало внутренний корпоративный сервис во всех областях производства⁴³. Научно-исследовательский проектный институт «СургутНИПИнефть» выполнял все виды работ в области геологии, бурения и разработки месторождений, решал задачи по созданию постояннодействующих моделей месторождений, по внедрению техники и технологий строительства скважин, методов повышения нефтеотдачи, проектирования объектов обустройства, при этом все скважины «Сургутнефтегаз» строятся по проектам собственного института.

В ПАО «Газпром» функционирует сервисная структура ООО «Газпром недра», в составе производственного комплекса ПАО «Татнефть» стабильно развивается блок сервисных структур на базе ООО «УК «Татбурнефть». "Иркутская нефтяная компания" также создала новую нефтесервисную структуру ООО "ИНК-Стройнефтегаз".

Еще в 2014 г., после введения первого пакета санкций, правительство начало активно разрабатывать меры по увеличению импортозамещения в нефтегазовой отрасли, Минпромторг создал Фонд развития промышленности, ориентированный именно на проекты по импортозамещению. В начале 2015 г. Минэнерго и Минпромторг представили «Планы по импортозамещению в ТЭК», которые были нацелены на значительное снижение зависимости от импорта к 2020 г. В августе 2015 г. была образована Правительственная комиссия по импортозамещению, в рамках исполнения решений этой Комиссии в марте 2016 г. были утверждены «Методические рекомендации по подготовке региональных планов по импортозамещению» (в дополнение к отраслевыми планам). Также в августе 2016 г. были утверждены «Методические рекомендации по подготовке корпоративных планов импортозамещения госкомпаниями и организациями, реализующими

⁴³ Ф.Р. Яхшибеков, «Особенности внутреннего сервиса в ОАО «Сургутнефтегаз» https://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/61

инвестиционные проекты», включенные в реестр инвестиционных проектов в соответствии с решением Правительственной комиссии.

Согласно данным Минпромторга, доля импорта нефтегазового оборудования должна была снизиться с 60% в 2014 году до 43% в 2020-м⁴⁴. Однако рынок нефтесервиса сократился в 2020 году из-за пандемии коронавируса, сделки ОПЕК+ и снижения капитальных затрат нефтегазодобывающими компаниями.

По итогам выполнения программы импортозамещения были достигнуты высокие результаты при реализации проектов в сфере локализации производства и импортозамещения оборудования в отраслях ТЭК.

Однако целью санкций было ограничение объемов добычи не в краткосрочной, а в долгосрочной перспективе. Но факторы глобального снижения объемов потребления топлива в мире оказало влияние на страны-экспортеры углеводородов, в этой связи стагнация российской нефтегазовой отрасли в 2020 году не отражает последствия санкционного давления.

Следует отметить, что санкционное давление США и Евросоюза, трансформировалось за последнее десятилетие из исключительной меры воздействия в традиционную меру влияния на экономику нефтегазового сектора и бюджет России.

Особенному давлению США и ряда европейских стран подвергся трубопроводный проект «Северный поток-2». В целях получения контроля над европейским рынком для экспорта сжиженного природного газа США использовал весь спектр санкционных мер, чтобы повлиять на остановку строительства российского газопровода.

После начала спецоперации на Украине в феврале 2022 года Евросоюз ввел в действие пакет санкций против нефтяных компаний «Роснефть», «Транснефть» и «Газпромнефть» в странах Евросоюза. В качестве ограничений ЕС запретил европейскому бизнесу осуществлять инвестиции в энергетический сектор России,

⁴⁴ «Нефтегазовые компании распробовали импортозамещение», [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3743355> (дата обращения 15.02.2021)

заключать сделки с нефтяными компаниями внутри Европейского союза, однако запрет не касается продажи российского топлива в ЕС.

Из-за опасений попасть под санкции и информационного давления крупнейшие западные компании вышли из российских нефтегазовых проектов.

Первой решение прекратить работу в России приняла британская «BP», объявив о выходе из капитала ПАО «НК «Роснефть», где ей принадлежало 19,75% акций⁴⁵.

Об уходе с российского рынка заявила также англо-голландская компания «Shell», которая участвовала в проекте «Сахалин-2» по добыче нефти и газа с шельфа Охотского моря, а также производстве сжиженного природного газа (СПГ)⁴⁶. Shell принадлежит 27,5% в проекте «Сахалин-2», по 50% в двух совместных с «Газпром нефтью» предприятиях Salym Petroleum Development и «Гыдан энерджи», она также участвует в проекте «Северный поток-2».⁴⁷ В мае 2022 года Федеральной антимонопольной службой была одобрена сделка по продаже ООО «Шелл Нефть» 411 АЗС в России и завод по производству смазочных масел в Торжке ПАО «Лукойл».

Американская компания ExxonMobil подтвердила уход из России после создания нового нефтегазового оператора проекта «Сахалин-1».

Французская компания «Total» объявила о выходе из СПГ-проекта «Новатэка» «Арктик СПГ - 2».

Компания «Eni» анонсировала о продаже своей доли 50% в проекте газопровода «Голубой поток», соединяющего Россию и Турцию.

Швейцарский сырьевой трейдер Glencore в 2021 году договорился о продаже своей доли 23,46% в нефтекомпании ПАО «НК «Русснефть» Михаила Гучериева⁴⁸,

⁴⁵ BP потеряла \$24 млрд из-за выхода из капитала «Роснефти» [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/news/companies/03-05-2022/bp-poteryala-24-mlrd-iz-za-vyhoda-iz-kapitala-rosnefti> (дата обращения 10.05.2022)

⁴⁶ Shell продаст доли в ключевых совместных проектах с «Газпромнефть» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rbc.ru/business/28/02/2022/621d0ca59a79479c58763043> (дата обращения 10.05.2022)

⁴⁷ ФАС одобрила покупку «Лукойлом» российской «дочки» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bfm.ru/news/500312> (дата обращения 19.05.2022)

⁴⁸ Glencore продал свою долю в «Русснефти» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5216981> (дата обращения 10.05.2022)

а начиная с марта 2022 года рассматривает продажу долей участия в "Эн+ Групп" (En+ Group) 10,55% и ПАО «НК "Роснефть"» – 0,57%.

Вышеперечисленные продаваемые доли российских проектов вызывают интерес, прежде всего, у российских, китайских и индийских инвесторов.

Немецкая компания Wintershall Dea передала 50% в совместном проекте «Волгодеминойл» дочернему предприятию ПАО «Лукойл» - «РИТЭК», а также приняла решение списать €1 млрд инвестиций в проект газопровода по дну Балтийского моря «Северный поток-2», так как Германия приостановила его сертификацию.⁴⁹

Кроме того, в марте 2022 года США начали блокировать активы, находящиеся в «собственности» россиян, в ЕС осуществлять заморозку и национализацию российских активов, что нарушает принцип неприкосновенности частной собственности.

По мнению автора, глобализация российских нефтегазовых компаний привела как к значимым потерям зарубежных активов, в то время как санкционное давление, подталкивающее международные корпорации к потере российских активов, создает предпосылки выгодных инвестиций нефтегазовыми корпорациями России и дружественных стран, с одной стороны, и трансферу высоких технологий, с другой стороны.

2.5. Влияние эмбарго и потолка цен на российские энергоресурсы

Последовательность событий в рамках применения санкционных пакетов в 2022–2023 годах представлена в таблице 14.

⁴⁹ Партнер «Газпрома» решил списать €1 млрд вложений в «Северный поток-2» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rbc.ru/business/02/03/2022/621f90bd9a79471a5f921461> (дата обращения 10.05.2022)

Таблица 14 - Санкционный пакет и последовательность событий в рамках ввода в действие 8 пакета санкций в части ввода потолка цен на российские энергоресурсы

Дата ввода санкций	Инициатор	Наименование документа	Содержание ограничений
03.06.2022	Евросоюз ⁵⁰	6 пакет санкций	Запрет ЕС на покупку, импорт или передачу сырой нефти и некоторых нефтепродуктов из России в ЕС. Введено временное исключение для импорта сырой нефти по трубопроводам , а также для Болгарии и Хорватии.
29.09.2022	Евросоюз	Инициатива Еврокомиссии	Еврокомиссия предложила установить потолок цен на российское топливо.
06.10.2022	Евросоюз	8 пакет санкций	Евросоюз ввел восьмой пакет экономических и персональных санкций в отношении России. В список санкций вошло установление потолка цен при поставках российской нефти в третьи страны и запрет для европейских организаций по оказанию услуг по морской перевозке, посредничеству, финансированию или страхованию (перестрахованию) в отношении закупок российской нефти третьими странами.
01.11.2022	США ⁵¹	Разъяснения Минфина США	На суда, загруженные российской нефтью до 5 декабря 2022 года, не будет распространяться установленный США потолок цен, если их разгрузят до 19 января 2023 года.
04.11.2022	G7 и Австралия	Решение G7 и Австралии	Страны «Большой семерки» и Австралия договорились установить фиксированную цену на российскую нефть. Коалиция согласилась, что ценовой потолок будет не скидкой к индексу цен, а фиксированной ценой, которая будет по мере необходимости регулярно пересматриваться. Ограничение действует только на рынке первичных продаж, вторичные продажи российской

⁵⁰ Сайт Еврокомиссии [Электронный ресурс]. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/03/russia-s-aggression-against-ukraine-eu-adopts-sixth-package-of-sanctions/> (дата обращения 07.11.2022)

⁵¹ Сайт Еврокомиссии [Электронный ресурс]. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/10/06/eu-adopts-its-latest-package-of-sanctions-against-russia-over-the-illegal-annexation-of-ukraine-s-donetsk-luhansk-zaporizhzhia-and-kherson-regions/> (дата обращения 07.11.2022)

			<i>нефти могут осуществляться по рыночным ценам.</i>
20.10.2022	Саммит ЕС	Решение саммита ЕС	Еврокомиссии дано поручение разработать динамический ценовой коридор для сделок с природным газом при поставке в страны Евросоюза.
08.11.2022	Семинар для 27 стран-членов ЕС	Представлены дополнительные условия	Добавлены исключения, согласно которым санкционные ограничения не должны влиять на исполнение долгосрочных контрактов.
03.12.2022	Еврокомиссия		Страны ЕС согласовали введение потолка цен на нефть из России на уровне \$60 за баррель
03.02.2023	Еврокомиссия		Страны ЕС достигли договоренности об уровне потолка цен на дизель на уровне \$100 за баррель, а на дисконтную нефтепродукцию - \$45 за баррель.

Источник: составлено автором

В октябре 2022 года в ЕС имплементировано соглашение G7 об экспорте российской нефти.

Согласно данным Еврокомиссии⁵² запрет ЕС на импорт российской морской нефти полностью сохраняется, а ограничение цен, после его введения, позволит европейским операторам осуществлять и поддерживать транспортировку российской нефти в третьи страны, при условии, что ее цена остается на уровне заранее установленного “ограничения”.

По мнению Еврокомиссии, это поможет еще больше сократить доходы России, предполагая при этом, что сохранится стабильность энергообеспечения благодаря продолжению поставок нефти из России, прекратится рост инфляции и сохранятся стабильные цены на энергоносители в зоне Евросоюза, так как высокие цены на топливо приводят к рецессии в экономике. Эта мера тесно координируется с партнерами Евросоюза по G7.

⁵² Сайт Еврокомиссии [Электронный ресурс]. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5989 (дата обращения 07.11.2022)

4 ноября 2022 года страны Большой семерки и Австралия договорились установить фиксированную цену на российскую нефть, которая будет по мере необходимости регулярно пересматриваться.

3 декабря 2022 года Еврокомиссия сообщила о том, что страны ЕС согласовали введение потолка цен на морские перевозки нефти из России на уровне \$60 за баррель. Согласно введенному эмбарго, ограничение действует только на рынке первичных продаж, вторичные продажи российской нефти могут осуществляться по рыночным ценам. По сути, такие «послабления» подтверждают возможность получения импортерами сверхприбыли от перепродаж российской нефти.

5 февраля 2023 года на территории ЕС вступил в силу запрет на закупки российских нефтепродуктов, который не распространяется на Венгрию, и определен потолок цен на светлые нефтепродукты на уровне \$100 за баррель, а на темные нефтепродукты - \$45 за баррель.

На правительственном уровне в Российской Федерации неоднократно заявлялось, что поставки энергоносителей в те страны, которые одобряют потолок цен, будут прекращены⁵³. Глава "Газпрома" Алексей Миллер заявлял, что одностороннее ограничение цен со стороны Евросоюза станет нарушением существенных условий контракта, а это влечет за собой прекращение поставок⁵⁴.

На саммите 20 октября 2022 года Еврокомиссии было дано поручение разработать и динамический ценовой коридор для сделок с природным газом при поставке в страны Евросоюза⁵⁵. При этом в Еврокомиссии сочли невозможным установить потолок цен на газ, не нарушив долгосрочные контракты или безопасность поставок.

⁵³ Россия не будет поставлять нефть странам, которые поддержат лимит цен [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/20220901/neft-1813791825.html> (дата обращения 11.11.2022)

⁵⁴ Миллер предупредил об остановке поставок газа в ЕС при потолке цен [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rbc.ru/economics/16/10/2022/634bbff19a79475ce52b0f39> (дата обращения 11.11.2022)

⁵⁵ В Брюсселе признали невозможным совместить потолок цен на газ и безопасность поставок [Электронный ресурс]. URL: <https://www.forbes.ru/biznes/480858-v-brussele-priznali-nevozmozhnym-sovmestit-potolok-cen-na-gaz-i-bezopasnost-postavok> (дата обращения 11.11.2022)

Неопределённости и отсутствие четких ориентиров по реализации эмбарго на российскую нефть привели к сбоям мировых цепочек поставок, в том числе и не касающихся российского экспорта. Так, затор в турецких проливах Босфор и Дарданеллы с 6 по 12 декабря 2022 года - первый признак того, что введенный потолок цен на нефть из России сам по себе несёт провокационный характер, так как различное трактование приводит к дополнительному перестрахованию рисков.

В ответ на принятые коалицией ЕС, G7 и Австралией ценовые ограничения в отношении поставок российской нефти и нефтепродуктам подготовлен Указа Президента РФ⁵⁶, который ввел запрет на поставки российской нефти и нефтепродуктов иностранным юридическим и физическим лицам при условии, что в контрактах на эти поставки прямо или косвенно предусматривается механизм фиксации предельной цены.

Анализ трансформации российских грузопотоков нефти и нефтепродуктов представлен в главе 7 настоящего исследования.

В апреле 2023 года страны ОПЕК+, включая Россию, Саудовскую Аравию, Казахстан, ОАЭ, Оман, Кувейт, Ирак и Алжир объявили о решении планомерно продолжить сокращение нефтедобычи.

По словам вице-премьера РФ Александра Новака, мировой рынок нефти сейчас переживает период непредсказуемости из-за банковского кризиса в США и Европе и глобальной неопределенности в целом.

В качестве ответственных и превентивных действий Россия реализует добровольное сокращение на 500 тысяч баррелей в сутки до конца 2023 года от среднего уровня добычи февраля, определенного в соответствии с независимыми источниками.

⁵⁶ Указ Президента РФ № 961 от 27.12.2022 о применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российские нефть и нефтепродукты [Электронный ресурс]. URL <http://www.kremlin.ru/acts/news/70196> (дата обращения 07.04.2023)

Министерство энергетики Саудовской Аравии сообщило, что королевство также добровольно сократит нефтедобычу на 500 тысяч баррелей в сутки с мая до конца 2023 года.

Казахстан осуществит добровольное сокращение добычи на 78 тысяч баррелей в сутки начиная с мая до конца 2023 года вместе с другими странами — участницами ОПЕК+. ОАЭ уменьшит добычу на 144 тысяч баррелей в сутки, Оман — на 40 тысяч, Кувейт — на 128 тысяч, Алжир — на 48 тысяч, Ирак — на 211 тысяч.

Таким образом, страны ОПЕК+ могут в 2023 году снизить добычу на 1,7 млн баррелей/сутки.

3 апреля 2023 года Совет национальной безопасности США счел такое решение стран — членов ОПЕК+ неэффективным на фоне нестабильной ситуации на энергетическом рынке⁵⁷.

Администрация США регулярно обращается к производителям нарастить объемы добычи, но руководство компаний не заинтересовано основную долю прибыли направлять на бурение новых скважин, снижая дивиденды. В последнее время производители сланцевой нефти придерживаются политики сдерживания добычи.

Автор полагает, что этап конкуренции за выброс дополнительных объемов нефти на мировой рынок приходит к завершению.

Участники ОПЕК+ имеют реальную прерогативу по движению цен на нефть в сторону роста при условии формирования сбалансированной политики снижения глобального предложения, однако ключевым фактором снижения мировых цен на нефть может стать рецессия в мировой экономике и снижение инвестиционной активности.

⁵⁷ <https://iz.ru/1495129/2023-04-07/ekspert-nazval-posledstviia-reshenie-opek-dlia-rynka-nefti-i-dlia-ssha>

Выводы по главе 2:

После ввода в действие эмбарго на российскую нефть и нефтепродукты произошла трансформация поставок из стран Евросоюза в дружественные и нейтральные страны. Однако объем потребления энергоресурсов углеводородного происхождения со стороны стран Евросоюза окажет влияние на баланс спроса и предложения на мировом рынке.

Таким образом, основным вызовом для российской нефтегазовой отрасли останется стратегия декарбонизации энергетики, принятая Евросоюзом.

По оценке автора, в случае, если будут в полном объеме реализованы планы Евросоюза по ужесточению норм выбросов CO₂ для автотранспорта, предполагающие сокращение вредных выбросов от новых автомобилей на 100% к 2035 году, закрытию НПЗ в Европе, прекратятся поставки нефти в Европу, а поставка нефтепродуктов в зону Евросоюза может осуществляться в сокращенном объеме при сохранении возможности продолжения обслуживания парка автомобилей с двигателями внутреннего сгорания.

Вторым вызовом для нефтяной отрасли России является участие в сделке ОПЕК+.

Основная цель сделки ОПЕК+ — соблюдение баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти и стабилизация глобальных нефтяных цен. Однако все усилия ОПЕК+ присоединившихся стран вступают в противодействие с высокой эластичностью по цене сланцевой нефти, добываемой в США.

Как только происходит повышение цен на нефть за счет сокращения стран-участников соглашения, в короткие сроки наращиваются объемы бурения новых скважин и закачивание из фонда незавершенных скважин.

Именно такая живучесть сланцевой энергетики США создает цикличность: когда страны ОПЕК+ сокращают объемы добычи, производители США на этом фоне агрессивно наращивают добычу нефти, занимают традиционные российские экспортные рынки в Европе и гибко противостоят договоренностям о балансировке

рынка.

Риски перераспределения доли рынка в пользу стран, не участвующих в ограничениях в рамках участия России в сделке ОПЕК+, а также проблематика неполноты и неточности информации об уровне мирового производства и потребления нефти были представлены в предыдущем диссертационном исследовании автора.

Автором доказано, что уровень выполнения соглашения ОПЕК+, так и объем сокращения не всегда оказывал преобладающее влияние на рост мировой цены на нефть, а на цены влияли также информационные поводы, санкционное давление, изменение объемов нефтедобычи и запасов в странах не ОПЕК+, валютный фактор и др.

То есть уровень выполнения соглашения является одним из информационных поводов, на которые реагируют участники рынка помимо прочих, но само соглашение не является панацеей для мировых нефтяных цен, так сама величина профицита отражается в отчетах, имеющих значимые расхождения.

Таким образом, необходимо создание репрезентативной базы данных и обеспечение недискриминационного доступа к ней участников нефтяного рынка, которая позволила бы достоверно формулировать выводы о мировом производстве и потреблении нефти, необходимые для корректировки стратегий участников нефтяного рынка.

Третьим вызовом для российского нефтегазового сектора являются ограничения фундаментального характера, главным из которых является неготовность развитых стран поддерживать экономики других стран за счет импорта сырья и продуктов переработки, а также ускоренное технологическое развитие и замещение энергоносителей в структуре энергобаланса.

Четвертым вызовом для российского нефтегазового сектора является санкционное давление США и Евросоюза, трансформировавшееся за последнее десятилетие из исключительной меры воздействия в традиционную меру влияния на экономику нефтегазового сектора и бюджет России.

Однако санкции США и Евросоюза (в связи с событиями на Украине, а также в результате присоединения Крыма к России) в отношении нефтегазового комплекса России за период с 2014 по 2019 годы (до распространения коронавирусной инфекции в мире) оказали благоприятное воздействие на нефтегазовый сектор России: позволили российским компаниям за 5 лет существенно нарастить обороты добычи нефти на 5%, газа - на 16%, переработки на 2%, а также не вкладываться в зарубежное оборудование и технологии.

По итогам выполнения программы импортозамещения в России были достигнуты высокие результаты при реализации проектов в сфере локализации производства и импортозамещения оборудования в отраслях ТЭК.

При этом целью санкций Евросоюза и США было ограничение объемов добычи не в краткосрочной, а в долгосрочной перспективе.

Глобализация российских нефтегазовых компаний привела как к значимым потерям зарубежных активов, в то время как санкционное давление, подталкивающее международные корпорации к потере российских активов, создает предпосылки выгодных инвестиций нефтегазовыми корпорациями России и дружественных стран, с одной стороны, и трансферту высоких технологий, с другой стороны.

На протяжении трех десятилетий постсоветской истории Россия, по сути, поддерживала экономики стран Евросоюза и США за счет поставки энергоресурсов с эффективной логистикой⁵⁸.

После того, как страны ЕС и США выстроили недружественную стратегию в отношении России, эмбарго и потолок цен «бумерангом» отразились на росте энергозатрат в Еврорегии.

В текущей ситуации политической конфронтации конкуренция за выброс дополнительных объемов нефти на мировой рынок – по сути, поддержка экономик

⁵⁸ Россия продлевает действие добровольного сокращения добычи нефти на 500 тысяч баррелей в сутки до конца 2023 года. Комментарий Сафоновой Тамары [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ganepa.ru/news/tema-dnya-rossiya-prodlevaet-dobrovolnoe-sokrashchenie-dobychi-nefti-do-kontsa-2023-goda/> (дата обращения 07.04.2023)

стран-импортёров.

В этой связи сокращение добычи ещё больше поддержит страны ОПЕК+ и завершит этап субсидирования нефтью и нефтепродуктами недружественных стран ЕС по нишевым ценам.

Если нефтегазовые налоги России возможно нарастить за счет поэтапного роста цены на российские маркерные сорта и дополнительных изъятий, то импорт ориентированные страны ЕС вынуждены приобретать нефтеналивные грузы по мировым ценам с завышенной стоимостью фрахта за счет удлиненного маршрута доставки.

Помимо ожидаемого сценария дефицита нефти на мировом рынке также будет отыгрываться ситуация с недостаточностью танкеров для перевозки нефтеналивных грузов в страны Евросоюза. Ранее аналитики Еврокомиссии прогнозировали, что не хватит танкеров для перевозки российских нефтепродуктов из стран России в страны АТР, а по факту в апреле 2023 года оказалось недостаточно судов для перевозки российских нефтеналивных грузов в страны Евросоюза».

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАК ЭНДОГЕННОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ

3.1. Анализ нефтегазовых налогов в нефтегазовой отрасли, применяемых после распада Советского Союза

После распада Советского Союза была введена система налогообложения, рассчитанная на рыночную экономику. Правовой основой стал закон РФ от 27.12.1991 «Об основах налоговой системы».

Налоги делились на группы:

- I. Общегосударственные налоги и сборы, включающие в том числе налоги, относящиеся к предприятиям нефтегазового комплекса
 - Налог на добавленную стоимость
 - Акцизы
 - Таможенная пошлина
 - Налог на прибыль предприятий
 - Налоги и платежи за использование природных ресурсов
- II. Республиканские налоги и сборы:
 - Налог на имущество предприятий
 - Плата за воду, забираемую промышленными предприятиями
 - Земельный налог

В пост-советской истории развития систем налогообложения нефтегазовой отрасли условно можно выделить 8 этапов, включающих различные налоговые режимы (рисунок 9).

1 этап 1992-1996
• Экспортная пошлина • Акциз на нефть • Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы • Налог на пользователей автомобильных дорог • Ставки за право пользования недрами (добычи полезных ископаемых на эксплуатируемых месторождениях)
2 этап 1997-1998
• Отмена таможенной пошлины • Отмена акциза на нефть
3 этап 1999-2002
• Восстановление таможенной пошлины на нефть • Введение акцизов на нефтепродукты
4 этап 2002-2011
• Введение НДС • Наличие таможенной пошлины • Акцизами на нефтепродукты стали облагаться операции по получению нефтепродуктов, а не по их реализации (с 2003 года)
5 этап 2011-2013
• Система 60-66: рост НДС и снижение экспортной пошлины
6 этап 2014
• Налоговый маневр: снижение экспортных пошлин на нефть и светлые, рост на темные нефтепродукты
7 этап 2015-2018
• Большой налоговый маневр: снижение экспортных пошлин на нефть. Рост НДС и введение Кк
8 этап 2019-2024
• Завершение налогового маневра: рост НДС и обнуление экспортной пошлины в 2024 году • Введение отрицательного акциза на нефтяное сырье и демпфера • Эксперимент по НДС

Рисунок 9 - Этапы изменения системы налогообложения в нефтегазовой отрасли
 Источник: составлено автором.

Рассмотрим эволюцию каждого из налогов, применяемых в нефтегазовой отрасли за период начиная с 1992 года в России.

Акциз на нефть и газ

Акцизы на нефть и газ были впервые установлены для нефти и природного газа на основании Постановления Правительства РФ от 1 ноября 1992 г. № 847 "Об акцизном сборе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации".

Размеры ставок акцизных сборов, включаемых в цену на нефть и газовый конденсат (без налога на добавленную стоимость), в процентах были утверждены по каждому предприятию отдельно и составляли от 5 до 30% (таблица 9). Для ряда предприятий, в частности, образованных с использованием иностранного капитала, акцизный сбор не был установлен.

В июле 1993 года ставка акциза была увеличена до 5–42%, а по предприятиям, не включенным в список – 24%.

Затем в мае 1994 г. Постановлением Правительства РФ от 24 мая 1994 г. № 534 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации» акциз на нефть был установлен в абсолютных показателях.

Его средняя ставка составила 14750 руб./т, по отдельным производителям она колебалась от 0 до 36000 руб./т. При этом ставка акциза подлежала ежемесячной индексации в соответствии с изменением обменного курса рубля по отношению к доллару США.

С 1 апреля 1995 г. была установлена ставка акциза на нефть в размере от 20000 до 50000 руб. за 1 тонну с последующей ежемесячной индексацией этой ставки.

Ставка акциза на природный газ впервые была установлена в июле 1993 г. в размере 15% стоимости реализованного газа. С марта 1995 г. ставка акциза была установлена в размере 25%, а с сентября 1995 г. – в размере 30%. При исчислении акциза объектом налогообложения являлась стоимость реализованного природного газа организациям и непосредственно потребителям исходя из государственной регулируемой оптовой цены промышленности.

С 1 марта 1996 года акциз при экспорте природного газа уплачивался исходя из стоимости реализованного газа в иностранной валюте за вычетом экспортной таможенной пошлины.

Изменение ставок акцизов на нефть и газ представлено в таблице 15.

Таблица 15 -Изменение ставок акцизов на нефть и газ в России

Наименование налога	1992	1993	1994	1995	1996-2002
Акциз на нефть	5-30%	5-42%	0-36 тыс руб/тонну	20-50 тыс руб/тонну	стоимость реализованной нефти/ газа в иностранной валюте за вычетом экспортной таможенной пошлины
Акциз на газ		15%	15%	25-30%	

Источник: составлено автором.

Акцизы на нефть и газ в России перестали действовать с 2003 года⁵⁹, с установлением налога на добычу полезных ископаемых, а с начала 2019 года начал действовать обратный акциз на нефть.

Акциз на нефтепродукты

Впервые автомобильный бензин начал облагаться акцизом в России в 1994 году (в соответствии с постановлением правительства РФ от 31 марта 1994 года).

Первоначально его взимали с НПЗ, ставка составляла 10% от отпускной цены. 22 марта 1995 года другим постановлением правительства она была повышена до 20%.

В 1997–2000 годах ставки регулировались законом "Об акцизах" от 6 декабря 1991 года. В 1997 году они были повышены до 25%. С 1998 года акциз на бензин (с октановым числом выше 80) был установлен в 370 руб. за тонну, с 1999 года - в 450 руб. за тонну, с 2000 года - в 585 руб. за тонну.

После вступления в силу 1 января 2001 года второй части налогового кодекса акциз на бензин начали взимать с заправочных станций. Ставка на бензин с октановым числом выше 80 в первой редакции кодекса составляла 1 тыс. 850 руб. за тонну. Неэффективность акцизных сборов с заправочных станций в начале 2000-х годов была связана с проблематикой необходимости улучшения системы собираемости, отсутствием достоверной информации, а реализовать сбор акцизов с НПЗ было значительно проще, чем с АЗС.

⁵⁹ Закон "О внесении изменений и дополнений в главы 21, 22, 23, 25, 26, 26-2 и 26-3 Налогового кодекса РФ и некоторые другие законодательные акты РФ о налогах и сборах" [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74351166/> (дата обращения 20.10.2020)

Из-за роста цен на нефть, чтобы сдержать подорожание бензина, власти пять лет не меняли акцизы. Впервые они были повышены с 1 января 2010 года - до 3 тыс. 992 руб. за тонну.

Федеральный закон от 24.07.2002 № 110-ФЗ внес существенные изменения в главу 22 "Акцизы" Налогового кодекса РФ и особенно в ту ее часть, которая касается порядка исчисления и уплаты акцизов по операциям с нефтепродуктами. Так, с 1 января 2003 года акцизами стали облагаться операции по получению нефтепродуктов, а не по их реализации, как это было ранее, до 2003 г.

Кроме того, для лиц, совершающих операции с нефтепродуктами, законодатель ввел новый специальный документ - Свидетельство о регистрации лица, совершающего операции с нефтепродуктами.

С 1 января 2011 года акцизы начали считать исходя класса экологической безопасности.

Акцизы ежегодно повышались, с 2010 по 2023 год ставки акциза на автобензин класса 5 возросли с 3992 до 14345 руб/тонну (в 3,6 раза), на дизельное топливо класса 5 - с 1188 до 9938 руб/тонну (в 8,4 раза), на прямогонный бензин - с 4290 до 17153 руб/тонну (в 4,0 раза) (рисунок 10).

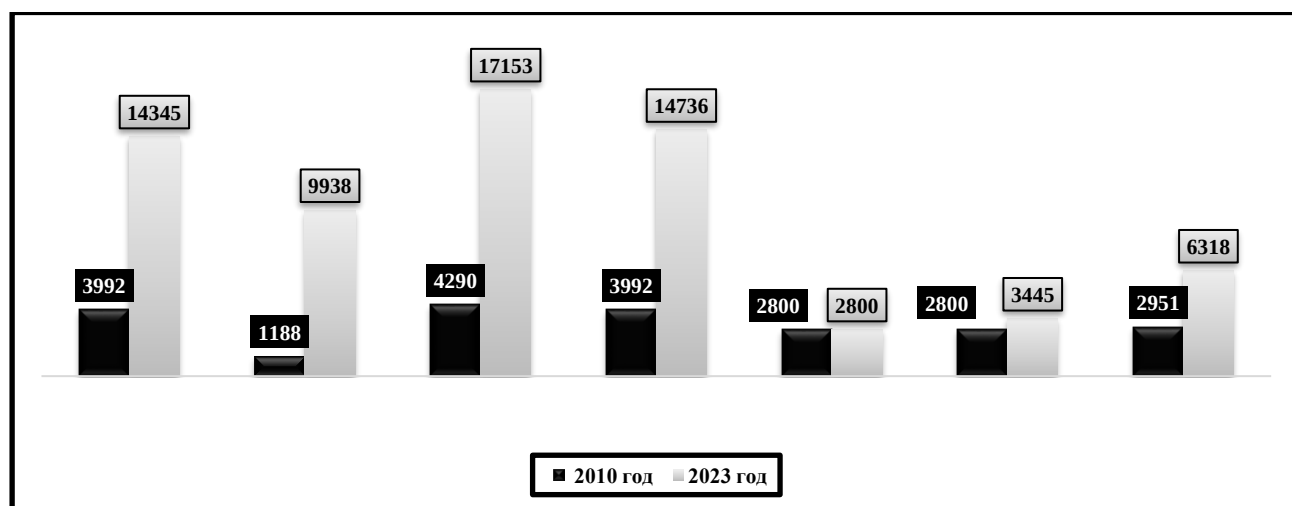


Рисунок 10 - Изменение ставок акцизов на нефтепродукты с 2010 по 2024 годы, в рублях за тонну

Источник: составлено автором

Повышающаяся ставка акциза на светлые нефтепродукты, превышение акцизной ставки на бензин относительно ставки акциза на дизельное топливо носит

де-стимулирующий характер для дальнейшего наращивания производства бензина и инвестиций для модернизации вторичных процессов.

При этом в последнее время прослеживается тенденция сближения цен на бензин и дизельное топливо.

В то же время гибкая акцизная политика может быть поддерживающим механизмом формирования приемлемых для потребителя цен и сохранения эффективности работы нефтеперерабатывающих предприятий.

Таможенная пошлина на нефть, газ и нефтепродукты

Экспортная пошлина на нефть была введена в России в начале 1992 года. Первоначально её ставка составляла 26 экю за 1 тонну экспортируемой нефти, однако уже в июне 1992 года ставка была повышена до 38 экю за тонну.

В ноябре 1993 года ставка пошлины была установлена на уровне 30 экю/т. С либерализацией цен на нефть в начале 1995 года экспортная пошлина была снижена до 23 экю/т, а затем, с апреля 1995 года, до 20 экю/т. В апреле 1996 года экспортная пошлина была уменьшена до 10 экю/т, а с 1 июля 1996 года — отменена. Одновременно для компенсации выпадающих налоговых поступлений были повышены ставки акциза на нефть.

Постановлением Правительства РФ от 1 апреля 1996 г. № 479 были отменены вывозные таможенные пошлины на все товары, за исключением нефти и газового конденсата, а с 1 июля 1996 г. было принято решение производить экспорт нефти, включая газовый конденсат, без взимания вывозной таможенной пошлины.

Однако в начале 1999 года в целях пополнения доходной части госбюджета экспортные пошлины были восстановлены. При этом ставка пошлины увязывалась с мировой ценой на нефть: при мировой цене российской нефти от \$9,8 до \$12,3 за баррель ставка пошлины составляла 2,5 евро за тонну, при цене свыше \$12,3 за баррель — 5 евро за тонну.

С 1999 года ставка экспортной пошлины стала устанавливаться с учётом цены российской нефти на мировом (европейском) рынке и достаточно часто пересматривалась.

В то же время какие-либо формализованные механизмы привязки величины экспортной пошлины к уровню мировых цен на нефть отсутствовали.

С 2002 года были законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на нефть и сам механизм определения ставки экспортной пошлины в зависимости от уровня мировых цен на нефть.

В 2004 г. Федеральным законом от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ был изменен порядок расчета предельной (максимальной) ставки экспортной пошлины на нефть. С 1 августа 2004 г. экспортная пошлина на нефть взималась при мировой цене российской нефти более 15 долларов /баррель. При этом с ростом мировой цены на нефть доля налоговых изъятий прогрессивно растет (до 65 % с каждого дополнительного доллара экспортной выручки при цене нефти свыше 25 долларов /баррель).

Введение в 2002—2004 гг. высокой прогрессивной ставки экспортной пошлины на нефть и НДС резко повысило бюджетную эффективность налоговой системы и привело к радикальному перераспределению доходов, генерируемых в нефтяном секторе, в пользу государства. Доля налогов в валовом доходе нефтяного сектора повысилась с 28,1 % в 2000 г. до 63,1 % в 2008 г.

С конца 2008 года таможенные пошлины начали устанавливаться раз в месяц.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 29.03.2013 № 276 ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую стала рассчитываться по одной из формул:

$Ст_{нефть} = 0$ - при сложившейся за период мониторинга средней цене на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109,5\$/тонну (или 15\$/баррель) включительно;

$Ст_{нефть} = K_{нефть} \times 0,35 \times (Ц_{нефть} - 109,5)$ - при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках

нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 109,5\$/тонну (или 15\$/баррель), но не более 146\$/тонну (или 20\$/баррель) (включительно);

$Ст_{нефть} = K_{нефть} \times (0,45 \times (Ц_{нефть} - 146) + 12,78)$ - при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 146\$/тонну (или 20\$/баррель), но не более 182,5\$/тонну (или 25\$/баррель) (включительно);

$Ст_{нефть} = K_{нефть} \times (0,3 \times (Ц_{нефть} - 182,5) + 29,2)$ - при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки "Юралс" на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5\$/тонну (или 25\$/баррель).

Следует отметить, что цена отсечения для вышеуказанных формул расчета таможенных пошлин на нефть соответствует уровню 15, 20, 25 \$/баррель, слагаемые в формуле (12,78) и (29,2) не имеют экономического обоснования.

В 2019 году наступила завершающая фаза налогового маневра, предполагающая отмену экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты к 2024 г.

За последний год таможенные пошлины на нефть менялись от уровня 61,2 доллара за тонну в апреле 2022 года до 12,8 доллара за тонну в феврале 2023 года (рисунок 11). Минимальная ставка 6,8 долларов за тонну была зафиксирована в мае 2020 года, что было связано с обвалом мировых цен на нефть.

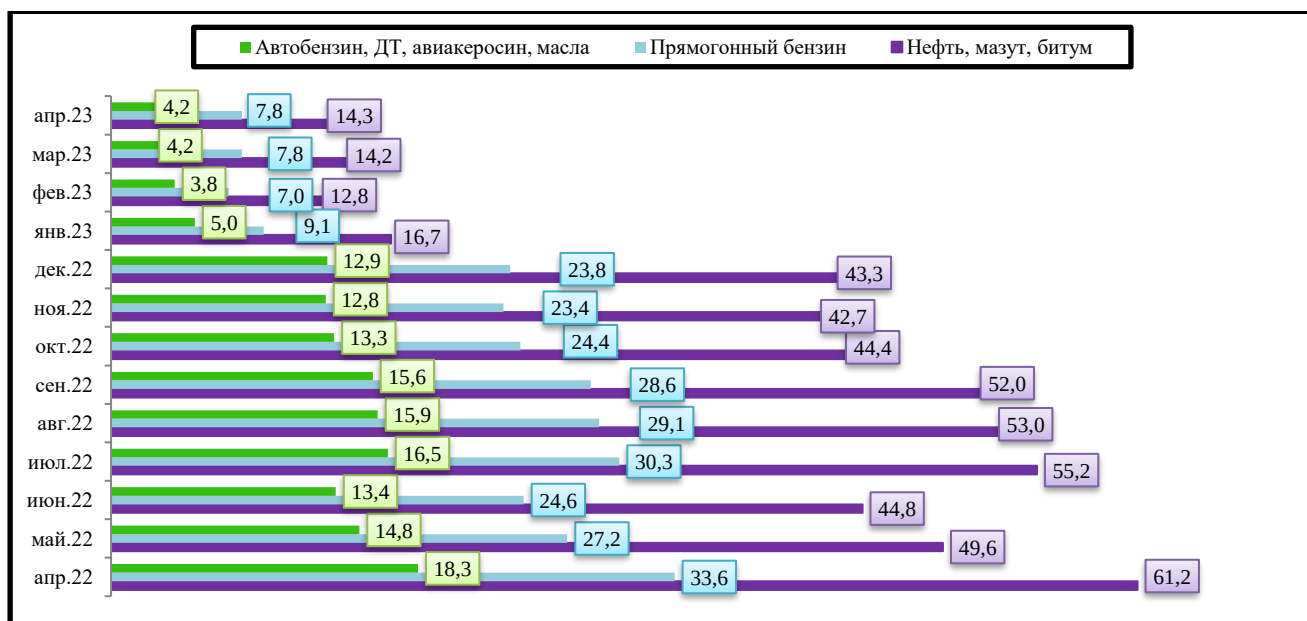


Рисунок 11 - Изменение таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты за период апрель 2021-2022 года

Источник: Минфин, составлено автора.

Решение по обнулению таможенных пошлин на нефть, по сути, означает возврат к уже принятому решению (с 1 июля 1996 года пошлины были отменены и восстановлены в 1999 году), при этом пошлины являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором нефтепереработки.

В 2023 году экспортная пошлина на светлые нефтепродукты составляет 30% от ставки пошлины на нефть, на прямогонный бензин — 55%, на темные – 100%.

В то же время правительство имеет право повысить до 90% экспортные пошлины на нефтепродукты для сдерживания увеличения поставок нефтепродуктов на внешний рынок в ущерб внутреннему.

Таким образом, с одной стороны, поэтапное обнуление таможенной пошлины на нефть стимулирует ресурсный экспорт без мер поддержки поставок для нефтепереработки, так как стоимость сырья на внутреннем рынке будет дороже экспортной на величину НДС (с учетом логистических издержек), с другой стороны, за обнулением таможенной пошлины на нефть последует и обнуление таможенной пошлины на нефтепродукты, что может повлиять на рост стоимости нефтепродуктов на внутреннем рынке.

С 2021 года отменена льгота по экспортной пошлине для нефти, добытой на 15 месторождениях с особыми физико-техническими характеристиками. Льгота применялась с 2013 года и касается 15 месторождений, крупнейшие из которых принадлежат "ЛУКОЙЛу", "Иркутской нефтяной компании" (ИНК), "Роснефти", "Газпром нефти", "Сургутнефтегазу".⁶⁰

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Налог на добычу полезных ископаемых введен, начиная с 2002 года⁶¹ и является основным инструментом налогообложения добывающих отраслей РФ. НДПИ на тонну добытой нефти рассчитывается как произведение ценового коэффициента (Кц) и базовой ставки НДПИ за минусом коэффициента, характеризующего особенности добычи.

Изменение формулы расчета НДПИ в России представлено в таблице 16, после ввода в действие НДПИ в 2002 году, на протяжении 20 лет формула расчета дополнялась множеством компонентов, учитывающих особенности добычи.

Таблица 16 - Изменение формулы расчета НДПИ в 2002-2022 годах

Период	Формула расчета НДПИ
2002	$БС * Кц$
2011	$БС * Кц * Кв$
2012	$БС * Кц * Кв * Кз$
2014	$БС * Кц * Кв * Кз * Кд * Кдв$
2015	$БС * Кц - Кндпи * Кц * (1 - Кв * Кз * Кд * Кдв * Ккан)$
2017	$БС * Кц - (Кндпи * Кц * (1 - Кв * Кз * Кд * Кдв * Ккан) - Кк)$
2019	$БС * Кц - (Кндпи * Кц * (1 - Кв * Кз * Кд * Кдв * Ккан) - Кк - Кабдт - Кман * Свн)$
2021	$БС * Кц - (Кндпи \times Кц \times (1 - Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк - Кабдт - Кман)$

Источник: ФНС, составлено автором

С 2021 года действует следующая формула для расчета НДПИ:

$$БС * Кц - (Кндпи \times Кц \times (1 - Кз \times Кд \times Кдв \times Ккан) - Кк - Кабдт - Кман) (1)$$

БС - Базовая ставка НДПИ, с 1 января 2017 г. установлена в размере 919 руб. за тонну добытой нефти.

Кндпи равно 530 - с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно, 559 - на период с 1 января 2016 года;

⁶⁰ Федеральный закон от 15.10.2020 № 325-ФЗ "О внесении изменений в статью 3-1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе", Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ "О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ГЛАВЫ 25.4 И 26 ЧАСТИ ВТОРОЙ НАЛОГОВОГО КОДЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ" [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/news/58234> (дата обращения 20.10.2020)

⁶¹ Глава 26 Налогового Кодекса РФ [Электронный ресурс].

URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/e6d44e47786df6c9aabee01919ecdb24f6a2e7da/ (дата обращения 20.10.2020)

Кц - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть

$$\mathbf{K_{ц} = (Цена\ барреля\ Urals\ в\ долларах\ —\ 15) * Курс\ доллара\ США\ /\ 261\quad (2)}$$

Кд - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти, принимается:

- равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;
- равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;
- равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;
- равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья,

К_{дв} - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья, определяется в следующем порядке:

- в случае, если значение коэффициента К_д для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья менее 0,8, коэффициент К_{дв} принимается равным 1;
- в случае, если значение коэффициента К_д для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент К_{дв} рассчитывается по формуле:

$$\mathbf{K_{дв} = 3,8 - 3,5 \frac{N_{дв}}{V_{дв}},\quad (3)}$$

N_{дв} - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

V_{дв} - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

- в случае, если значение коэффициента К_д для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья более 1, коэффициент К_{дв} принимается равным 0,3;
- в случае, если участок недр не содержит залежей углеводородного сырья, для которых значение коэффициента К_д составляет менее 1, коэффициент К_{дв} при добыче нефти из залежей углеводородного сырья, расположенных в пределах указанного участка недр, принимается равным 1.

Кз - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом, определяется в следующем порядке:

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_з) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (C_{вз}) конкретного участка недр, определяемая в порядке, установленном настоящим пунктом, меньше или равна 0,05, коэффициент К_з рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathbf{K_{з} = 0,125 \times V_{з} + 0,375\quad (4)}$$

V_3 - начальные извлекаемые запасы нефти (в млн. тонн), утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

Ккан - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти, принимается равным 1.

Коэффициент **Ккан** принимается равным 0 в отношении:

- нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, на территории Ненецкого автономного округа, полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе, расположенных севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе Российской Федерации; нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в Азовском и Черном море при выполнении дополнительных условий по достижению определенного накопленного объема добычи, с учетом степени выработанности запасов, сроков государственной регистрации лицензии на право пользования недрами согласно ФЗ от 15.10.2020 N 342-ФЗ.

Кк - устанавливается равным 428 с 1 января 2019 года. При этом K_k устанавливается равным 0 при добыче нефти, указанной в пункте 3 статьи 342 Налогового Кодекса РФ;

Кман определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{ман}} = \text{ЭП} \times P \times K_{\text{корр}} - \text{ФМ} \quad (5)$$

ЭП – экспортная пошлина на нефть;

P - среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации,;

Ккорр - коэффициент, устанавливаемый равным:

- 0,167 - на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно;
- 0,333 - на период с 1 января по 31 декабря 2020 года включительно;
- 0,500 - на период с 1 января по 31 декабря 2021 года включительно;
- 0,667 - на период с 1 января по 31 декабря 2022 года включительно;
- 0,833 - на период с 1 января по 31 декабря 2023 года включительно;
- 1 - с 1 января 2024 года.

ФМ - коэффициент, характеризующий наступление особых обстоятельств, принимается равным нулю для всех налоговых периодов, за исключением налоговых периодов, для которых настоящим пунктом установлен иной порядок расчета указанного коэффициента.

$$\text{ФМ} = (P - \text{ЭП} \times (1 - K_{\text{корр}})) \times P \quad (6)$$

P - ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, действовавшая в налоговом периоде и выраженная в долларах США за 1 тонну.

КАБДТ - коэффициент, характеризующий надбавки за автомобильный бензин и дизельное топливо;

$$K_{\text{АБДТ}} = 105 \times I_{\text{АБ}} + 92 \times I_{\text{ДТ}} + N_{\text{БУГ}} + N_{\text{ДФО}} \quad (7)$$

I_{АБ} - бинарный коэффициент для автомобильного бензина, принимает значение, равное нулю для налоговых периодов, в которых коэффициент $D_{\text{АБ}_C}$, рассчитываемый налогоплательщиком самостоятельно в порядке, установленном настоящим пунктом, принимает значение менее нуля или равное нулю, при иных значениях коэффициента $D_{\text{АБ}_C}$ принимает значение, равное 1;

I_{ДТ} - бинарный коэффициент для дизельного топлива, принимает значение, равное нулю для налоговых периодов, в которых коэффициент $D_{\text{ДТ}_C}$, рассчитываемый налогоплательщиком

самостоятельно в порядке, установленном настоящим пунктом, принимает значение менее нуля или равное нулю, при иных значениях коэффициента $D_{дт}$ с принимает значение, равное 1.

$N_{буг}$ - коэффициент, характеризующий надбавку за изменение механизма демпфера с 2020 года, определяется по следующей формуле:

$$N_{буг} = (N_{к\_демп} - C_{к\_демп} - 0,5 \times K_{к2021}) \times (37,5 / 484) - 124 \quad (8)$$

$N_{к\_демп}$ - коэффициент, характеризующий демпфер после 2020 года, определяется по формуле:

$$N_{к\_демп} = (D_{аб} \times K_{аб\_комп} + D_{дт} \times K_{дт\_комп}) \times K_{нв} \quad (9)$$

$C_{вн}$ — коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти.

Начиная с 2021 года исключены из формулы расчета НДС: $C_{вн}$ — коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти и $K_{в}$ — коэффициент выработанности запасов⁶².

Согласно параметрам налогового маневра снижение экспортных пошлин для добывающего сегмента компенсируется соответствующим последовательным увеличением НДС на период до 2024 года.

Диаграммы на рисунке 12 демонстрируют высокую степень зависимости налоговых ставок НДС от мировых цен на нефть и курса национальной валюты.

Ярким примером является падение ставки НДС с учетом $K_{ц}$ (коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть) в апреле 2020 года до уровня 334 рублей за тонну, или в 31 раз относительно уровня января 2020 года, при этом цена на нефть снизилась за тот же период в 4 раза (с 62,1 до 16,3 \$/баррель) на фоне снижения мирового спроса на нефть.

Самая высокая ставка НДС за период с 2019 года по март 2023 года установлена в марте 2022 года – 27948 рублей за тонну при цене на нефть Юралс 91,3 \$/баррель и курсе рубля к доллару 104,1.

С одной стороны, высокий курс национальной валюты позволяет увеличить нефтегазовые доходы бюджета, но с другой стороны, стабильный курс национальной валюты обеспечивает экономический рост, создание рабочих мест, оказывает положительное влияние на развитие импортозамещения в стране.

⁶² Федеральный закон от 15.10.2020 № 342-ФЗ "О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ГЛАВЫ 25.4 И 26 ЧАСТИ ВТОРОЙ НАЛОГОВОГО КОДЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ" [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/565995400> (дата обращения 20.10.2020)

В этой связи базовые ставки НДС должны иметь низкую корреляцию с мировой ценой на нефть и курсом национальной валюты, а порядок расчета должен обеспечить прогнозируемость бюджетного наполнения с обеспечением курса валюты, способствующего развитию производства и технологий в стране.



Рисунок 12 - Изменение ставок НДС и цены на нефть Юралс в 2019- март 2023

г.г.

Источник: ежемесячно публикуемые данные ФНС России, анализ автора

По мнению автора, изменение порядка расчета в формуле НДС

коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, повлияет на более устойчивое наполнение бюджета и снизит зависимость от конъюнктуры внешних рынков.

3.2. Анализ не нефтегазовых налогов в нефтегазовой отрасли, применяемых после распада Советского Союза

Нефтегазовая отрасль также является крупнейшим плательщиком налога на прибыль, НДС, социальных налогов, которые не учитываются Минфином в составе нефтегазовых доходов, в этой связи отсутствие консолидированной отчетности по совокупности расширенных нефтегазовых доходов не дает возможности оценить реальное влияние нефтегазового комплекса на бюджетные поступления страны.

Согласно Исследованию Института экономики роста им. Столыпина и Института народнохозяйственного планирования РАН на сектор добычи полезных ископаемых и нефтепереработки приходится более 60% всех совокупных экспортных поступлений в бюджет РФ.⁶³

Рассмотрим эволюцию каждого налога, уплачиваемого нефтяными компаниями в бюджет, но не учитываемых в составе нефтегазовых доходов.

НДС.

1 января 1992 года в России был впервые введен налог на добавленную стоимость. Ставка НДС была установлена на уровне 28% (рисунок 13). Однако уже с 1 января 1993 года она была снижена до 20% (льготная ставка — до 10%). Помимо НДС в 1998–2004 годах в регионах дополнительно взимался налог с продаж (не более 5%).

С 1 января 2004 года ставка НДС была снижена до 18%. Решение было принято по предложению Минфина для поддержки инвестиционного роста, а также в условиях роста цен на нефть, который дал дополнительные возможности для снижения налоговой нагрузки. На некоторые виды товаров распространяется льготная ставка — 10%. Таковыми являются, например, ряд продовольственных и

⁶³ Исследование Института экономики роста им. Столыпина и Института народнохозяйственного планирования РАН «Зависимость российской экономики и бюджета от нефти», 2018г, [Электронный ресурс]. URL: <http://stolypin.institute/wp-content/uploads/2018/02/issledovanie-syrevaya-zavisimost-2018.01.30-2.pdf> (дата обращения 20.10.2020)

медицинских товаров, товаров для детей, периодические печатные издания, книжная продукция и т. д.

С 1 января 2019 года ставка НДС составила 20%.

На рисунке 13 представлено изменение ставки НДС в России за 1992-2022 годы.

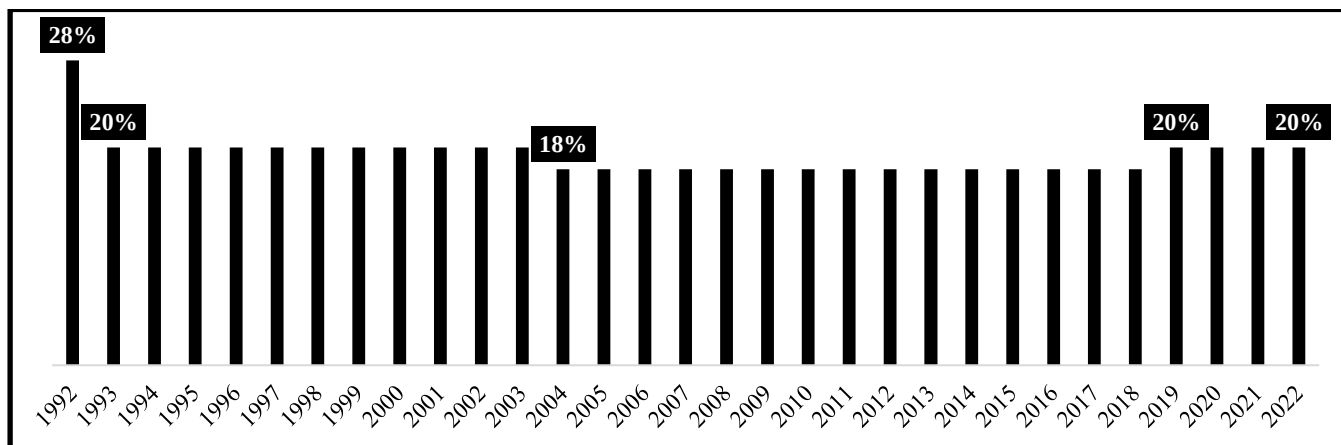


Рисунок 13 - Изменение ставки НДС в России за 1992-2022 годы, в %

Источник: составлено автором

Налог на прибыль

В 1992–2001 годах налог регулировался Законом РФ от 27.12.1991 № 2116–1 «О налоге на прибыль предприятий и организаций» и рассчитывался путём корректировки финансового результата, полученного по данным бухгалтерского учёта. С 2002 года налог регламентируется главой 25 части II Налогового Кодекса РФ и исчисляется по данным налогового учёта.

В 1995–2001 годах базовая ставка налога составляла 35 % и была выше для банков, страховщиков и др., в 2002–2008 годах унифицированная ставка была равна 24 % (рисунок 14). С 2009 года ставка по налогу на прибыль равна 20 %, из них 2 % зачислялось в федеральный бюджет, 18 % - в бюджет субъекта РФ (п. 1 ст. 284 НК РФ). С 2017 по 2020 год в федеральный бюджет зачисляется 3%, 17% - в бюджет субъекта РФ (п. 1 ст. 284 НК РФ).

Прибыль определяется как сумма доходов, уменьшенная на величину расходов (ст. 247 НК РФ). Все доходы организации делятся на облагаемые и необлагаемые налогом на прибыль. Перечень последних содержится в статье 251

НК РФ и является закрытым. Все доходы, которые там не упомянуты, автоматически облагаются налогом на прибыль.

Затраты также подразделяются на расходы, которые уменьшают и не уменьшают налогооблагаемую прибыль. Формально перечень расходов, которые не учитываются при расчете налога на прибыль, перечислен в статье 270 НК РФ. Однако это не означает, что все иные затраты автоматически уменьшают налогооблагаемую прибыль.

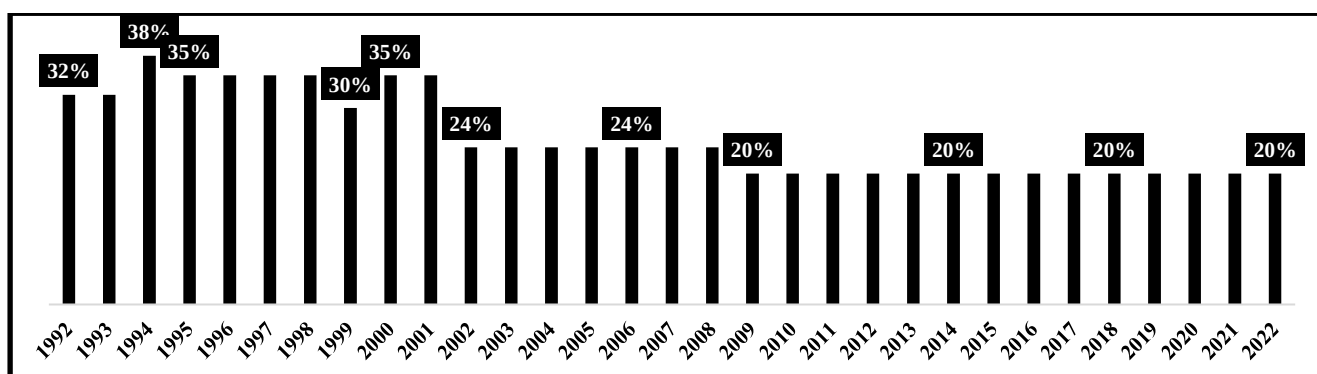


Рисунок 14 - Изменение ставки налога на прибыль в России за 1992-2022 годы

Источник: составлено автором

Налог на пользователей автомобильных дорог

Налог на пользователей автомобильных дорог был введен в отечественную систему налогов и сборов с 1 января 1992 года (статья 5 Закона РФ от 18.10.1991 № 1759–1 "О дорожных фондах в Российской Федерации"), традиционно воспринимался налогоплательщиками и работниками налоговых органов как один из простейших налогов. Решение о прекращении взимания налога на пользователей автомобильных дорог с 1 января 2003 года (статья 5 Федерального закона от 05.08.2000 № 118-ФЗ "О введении в действие части второй Налогового кодекса Российской Федерации и внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации о налогах").

Ставка налога на пользователей автомобильных дорог за весь период его существования составляла 2,5%.⁶⁴

⁶⁴ От выручки, полученной от реализации продукции (работ, услуг) или от суммы разницы между продажной и покупной ценами реализованных товаров.

Налог исчислялся отдельно по каждому виду деятельности, а средства зачислялись: в Федеральный дорожный фонд РФ по ставке 0,5%; в территориальные дорожные фонды по ставке 2%.

Налог на пользователей автомобильных дорог был отменен с 1 января 2003 года.

Налог на имущество организаций

Налог на имущество организаций относится к региональным налогам. Это значит, что налоговая ставка устанавливается законами субъектов РФ, но не может превышать 2,2 % (границы, установленной Налоговым Кодексом). Объектом налогообложения является имущество организации, которое находится на балансе предприятия как объекты основных средств, по остаточной стоимости (первоначальная стоимость минус накопленная амортизация).

Согласно закону г. Москвы от 05.11.2003 N 64 "О налоге на имущество организаций" налоговая ставка в отношении объектов недвижимого имущества, налоговая база по которым определяется как их кадастровая стоимость, устанавливается в следующих размерах (таблица 17):

Таблица 17 – Изменение ставки налога на имущество организаций за 1992-2023

	годы									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ставка налога на имущество организаций	0,9%	1,2%	1,3%	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,8%	1,9%	2,0%

Источник: составлено автором

Таким образом, с каждым годом усиливается налоговое обременение на имущество организаций.

Единый социальный налог/страховые взносы

Единый социальный налог введен в Российской Федерации с 1 января 2001 года. Он заменил страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Государственный фонд занятости населения и фонд обязательного медицинского страхования. С 1 января 2010 года единый социальный налог отменён, вместо него для тех же плательщиков введены страховые взносы в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования

Российской Федерации, Фонд обязательного медицинского страхования согласно закону № 212-ФЗ от 24 июля 2009 года.

В 2020 году установлены следующие ставки страховых взносов:

- взносы на обязательного пенсионного страхования – 22%,
- взносы на обязательного Фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%,
- страховые взносы на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством – 2,9%.

3.3. Анализ дополнений к налоговому маневру в нефтегазовой отрасли, введенных с 2019 по 2022 годы

Налог на дополнительный доход (НДД)

Завершающий этап налогового маневра привнес в налоговую систему новые механизмы, в частности обратный акциз, демпфирующую компоненту и налог на добавленный доход (НДД).

НДД введен с 1 января 2019 года⁶⁵ и реализуется в пилотном режиме на специально выбранной группе месторождений. НДД позволяет учитывать экономику разработки конкретных месторождений, а не групп месторождений, регионов.

Реформа налога для нефтяных компаний предполагает частичную замену НДПИ новым налогом на дополнительный доход. Ставка НДД составляет 50% и взимается с дохода от добытой нефти за вычетом расчетной экспортной пошлины и расходов на транспортировку, а также фактических капитальных и операционных расходов, связанных с разработкой участка недр. Это принципиальное отличие от НДПИ — новый налог взимается с финансового результата, а не с выручки и позволяет платить только в том случае, если разработка месторождения оказалась прибыльной. НДД предполагает сохранение

⁶⁵ Правила налогообложения налогом на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья определены в главе 25.4 Налогового кодекса Российской Федерации, Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45587> (дата обращения 20.10.2020)

НДПИ, но в пониженном размере (в среднем на 60%) в сравнении с общей действующей налоговой ставкой.

Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья введен в действие с января 2019 года для ряда компаний, участвующих в эксперименте.

НДД имеет ряд явно выраженных преимуществ по сравнению с действующей налоговой системой. В отличие от налога на добычу НДД основан на показателе дополнительного дохода (по сути — прибыли), объективно отражающем реальную экономическую эффективность разработки конкретного месторождения (лицензионного участка). Новый налог учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения: по мере истощения месторождения снижается доход и размер налога.

НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, поскольку налог не взимается вплоть до полной окупаемости понесенных затрат, а последующее налогообложение соответствует показателям доходности. В случае высоко маржинальных проектов применение НДД обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства; одновременно создаются условия для реализации высокозатратных проектов.

Режим НДД заработал с 2019 года для четырех групп участков. Первая и вторая в основном включают месторождения в Восточной Сибири и на Каспии, третья — зрелые месторождения Западной Сибири, четвертая — новые месторождения этого же региона.

Кроме того, за счет снижения налоговой нагрузки до момента окупаемости проектов высвобождаются дополнительные средства. Таким образом, НДД стимулирует инвестирование в новые эффективные технологии нефтедобычи, что в конечном итоге приведет к увеличению текущего коэффициента извлечения нефти (КИН).

По оценкам Минэнерго России на момент ввода в действие НДД, налог позволит увеличить КИН с 27,2 до 35%, а добычу нефти — на 10–12 млн т/год.

Начиная с 1 января 2021 года расширен перечень участков недр, при добыче нефти на которых можно применять НДД. Так, к участкам 3 группы решено отнести выработанные месторождения, а также месторождения СКФО и Сахалинской области. Ограничен перенос исторических убытков в размере до 50% на период 2021–2023 гг. При этом коэффициент индексации, определяющий сумму переноса убытков на будущее, снижен до 1,07. Эти меры не касаются месторождений Арктической зоны.

Для расчета минимальной налоговой базы по НДД значение удельных расходов установлено в размере 7 140 руб. до конца 2023 г. и 8 600 руб. далее. Также начиная с 2021 г. значение должно ежегодно индексироваться на коэффициент-дефлятор.

По мнению автора, НДД является прогрессивным налогом, однако его привязка к формуле расчета НДПИ, включающего коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, не дает возможности точного прогнозирования.

Обратный акциз на нефть

Начиная с 2019 года, в отрасли введен обратный акциз на нефть⁶⁶, который должен компенсировать регулирующее воздействие на цены на моторное топливо на внутреннем рынке в соответствии с Соглашением о заморозке цен, заключенным Правительством РФ с российскими компаниями-собственниками НПЗ.

Расчет обратного акциза на нефть Анс осуществляется по формуле (10):

$$\text{Анс} = ((\text{Цнефть} * 7,3 - 182,5) * 0,3 + 29,2) * \text{Р} * \text{Спю} * \text{Ккорр} * \text{Крег} \quad (10)$$

где **Цнефть** – средний за календарный месяц уровень цен нефти

Юралс на мировых рынках, в долларах США за баррель

Р - среднее значение за календарный месяц курса
доллара США к рублю

Крег - коэффициент, характеризующий региональные особенности рынков продуктов переработки нефтяного сырья

⁶⁶ Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45587> (дата обращения 20.10.2020)

Спю - удельный коэффициент, характеризующий корзину продуктов переработки нефтяного сырья

Ккорр - корректирующий коэффициент, устанавливаемый равным:

- 0,167 - на период с 1 января по 31 декабря 2019 года включительно;
- 0,333 - на период с 1 января по 31 декабря 2020 года включительно;
- 0,500 - на период с 1 января по 31 декабря 2021 года включительно;
- 0,667 - на период с 1 января по 31 декабря 2022 года включительно;
- 0,833 - на период с 1 января по 31 декабря 2023 года включительно;
- 1 - с 1 января 2024 года.

Обратный акциз, имеет значительный диапазон отклонения по НПЗ, и связано это с различными производственными объемами по видам нефтепродуктов, производимых на предприятиях.

Порядок расчета производственной компоненты Спю⁶⁷ представлен в формуле (11):

$$\text{Спю} = (V_{\text{нс}} - 0,55 * V_{\text{пб}} - 0,3 * V_{\text{св}} - 0,065 * V_{\text{кс}} - V_{\text{т}}) / V_{\text{нс}} \quad (11)$$

где $V_{\text{нс}}$ - количество нефтяного сырья, направленного на переработку в тоннах;
 $V_{\text{пб}}$ - количество произведенного прямогонного бензина, в тоннах;
 $V_{\text{св}}$ - количество товарного бензина, легких и средних дистиллятов в жидком виде, бензола, толуола, ксилола, масел смазочных, произведенных из нефтяного сырья, в тоннах;
 $V_{\text{кс}}$ - количество произведенного кокса нефтяного, в тоннах;
 $V_{\text{т}}$ - количество мазута, битума нефтяного, парафина, вазелина, отработанных нефтепродуктов, иных жидких или твердых продуктов переработки нефтяного сырья.

Фактически коэффициент Спю отражает то, каким образом НПЗ пользуется существующей таможенной субсидией, поскольку коэффициенты, на которые умножаются объемы нефтепродуктов, соответствуют коэффициентам, учитываемым при расчете экспортной пошлины для этих нефтепродуктов.

При этом терминология в формуле обратного акциза $V_{\text{св}}$ не включает дизельное топливо, в то время как при утверждении таможенных пошлин выделяют дизельное топливо как отдельную категорию.

Акциз обнуляется, если выполняется условие формулы (12):

⁶⁷ Статья 193 Налогового кодекса РФ, Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45587> (дата обращения 20.10.2020)

$$(V_{\text{пб}} + V_{\text{св}} + V_{\text{кс}} + V_{\text{т}}) / V_{\text{нс}} < 0,75 \quad (12)$$

Указанное условие введено для исключения заводов, не использующих установки вторичной переработки – формула (13).

$$\text{Если } \text{Ц}_{\text{нефть}} < 25\$/\text{баррель, то } \text{Анс} = 20\$ * \text{Р} * \text{К}_{\text{корр}} \quad (13)$$

Как представлено на рисунке 15, ставки обратного акциза менялись от 0,5 тыс рублей за тонну при цене нефти Юралс 18,2 \$/баррель в апреле 2020 года до 6,8 тыс рублей за тонну в марте 2022 года при цене нефти Юралс 91,3 \$/баррель.

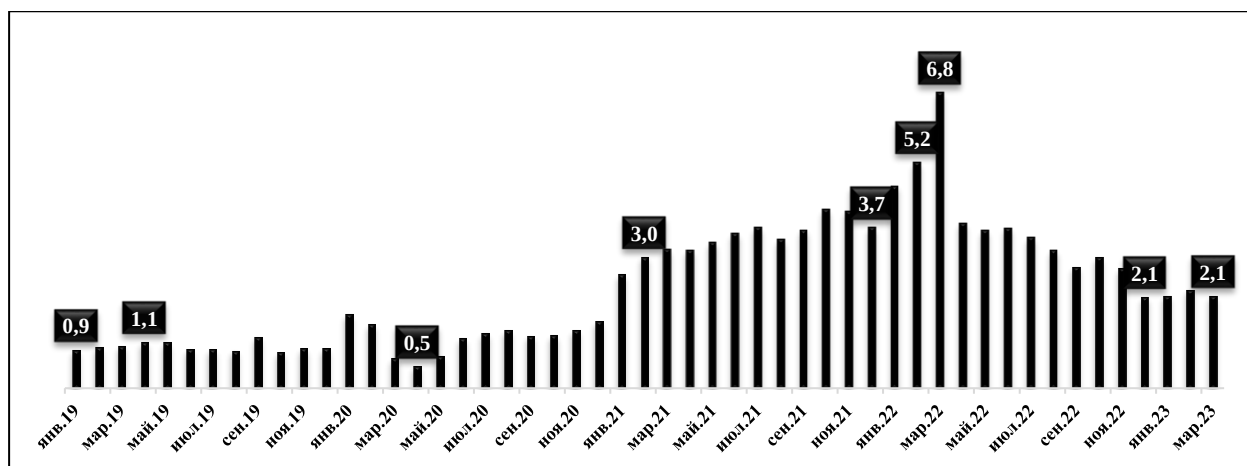


Рисунок 15 - Среднее значение обратного акциза за период действия 2019 – март 2023 г.г., в тыс рублей за тонну

Источник: рассчитано автором.

Порядок расчета вычета по акцизу:

Вычетам подлежат суммы акциза, умноженные на коэффициент 2, для НПЗ имеющих свидетельство о регистрации НПЗ, и увеличенные на величину демпфирующей надбавки $K_{\text{демп}}$ - формула (14):

$$\text{Вычет} = 2 * \text{Анс} + K_{\text{демп}} \quad (14)$$

Расчет демпфирующей надбавки к обратному акцизу для НПЗ осуществляется по формуле (15):

$$K_{\text{демп}} = D_{\text{АБ}} * V_{\text{АБ}} * K_{\text{КОМП АБ}} + D_{\text{ДТ}} * V_{\text{ДТ}} * K_{\text{КОМП ДТ}} + \text{ДДВ\_АБ} \times \text{ВДВ\_АБ} + \text{ДДВ\_ДТ} \times \text{ВДВ\_ДТ} \quad (15)$$

$V_{\text{АБ}}$, $V_{\text{ДТ}}$ - объемы (в тоннах) высокооктанового автомобильного бензина класса 5 и дизельного топлива класса 5 соответственно

$\text{Ц}_{\text{АБэксп}}$ – цена экспортной альтернативы бензина АИ-92 класса 5

$\text{Ц}_{\text{ДТэксп}}$ – цена экспортной альтернативы дизельного топлива класса 5

$K_{\text{комп АБ}} = 0,68$ - начиная с 1 января 2020 года

$K_{\text{комп ДТ}} = 0,65$ - начиная с 1 января 2020 года

$ДДВ_{\text{АБ}}$ и $ДДВ_{\text{ДТ}}$ - дальневосточные надбавки, в рублях за тонну⁶⁸

$$Д_{\text{АБ}} = Ц_{\text{АБэксп}} - Ц_{\text{АБвр}} \quad (16)$$

$$Д_{\text{ДТ}} = Ц_{\text{ДТэксп}} - Ц_{\text{ДТвр}} \quad (17)$$

где $Ц_{\text{АБвр}}$ и $Ц_{\text{ДТвр}}$ – предельные цены, установленные законом (таблица 13).

Таблица 18 - Установленные значения средней оптовой цены реализации бензина и дизельного топлива на территории Российской Федерации, в тыс рублей за тонну

	Ц _{АБвр}	Ц _{ДТвр}
2019	51, 0	46, 0
2020	53, 6	48, 3
2021	56, 3	50, 7
2022	59, 0	53,25
2023	62, 0	56, 0
2024	65, 0	58, 7

Источник: НК РФ⁶⁹.

$Ц_{\text{АБэксп}}$ - средняя цена экспортной альтернативы для автомобильного бензина АИ-92 класса 5, рассчитанная в морских портах Северо-Западного федерального округа, которая определяется по формуле (18):

$$Ц_{\text{АБэксп}} = (Ц_{\text{АБRotterdam}} - В_{\text{СПР}} - Т_{\text{АБМ}} - ЭП_{\text{АБ}}) * Р + А_{\text{АБ}}) * (1 + С_{\text{НДС}}) \quad (18)$$

$Ц_{\text{АБ Rotterdam}}$ – средняя цена на автобензин АИ-92 класса 5 на мировых рынках (роттердамском) в долларах США за тонну

$В_{\text{СПР}}$ - величина, характеризующая ценовой дифференциал, в долларах США за тонну, которая определяется по формуле (19):

$$В_{\text{СПР}} = (Ц_{\text{НСД}} - Ц) * 7,3 \quad (19)$$

$Ц_{\text{НСД}}$ - средний уровень цен нефти "North Sea Dated" на рынке Северного моря, в долларах США за баррель,

$Ц$ - средний за налоговый период уровень цен нефти "Юралс" на мировых рынках, в долларах США за баррель,

В редакции Федерального закона от 23.02.2023 N 36-ФЗ:

$В_{\text{СПР}}$, используемая при расчете показателя $Ц_{\text{АБэксп}}$, принимается равной:

- 146 для налоговых периодов с 1 января по 31 марта 2023 года включительно, если такая величина принимает значение более 146,
- 182,5 для налоговых периодов с 1 апреля по 30 июня 2023 года включительно, если такая

⁶⁸ рассчитываются налогоплательщиком самостоятельно как сумма величин 2 000 рублей и ДАБ или ДДТ, если иное не установлено настоящим пунктом. При этом, если величина ДДВ_АБ или ДДВ_ДТ оказалась более 2 000 или менее 0, для целей настоящего пункта величина ДДВ_АБ или ДДВ_ДТ принимается равной 2 000 или 0 соответственно. В случае, если средняя за налоговый период оптовая цена реализации на указанных базах поставки, расположенных в Дальневосточном федеральном округе, автомобильного бензина АИ-92 класса 5 или дизельного топлива класса 5 отклоняется в большую сторону более чем на 20 процентов от средней за налоговый период оптовой цены реализации в Российской Федерации автомобильного бензина АИ-92 класса 5 или дизельного топлива класса 5 соответственно, величина ДДВ_АБ или ДДВ_ДТ соответственно в таком налоговом периоде принимается равной 0.

⁶⁹ Федеральный закон от 02.07.2021 № 305-ФЗ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/47056/page/5> (Дата обращения 20.10.2020)

величина принимает значение более 182,5,

— 0 для налоговых периодов с 1 января 2026 года.

$V_{СПР}$ – используемая при расчете показателя $\Pi_{ДТэксп}$, принимается равной:

— 73 для налоговых периодов с 1 апреля по 31 декабря 2023 года включительно, если такая величина принимает значение более 73,

— 0 для налоговых периодов с 1 января 2024 года.

$T_{АБМ}$ – затраты на транспортировку и перевалку от российского порта до порта Роттердам, \$/тонну

$ЭП_{АБ}$ – ставка таможенной пошлины на бензин АИ-92 класса 5, \$/тонну

P – среднее значение курса доллара

$A_{АБ}$ – ставка акциза на автобензин

$C_{НДС}$ – ставка НДС

$\Pi_{ДТэксп}$ – средняя цена экспортной альтернативы для дизельного топлива класса 5 на мировых рынках (роттердамском) в долларах США за тонну

Предусмотрено также дополнительное условие для демпфирующей компоненты: она обнуляется в случае, если средняя за налоговый период оптовая цена реализации отклоняется в сторону увеличения на 10% от их базовых цен.

В этой связи демпфирующая компонента не является стабильной субсидией для возмещения НПЗ и зависит от мировой цены на нефть и нефтепродукты, ставки акцизов, таможенных пошлин, курса рубля.

Кроме того, введен механизм расчета $V_{АВИА}$ – которая увеличивает сумму акциза, начисленного при получении авиационного керосина налогоплательщиком. Величина $V_{АВИА}$ определяется по формуле (20) с детализацией расчетов с применением формул (21), (22):

$$V_{АВИА} = D_{КЕР} \times V_{КЕР} \times K_{ДТ\_КОМП}, \quad (20)$$

где $V_{КЕР}$ – объем (в тоннах) полученного авиационного керосина,

$K_{ДТ\_КОМП}$ – демпфирующая компонента для дизельного топлива,

$$D_{КЕР} = \Pi_{КЕРэксп} - \Pi_{КЕРвр}, \quad (21)$$

$\Pi_{КЕРэксп}$ – средняя цена экспортной альтернативы для авиационного керосина, рассчитанная в морских портах Российской Федерации, расположенных в Северо-Западном федеральном округе, которая определяется по следующей формуле:

$$\Pi_{КЕРэксп} = ((\Pi_{КЕРрт} - T_{ДТМ} - ЭП_{КЕР}) \times P) \times (1 + C_{НДС}) \quad (22)$$

$\Pi_{КЕРрт}$ – средняя (среднеарифметическое значение за все дни торгов) за налоговый период цена на авиационный керосин на роттердамском рынке нефтяного сырья в долларах США за 1 тонну;

$T_{ДТМ}$ – затраты на транспортировку и перевалку от российского порта до порта Роттердам,

\$/тонну;

ЭКЕР - ставка вывозной таможенной пошлины в отношении авиационного керосина, действовавшая в налоговом периоде, в долларах США за 1 тонну;

Р - среднее значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, определяемое налогоплательщиком самостоятельно как среднеарифметическое значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни в налоговом периоде;

Сндс - ставка налога на добавленную стоимость, действовавшая в налоговом периоде и указанная в пункте 3 статьи 164 настоящего Кодекса;

ЦКЕР_{вр} - условное значение средней оптовой цены реализации авиационного керосина на территории Российской Федерации (таблица 14).

Таблица 19 - Установленные значения средней оптовой цены реализации авиационного керосина на территории Российской Федерации, в тыс рублей за тонну

	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
ЦКЕР _{вр}	48,3	50,7	53,25	55,9	58,7	61,6

Источник: НК РФ.

На рисунке 16 представлено изменение демпфирующей компоненты на бензин и дизельное топливо за период с января 2019 – март 2023 г.г.

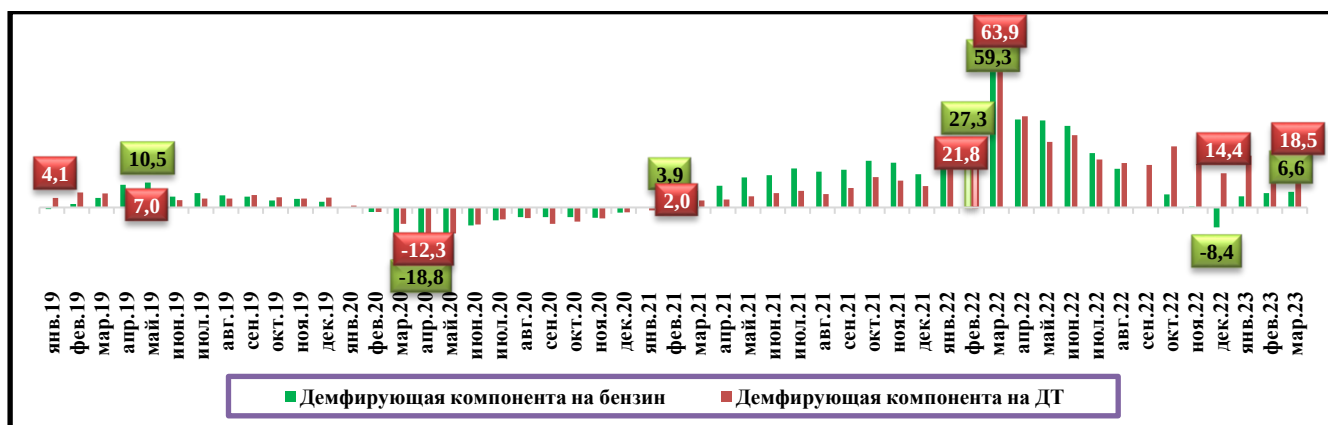


Рисунок 16 - Демпфирующая компонента на бензин и дизельное топливо за период действия с января 2019 по март 2023 г.г., в тыс рублей за тонну

Источник: рассчитано и составлено автором

В 2020 году демпфер имел отрицательное значение, НПЗ осуществляли выплаты в бюджет.

Согласно расчетам автора в 2019, 2021, 2022 и в январе-марте 2023 года значение демпфера на бензин и дизтопливо имело преимущественно положительное значение, достигнув максимального значения в марте 2022 года (59,3 тыс рублей за 1 тонну бензина и 63,9 тысячи рублей за 1 тонну дизельного топлива).

По итогам марта 2022 года⁷⁰ индекс экспортной альтернативы для бензина составил 142,4 тыс. рублей за тонну, для дизельного топлива - 150,6 тыс. рублей за тонну.

При этом цены на топливо на внутреннем рынке России снизились, поскольку у нефтяных компаний возникли существенные сложности с экспортом нефтепродуктов из-за косвенного влияния санкций, проблем с платежами и логистикой, что привело к профициту товара на внутреннем рынке.

В итоге получилось, что оптовые цены на моторное топливо в России оказались в марте 2022 года ниже демпфера:

- по бензину демпфер составил 59,3 тыс. рублей при средней цене реализации оптовых партий — 43,1 тыс. рублей;
- по дизельному топливу демпфер составил 63,9 тыс. рублей при средней цене реализации оптовых партий — 50,2 тыс. рублей.

По мнению автора, основным уязвимым звеном в применяемой системе демпферно-акцизного субсидирования является проблематика того, что нефтеперерабатывающие предприятия в кризисный период снижения спроса и падения цен на нефть формируют дополнительную налоговую базу за счет отрицательного демпфера (в 2020 году НПЗ заплатили в бюджет 357 млрд рублей за счет действия демпфера, рисунок 17).

При падении мировых цен на нефть выплаты акциза на нефть из бюджета (222 млрд рублей) оказались нивелированы отрицательным результатом, получаемым от применения демпфера - 357 млрд рублей заплатили заводы в бюджет (рисунок 17).

⁷⁰ Сафонова Т.Ю., «Без национальных ценовых индикаторов обходиться все труднее», <https://oilcapital.ru/news/markets/28-04-2022/bez-natsionalnyh-tsenovyh-indikatorov-obhoditsya-vse-trudnee>

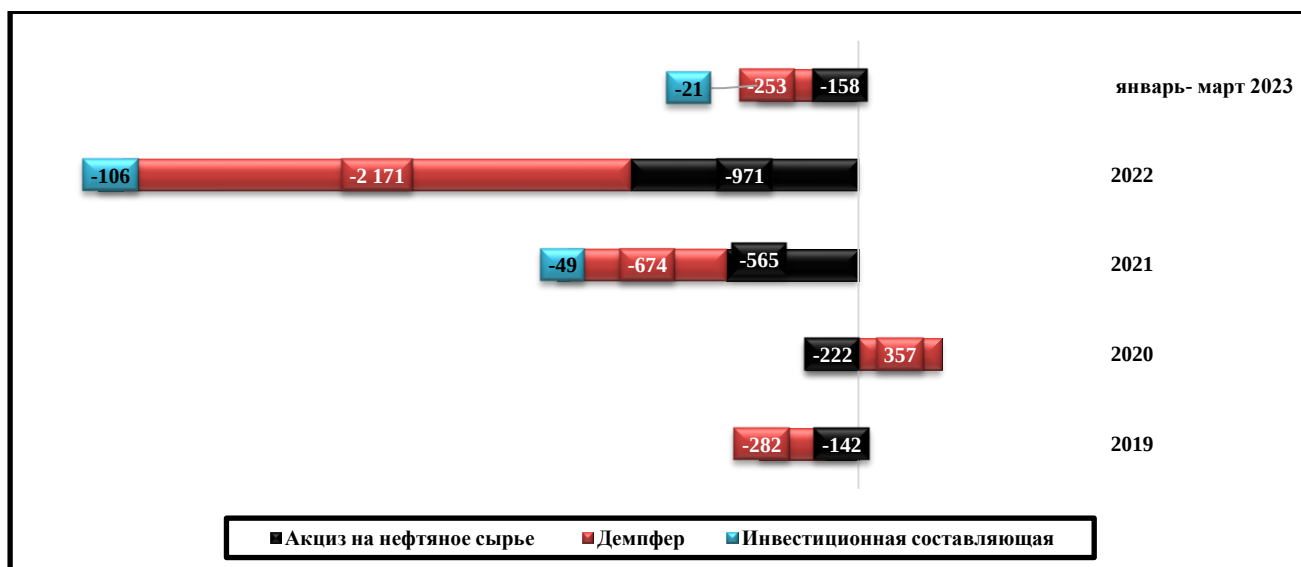


Рисунок 17 - Совокупные выплаты из бюджета обратного акциза на нефть и демпфирующей компоненты по итогам за 2019 год – 3 месяца 2023 года.

Источник: Минфин, анализ автора

При этом совокупные выплаты из бюджета собственникам НПЗ обратного акциза на нефть и демпфирующей компоненты по итогам 2021 года составили 1239 млрд рублей, за 2022 год - 3143 млрд рублей (что связано с ростом индекса экспортной альтернативы на нефтепродукты в 2022 году), за январь-март 2023 года – 412 млрд рублей.

С учетом дефицита бюджета в 2023 году, заморозки золотовалютных резервов России, включая ФНБ, приостановки бюджетного правила, а также увеличения расходов, связанных с поддержкой экономики и граждан в условиях геополитического и санкционного давления, механизм компенсации обратного акциза и демпфера, вероятно, потребует пересмотра.

3.4. Налоговые изменения, внесенные в 2023 году на фоне дисконтирования российской нефти

16 февраля 2023 года Государственная дума РФ приняла в третьем чтении закон об ограничении дисконта на российскую нефть Urals по отношению к Brent для расчета нефтяных налогов. Изменения внесены в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, которые действуют с 1 апреля 2023 года.

Изменения направлены на то, чтобы не допустить использования котировок российской нефти ниже значений, которые определены новым законопроектом, ограничивающим дисконт на нефть сорта Urals по отношению к нефти сорта Brent при расчете НДС и НДПИ:

- с 1 апреля по 30 апреля 2023 года - 34 \$/баррель,
- с 1 мая по 31 мая 2023 года - 31 \$/баррель,
- с 1 июня по 30 июня 2023 года - 28 \$/баррель,
- с 1 июля 2023 года - 25 \$/баррель.

Правительство России также с 1 апреля 2023 года изменило расчет топливного демпфера. По бензину с сентября 2022 года цена экспортной альтернативы в формуле демпфера рассчитывалась с учетом дисконта в цене Urals относительно Brent.

Новым законом предусмотрено ограничение дисконта по бензину в экспортной цене величиной:

- по бензину с января по март 2023 года - 20 \$/баррель,
- по бензину с апреля 2023 по декабрь 2025 года - в 25 \$/баррель,
- по дизельному топливу - с апреля по декабрь 2023 года - 10 \$/баррель.

22 февраля 2023 года был утвержден Приказ Минэнерго № 95 "Об утверждении Порядка мониторинга цен на российскую нефть, поставляемую на экспорт"⁷¹.

Согласно приказу при мониторинге цен подлежит сбору следующая информация о ценах на российскую нефть и другие марки нефти:

- предоставляемая АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа"
- публикуемая международным ценовым агентством "Аргус Медиа Лимитед";

⁷¹ Приказ Минэнерго России от 22.02.2023 № 95 "Об утверждении Порядка мониторинга цен на российскую нефть, поставляемую на экспорт" <https://www.alta.ru/tamdoc/23a00095/>

— предоставляемая Федеральной таможенной службой о статистической стоимости российской нефти, поставляемой на экспорт, в Министерство энергетики Российской Федерации.

Сводные цены определяются по отгрузкам нефти, в отношении которых дата определения цены (дата выставления счетов-фактур (инвойсов)) приходится на отчетный месяц. Согласно приказу Минэнерго России должно осуществлять расчет индикативных цен на нефть марки "Юралс", отгружаемую на экспорт из портов Новороссийск, Усть-Луга, Приморск и ВСТО, отгружаемую на экспорт из порта Козьмино, на условиях поставки "погрузка на судно" (FOB). По итогам проведения мониторинга Минэнерго осуществляет подготовку отчета не позднее 10 числа месяца, после отчетного.

Таким образом, приказ предусматривает обобщение данных, полученных от нефтяных компаний о фактических сделках и отражённых в таможенных декларациях.

Биржа «СПБМТСБ» получает от нефтяных компаний информацию о всех заключенных договорах ещё начиная с 2013 года на основании Постановления Правительства РФ от 23.07.2013 № 623. Однако информацию из полученного реестра договоров, включая усреднённые ценовые параметры, «СПБМТСБ» начнёт представлять только после ввода в действие нового приказа Минэнерго России от 22 февраля 2023 г. № 95.

По сути, приказ направлен на то, чтобы сравнить цену Аргус и цены по договорам российских компаний (которые консолидируются в течение 10 лет на площадке «СПБМТСБ») и подготовку сравнительного отчёта не позднее 10-го числа месяца, следующего за отчётным.

Средняя цена на нефть сорта «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) по данным агентства Аргус и Минэкономразвития составила:

- за март 2023 года - 48,67 \$/баррель (снижение к февралю на 0,68 \$/баррель).
- за февраль 2023 года - 49,35 \$/баррель

- за январь 2023 года - 49,02 \$/баррель.

Цена нефти Юралс за март 2023 года - 48,67 \$/баррель еще не учитывала изменение конъюнктуры рынка импортеров российской нефти. По данным НААНС-МЕДИА, средневзвешенное значение цены нефти Юралс на базисе портов Индии составило 63 \$/баррель, сорта ВСТО - 69 \$/баррель.

По итогам за 12 месяцев 2022 года общие нефтегазовые доходы бюджета составили 11 586 млрд рублей, а прирост к уровню 2021 года уже составил 28%.

Распределение нефтегазовых доходов и расходов бюджета за 12 месяцев 2021 года и 12 месяцев 2022 года представлено на рисунке 18:

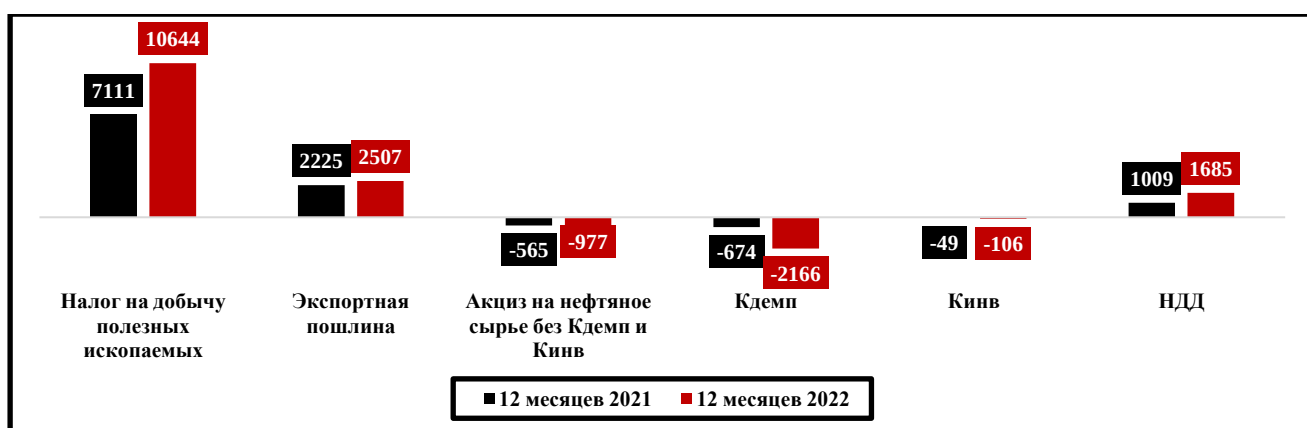


Рисунок 18 - Распределение нефтегазовых доходов/расходов бюджета за 12 месяцев 2021 года и 12 месяцев 2022 года, млрд рублей

Источник: Минфин, анализ автора

Следует также отметить, что нефтегазовая отрасль является крупнейшим плательщиком налога на прибыль, НДС, социальных налогов, которые не учитываются Минфином в составе нефтегазовых доходов.

Отсутствие консолидированной отчетности по объему так называемых расширенных нефтегазовых доходов (с учетом всех видов платежей) не дает возможности оценить реальное влияние нефтегазового комплекса на бюджетные поступления страны и уровень налоговой нагрузки на отрасль.

По сути, именно нефтегазовый комплекс в кризисный период позволил России предотвратить экономический кризис. Западные санкции не привели к подрыву финансового состояния нефтегазового комплекса и экономики России в целом, на что так рассчитывали недружественные государства.

В 2022 году выпадающие доходы бюджета за счет обратного акциза, предоставляемого нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям, демпфера и инвестиционной составляющей также возросли. Самое большое отчисление из бюджета произошло по возврату собственникам НПЗ демпфирующей компоненты - 2166 млрд рублей (рисунок 18).

Однако в качестве положительной стороны работы демпфирующей компоненты следует отметить сбалансированные цены на внутреннем рынке моторного топлива относительно мировых цен.

Так, в Европе отсутствуют лимиты цен на нефтепродукты (за исключением Мальты), хотя санкционные пакеты и эмбарго предусматривают «потолок» цен на российское сырье.

На момент подготовки пакета санкций Еврокомиссия ожидала поток дешевого сырья из России, пытаясь таким образом решить проблемы регулирования цен на внутреннем рынке, предполагая при этом снижение поступления денежных средств в бюджет РФ.

В январе 2023 года, после ввода в действие потолка цен на нефть нефтегазовые доходы бюджета снизились на 54%. Такое значимое сокращение связано со снижением доходов бюджета от налога на добычу полезных ископаемых с 971 млрд рублей в декабре 2022 года до 438 млрд рублей в январе 2023 года.

В феврале 2023 года нефтегазовые доходы бюджета возросли на +22% относительно уровня января 2023 года, а в марте 2023 года - на +32% относительно уровня февраля 2023 года.

Таким образом, эмбарго и установленный Коалицией для российских компаний «потолок» цен на нефть и нефтепродукты не привели к критичному снижению нефтегазовых доходов России.

Доходы бюджета от экспортной пошлины на нефть возросли в марте 2023 года на 48%, на газ - снизились на 24% (рисунок 19). При этом в марте 2023 года произошло снижение выплат из бюджета акциза на нефть и демпфирующей компоненты за счет небольшой коррекции в сторону снижения мировых цен на

нефтепродукты на рынке Роттердамском, который до сих пор учитывается при расчете субсидий при реализации бензина, дизельного топлива и авиакеросина.

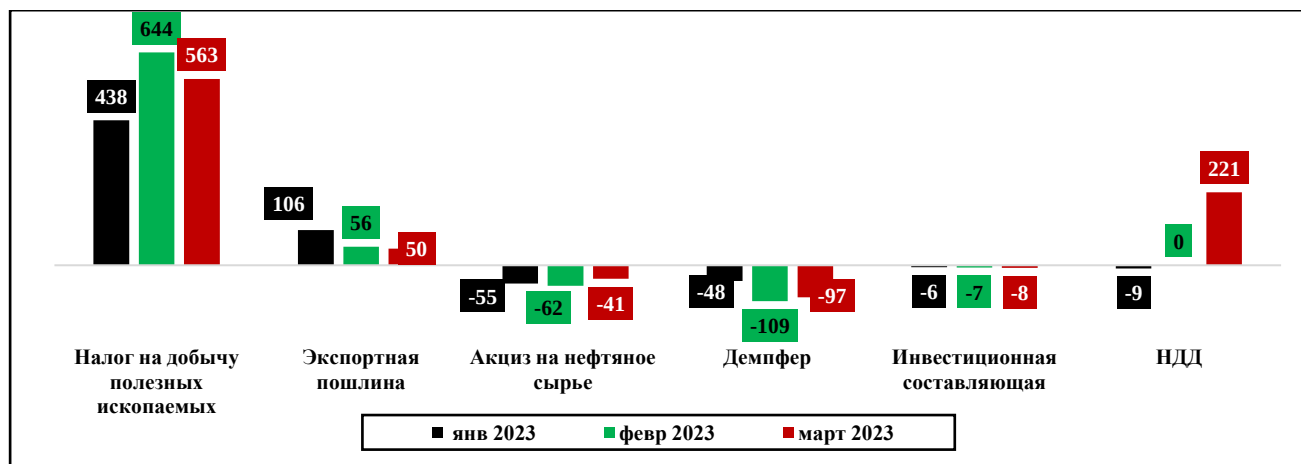


Рисунок 19 - Распределение нефтегазовых доходов/расходов бюджета январь-март 2023 года, млрд рублей

Источник: Минфин, анализ автора

Средняя цена на нефть сорта «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) по данным агентства Аргус/Минэкономразвития составила:

- за март 2023 года - 48,67 \$/баррель
- за февраль 2023 года - 49,35 \$/баррель
- за январь 2023 года - 49,02 \$/баррель.

Таким образом, при сохранении ценовой конъюнктуры на нефть Юралс в январе — марте на уровне 49 \$/баррель нефтегазовые доходы бюджета возросли за счет:

- роста поступлений от налога на дополнительный доход (НДД), который составил 221 млрд рублей в марте 2023 года;
- увеличения доходов бюджета от экспортной пошлины на нефть за счет роста объемов экспорта;
- дополнительных изъятий с ПАО "Газпром" в виде налога на добычу полезных ископаемых (Минфин запланировал ежемесячно с 1 января 2023 года по 31 декабря 2025 года изымать дополнительные 50 млрд руб.);

- снижения выплат из бюджета акциза на нефть и демпфирующей компоненты за счет небольшой коррекции в сторону снижения мировых цен на нефтепродукты на рынке Роттердамском, который по состоянию на 01.04.2023 учитывался при расчете субсидий при реализации бензина, дизельного топлива и авиакеросина.

3.5. Риски применения текущих параметров налогового маневра

НДПИ на нефть занимает ключевую роль в наполнении бюджета России, составив в марте 2023 года 82% от суммы доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, таможенные пошлины – 7%, НДС – 32%, выпадающие доходы из бюджета нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям за счет обратного акциза, демпфера и инвестиционной составляющей – минус 21% (рисунок 20).

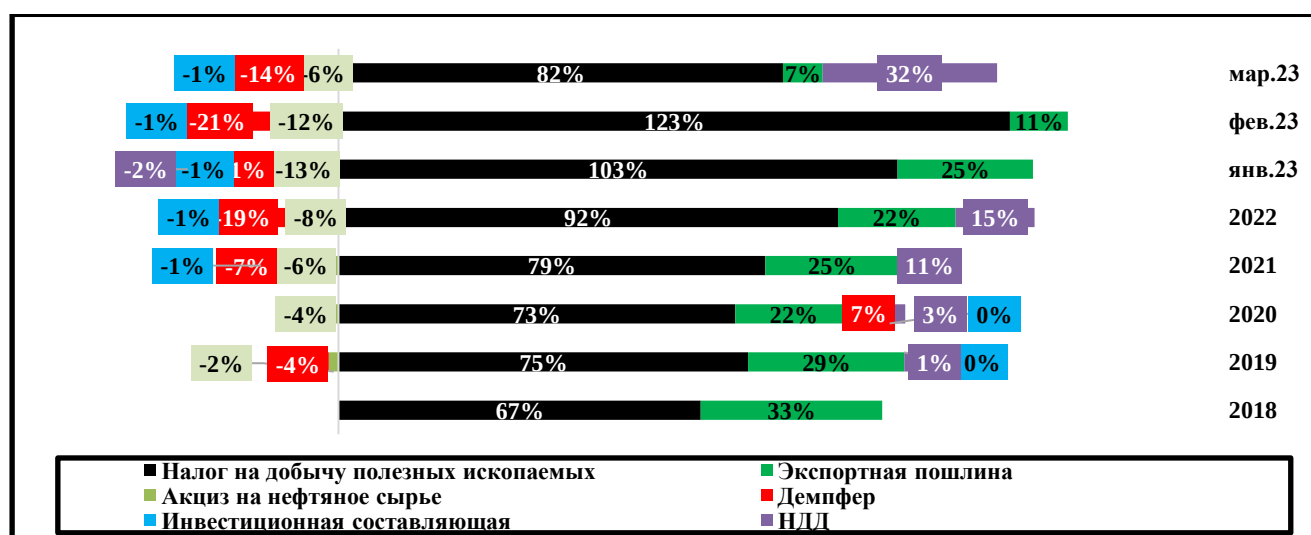


Рисунок 20 - Структура нефтегазовых доходов за период с 2018 по март 2023 года.

Источник: Минфин, анализ автора

Бюджетом на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов, утвержденным в докризисном 2019 году⁷², был предусмотрен рост доходов бюджета и одновременное снижение нефтегазовых доходов (таблица 20).

Таблица 20 - Прогноз нефтегазовых доходов согласно бюджету на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов, в млрд. руб. в год

	2019	2020	2021	2022
Доходы бюджета всего	19970	20379	21247	22058
В том числе нефтегазовые доходы	7841	7472	7679	7730

⁷² Без учета налога на прибыль, НДС, социальных налогов, налога на имущество организаций

Источник: Минфин⁷³

Согласно законопроекту о федеральном бюджете на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов⁷⁴ в 2020-2023 годах предусмотрено снижение нефтегазовых доходов относительно уровня 2019 года (таблица 21).

Таблица 21 - Прогноз нефтегазовых доходов согласно бюджету на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов, в млрд. руб. в год

	2019	2020	2021	2022	2023
Доходы бюджета всего	20189	17852	18765	20638	22263
В том числе нефтегазовые доходы	7924	5127	5987	6884	7490

Источник: Минфин, анализ автора

Согласно отчетности за 2019–2022 гг. (таблица 22) прослеживается значимое отклонение фактических значений дохода бюджета от плановых с увеличением доли нефтегазовых доходов в бюджете.

Таблица 22 - Нефтегазовые доходы согласно отчетности за 2019 год – 2022 год, в млрд. руб. в год

Показатели	2019	2020	2021	2022
Доходы федерального бюджета – всего, млрд рублей	20188	18719	25286,5	27770
Нефтегазовые доходы, всего	7 924	5 235	9 057	11586
Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ	39%	28%	36%	42%

Источник: Минфин⁷⁵, анализ автора

Общие расходы бюджета в 2022 году составили 31 110 млрд рублей.

Действие бюджетного правила в 2022 году было приостановлено, а дополнительные нефтегазовые доходы уже не накапливались в Фонде национального благосостояния (ФНБ).

Цены на нефтепродукты в России подвержены волатильности, связанной с балансом спроса и предложения на внутреннем и внешнем рынке, но не

⁷³ Федеральный закон от 02.12.2019 № 380-ФЗ «О федеральном бюджете на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов», [Электронный ресурс]. URL:

https://minfin.gov.ru/ru/document/?id_4=129199-federalnyi_zakon_ot_02.12.2019_380-fz_o_federalnom_byudzhete_na_2020_god_i_na_planovyi_period_2021_i_2022_godov (дата обращения 20.10.2020)

⁷⁴ Законопроект о федеральном бюджете на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов, [Электронный ресурс]. URL: <http://council.gov.ru/activity/activities/parliamentary/120124/> (дата обращения 20.10.2020)

⁷⁵ Презентация Минфина «О проекте федерального бюджета на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов» [Электронный ресурс]. URL: <http://council.gov.ru/media/files/6DSu0DAw7AmwEDwP4GcG1wKAD58PUCJu.pdf> (дата обращения 20.10.2020)

подвержены значительному влиянию конъюнктуры внешних рынков (рисунок 21), которая наблюдалась в мире в 2022 году на фоне геополитической ситуации и возросшего дефицита энергоресурсов в Европе.

На рисунке 22 продемонстрирован резкий скачок цен на нефтепродукты вслед за ростом мировых цен на нефть в марте-июне 2022 года. Так, на бензин Premium цена на Средиземноморском рынке в июне 2022 года достигла отметки 1323 доллара за тонну, а волатильность цен на нефтепродукты в течение года - 85%.

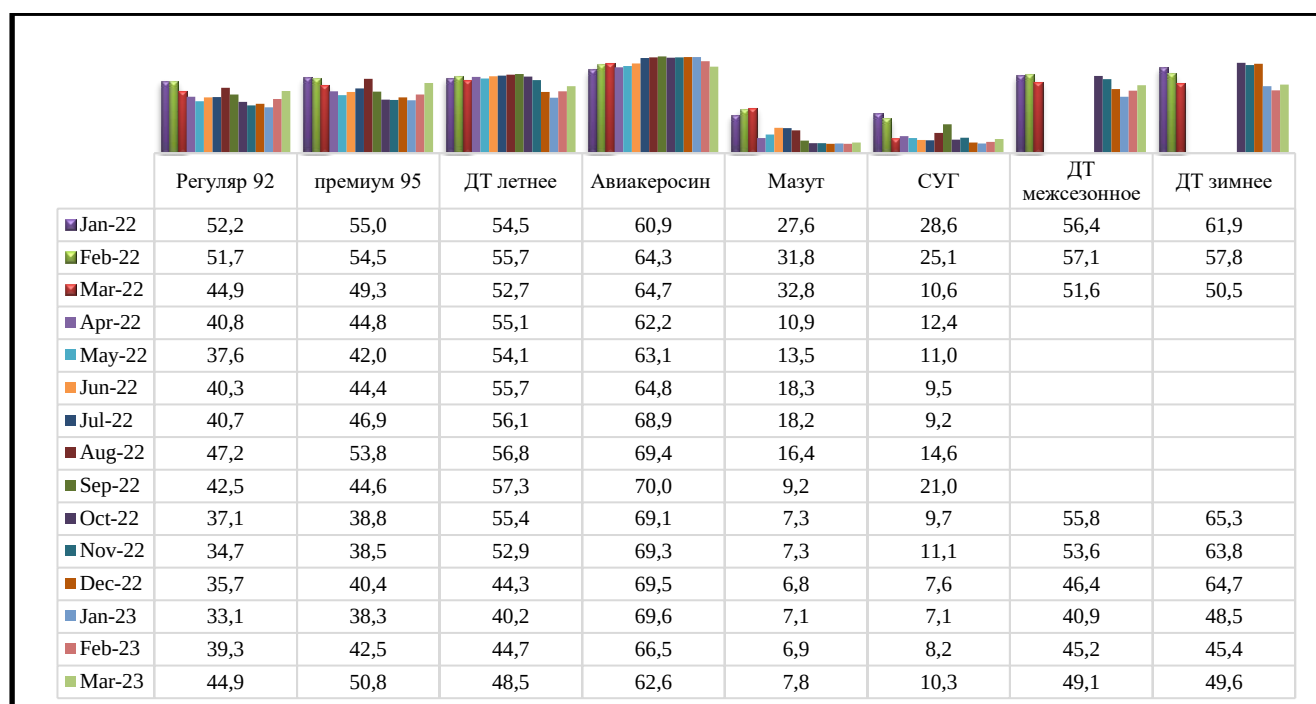


Рисунок 21 - Изменение цен на нефтепродукты на внутреннем рынке России с января 2022 по март 2023 г.г. , в тыс. руб. за тонну с учетом НДС

Источник: индексы ЗАО «СПбМТСБ», анализ автора

На внутреннем рынке России цены на бензин Премиум 95, наоборот, в июне 2022 года снизились и имели разнонаправленную динамику относительно мировых трендов.

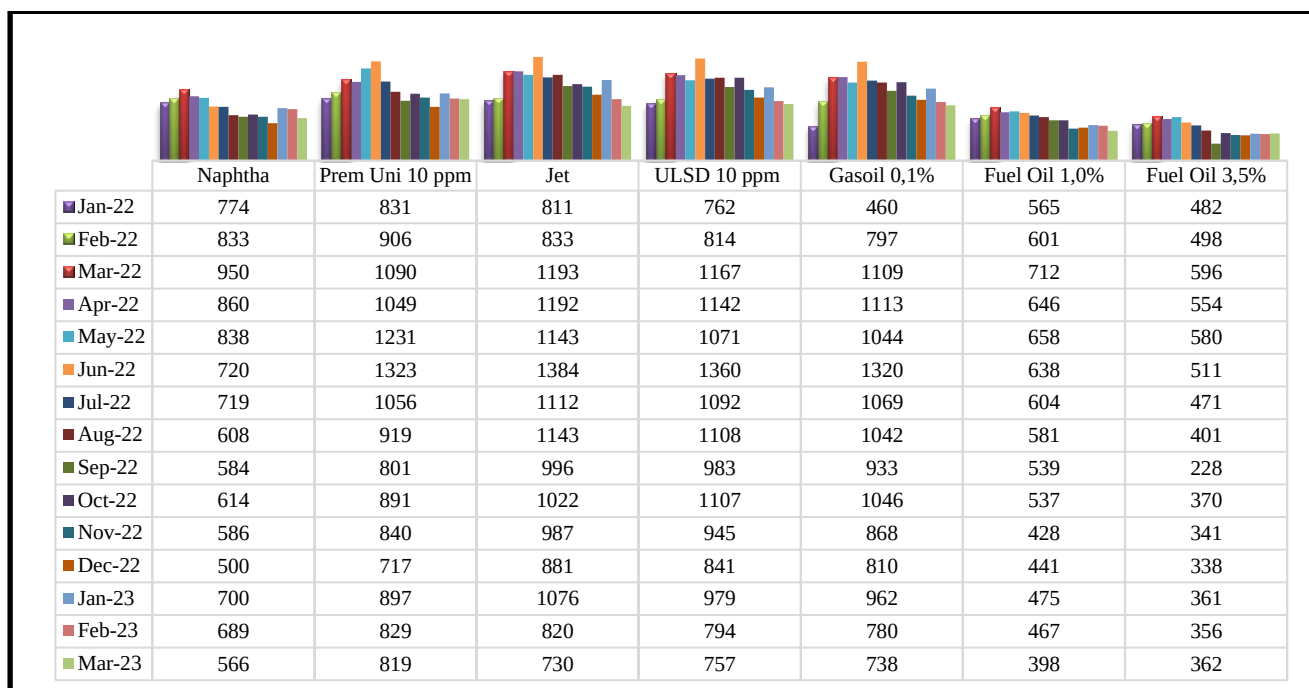


Рисунок 22 - Изменение цен на нефтепродукты в Европе с января 2022 по март 2023 г.г., в долларах за тонну

Источник: ООО «НААНС-МЕДИА», анализ автора

Демпферный механизм в России основан на формулах, учитывающих стоимость нефтепродуктов на внешних рынках, а нестабильность ценообразования на мировых рынках приводит к большой погрешности прогнозирования нефтегазовых доходов бюджета (таблицы 15,16,17), а также к неоправданным затратам бюджета по выплатам субсидий.

Так, например, индекс экспортной альтернативы в марте 2022 года превысил в 3 раза значение оптовой цены реализации бензина и дизельного топлива на внутреннем рынке, а величина демпфера оказалась выше цены реализации моторного топлива на внутреннем рынке России.

В этой связи, по мнению автора, компенсационный механизм потребует значительной корректировки или отмены⁷⁶.

По итогам проведенного мониторинга преимуществ и недостатков каждого из проанализированных налогов автором подготовлен анализ рисков, выявленных в процессе исследования налогообложения нефтегазового сектора (рисунок 23).

⁷⁶ Сафонова, Т.Ю.: «Подопытные НПЗ» — кто выживет в результате налоговых экспериментов? портал «Нефть и капитал» [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/comment/tamara-safonova/06-11-2019/tamara-safonova-podopytnye-npz-kto-vyzhivet-v-rezultate-nalogovyh-eksperimentov> (дата обращения 20.10.2020)



Рисунок 23 - Стресс-тестирование по высокочувствительным факторам риска налогообложения нефтегазового сектора

Источник: составлено автором.

Риски обнуления таможенной пошлины

С одной стороны, поэтапное обнуление таможенной пошлины на нефть простимулирует ресурсный экспорт без мер поддержки поставок для нефтепереработки, так как стоимость сырья на внутреннем рынке будет дороже экспортной на величину НДС (с учетом логистических издержек), с другой стороны, за обнулением таможенной пошлины на нефть последует и обнуление таможенной пошлины на нефтепродукты, что может повлиять на рост стоимости нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Стресс-потерей для бюджета и нефтяных компаний от обнуления таможенной пошлины станет рост стоимости закупаемого сырья, снижение маржинальности и

объемов переработки сырья на внутреннем рынке и объемов производства нефтепродуктов.

Риск дальнейшего применения демпфера на моторное топливо

Отрицательный демпфер на бензин и дизельное топливо, действовавший в течение 2020 года, приносил убыток НПЗ в кризисный период, влиял на рост оптовых и мелкооптовых партий на НПЗ выше цен реализации на АЗС.

Завышенный демпфер, сопоставимый с ценой реализации моторного топлива на внутреннем рынке России, также требует его корректировки или отмены.

Дальнейшее применение демпфера приведет к стресс-потерям для бюджета в части отсутствия прогнозируемого подхода в связи с использованием индексов цен на нефтепродукты на рынке Роттердамском, который уже не является основным хабом по распределению российских нефтепродуктов.

Риск высокой зависимости НДС, НДПИ от цен на нефть Юралс на международном рынке

Зависимость НДС, НДПИ от цен на нефть на международном рынке приводит к уязвимости бюджета вслед за турбулентностью мировых рынков углеводородов.

Согласно действующей редакции налогового кодекса коэффициент Кц, характеризующий динамику мировых цен на нефть, рассчитывается по формуле (2):

$$\text{Кц} = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) * \text{Курс доллара США} / 261 \quad (2)$$

До 2009 года этот коэффициент рассчитывался по формуле $\text{Кц} = (\text{Ц} - 9)P / 261$, где 9 (долларов США) - необлагаемый минимум, то есть сумма, на которую уменьшается средний за налоговый период уровень цен нефти сорта "Юралс" за баррель.

261 — это стоимость барреля нефти при цене нефти 9 долларов США за баррель и курсе рубля к доллару США в 2004 году, составляющем 29 руб/\$

Если цена отсечения в формуле НДС составляет 9 и 15 \$/баррель, то цена отсечения для формул расчета таможенных пошлин на нефть соответствует

уровню 15, 20, 25 \$/баррель, а слагаемые в формуле (12,78) и (29,2) не имеют экономического обоснования.

Средний курс рубля к доллару США в 2022 году составил 68,57, соответственно, при минимально допустимом необлагаемом минимуме цены 15 долларов/баррель в знаменателе должно стоять значение 1029 вместо 261.

Для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором предлагается увеличить размер базовой налоговой ставки НДС и уменьшить величину Кц за счет корректировки формулы (23):

$$\text{Кц} = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) * \text{Курс доллара США} / (15 * \text{Курс доллара США}) = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) / 15 \quad (23)$$

Снижение коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть (Кц), по формуле, предложенной автором, представлено на рисунке 24.

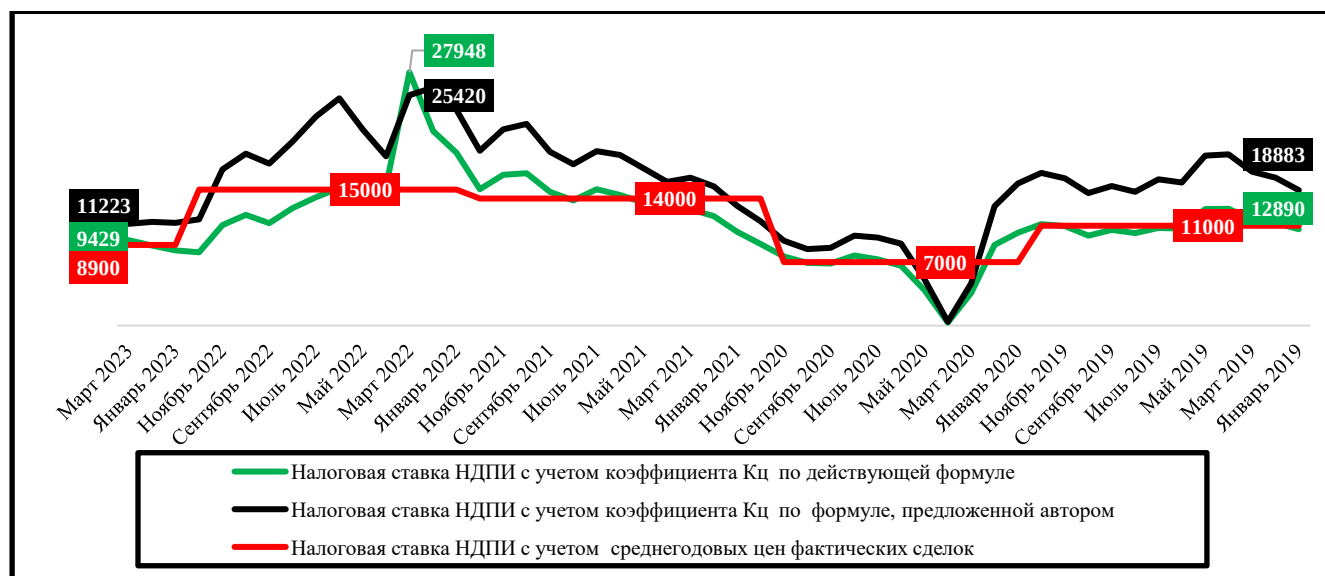


Рисунок 24 - Расчет налоговой ставки НДС с учетом коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, Кц по действующей формуле, предложенной автором и с учетом среднегодовых цен фактических сделок за период с января 2019 по март 2023 года

Источник: рассчитано автором⁷⁷

Таким образом, механизм, предложенный автором с учетом корректировки формулы расчета коэффициента Кц, характеризующего динамику мировых цен на нефть, позволяет реализовать сглаживание и более высокое наполнение бюджета,

⁷⁷ Кц рассчитан с учетом курса рубля к доллару и цены нефти Юралс в 2020-2023 г.г.

а также отсутствие в формуле главного бюджетобразующего налога страны (НДПИ) курса национальной валюты к доллару США, что позволяет радикальным образом «открепить» курсовую зависимость и даст возможность обеспечить стабилизацию курса национальной валюты для формирования доверительного инвестиционного климата в стране.

Предложенная автором формула (23) может быть применена в промежуточном периоде, в окончательном варианте для целей стабилизации и лучшей прогнозируемости бюджета автором рекомендуется не применять коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, а утверждать стабильную ставку НДПИ в рублевом эквиваленте.

Акциз на нефтепродукты является единственным налогом в стране, который утверждается в фиксированном размере на год.

Однако этот налог не входит в состав нефтегазовых налогов, а фиксированные и утвержденные на год акцизы не позволяют гибко реагировать для целей сдерживания конечных цен для потребителей моторного топлива.

Таким образом: нефтегазовые налоги с одной стороны, не должны быть ориентированы на международные индексы цен для стабилизации наполнения, с другой стороны, дополнительные выплаты (субсидии) в адрес НПЗ могут быть исключены за счет установления предельных значений цен на сырье.

При этом должна быть гибкая система поддержки российских предприятий налоговыми органами и ведомствами

Предложения автора по преодолению и минимизации выявленных рисков представлены на рисунке 25.

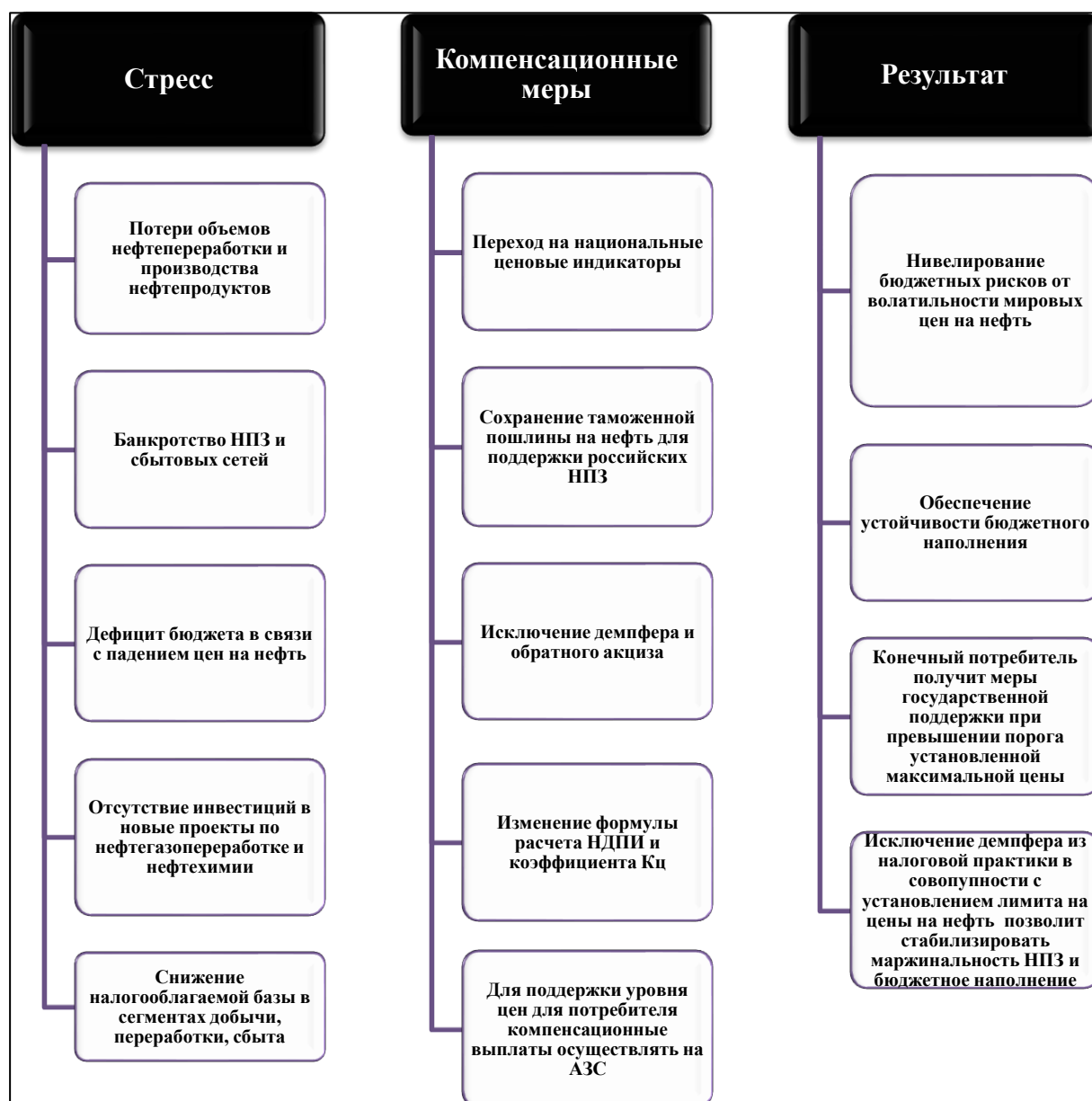


Рисунок 25 - Предложения автора по преодолению выявленных рисков в стресс-тестировании системы налогообложения нефтегазовой отрасли

Источник: составлено автором.

Учитывая, что объем нефтепереработки в России занимает долю 54-56% от добычи нефти⁷⁸, соответственно, стимулы для развития внутреннего рынка должны занимать важную роль в системе налогообложения.

⁷⁸ По статистическим данным за 2018-2022 годы, Статистика Минэнерго России, [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения 15.02.2021).

3.6. Предлагаемые автором параметры донастройки налогового маневра в нефтегазовой отрасли

В истории эволюции российского налогового законодательства уже представлен опыт как неудачной отмены таможенных пошлин на нефть, так и введения акциза на нефть и газ, а введенные в 2019 году параметры – это частичное повторение экспериментов, проводимых в отрасли еще в прошлом веке.

Обнуление таможенной пошлины в 2024 году – это повторение опыта отмены таможенной пошлины в 2006 году с ее дальнейшим восстановлением в 2009 году.

Акциз на нефть и газ перестали действовать с 2003 года, а с 2019 года введен обратный акциз на нефть, который должен выполнять поддерживающую функцию НПЗ, но в совокупности с демпфером оказывает деструктивную функцию, так как в период высоких цен на нефть этот налог дает дополнительные субсидии НПЗ (с тем чтобы НПЗ удерживали внутренние цены на рынке, а не экспортные), а во время кризисных явлений – подразумевают выплаты в бюджет.

Недостаток этого налога заключается в том, что в кризисном 2020 году на фоне низких закупочных цен на нефть в приоритетной ситуации оказались не модернизированные заводы, не производящие моторное топливо и не выплачивающие демпфер в бюджет.

В период высоких цен на нефть, наоборот, Государство должно выплатить НПЗ субсидированные компенсации.

Недостатки введения обратного акциза и демпфера связаны не только с избыточным оттоком денежных средств из бюджета в период санкционного давления, но и с ростом внутренних цен на моторное топливо при сложившейся в 2022-2023 годах конъюнктуре дисконтированных цен на российскую нефть.

В этой связи для инвестиций в нефтегазопереработку и нефтехимию необходимо применение налогообложения исходя из принципа обеспечения маржинальности.

Поскольку основной функцией фискальной политики является обеспечения стабильной экономической системы, то применение налогообложения, которое

приводит к дефициту бюджета, отрицательному финансовому результату и банкротству предприятий, противоречит самой сути фискальной системы.

НДПИ обеспечивает основной денежный поток в нефтегазовой отрасли для бюджета. В этой связи автором предложено внесение изменения в формулу расчета, которое сокращает зависимость от мировой цены на нефть и может исключить в дальнейшем критическую ситуацию с дефицитом бюджета.

Оппоненты представленной главы могут заявить о необходимости сохранения корреляции нефтяных налогов с мировой ценой на нефть и доходами от нефтегазодобычи.

Однако предложения автора по изменению формулы НДПИ основаны на следующих аргументах:

- указанный налог распространяется на объемы добычи внутри страны, а, следовательно, может применяться по аналогии с внутренними акцизами на нефтепродукты,
- стабильные налоги, слабо зависящие от турбулентности международных рынков, дадут возможность более устойчивого прогнозирования бюджета страны и компаний;
- налоги априори включены в конечную стоимость нефтепродуктов, в этой связи стабилизация уровня НДПИ не будет оказывать более негативного влияния на рынок относительно текущих параметров налогового маневра,
- в случае значимого повышения НДПИ, которое может повлиять на изменение конфигурации общего объема налогов, а также рост конечных цен на моторное топливо для конечных потребителей (регулируемых Государством) - действующая система субсидирования может быть перенесена на стелы АЗС.

Кроме того, автором предлагается исключить из перечня налоговых преференций обратный акциз и демпфер, а также сохранить таможенную пошлину на нефть и нефтепродукты для российских предприятий, так как пошлины являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором

нефтепереработки и являются сдерживающим механизмом для увеличения поставок на внешний рынок в ущерб внутреннему.

Для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором предлагается установить стабильную ставку НДС в национальной валюте, а в переходный период - увеличить размер базовой налоговой ставки НДС и уменьшить величину Кц за счет корректировки формулы (23):

$$\text{Кц} = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) * \text{Курс доллара США} / (15 * \text{Курс доллара США}) = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) / 15 \quad (23)$$

Указанные изменения позволят максимально нивелировать риски волатильности мировых цен на нефть, обеспечить устойчивость бюджетного наполнения.

Предложенная автором донастройка налоговой системы нефтегазовой отрасли позволит стабилизировать доходы от ключевого налога – НДС, обеспечить необходимую поддержку предприятиям нефтегазодобычи и нефтегазопереработки, создать механизм оказания субсидирования конечному потребителю, который должен стать выгодоприобретателем при скачкообразных изменениях конъюнктуры рынка моторного топлива.

Механизм, предложенный автором, позволяет реализовать сглаживание зависимости доходов бюджета от оценки стоимости российской нефти на мировом рынке и обеспечить более высокое наполнение бюджета. Отсутствие в формуле НДС курса национальной валюты к доллару США позволяет радикальным образом «открепить» курсовую зависимость и обеспечить стабилизацию курса национальной валюты для формирования доверительного инвестиционного климата в стране.

Выводы по главе 3

Автором проанализирована пост-советская история развития систем налогообложения в нефтегазовой отрасли и выделено 8 этапов, включающих различные налоговые режимы, а также рассмотрена эволюция каждого из налогов, применяемых в нефтегазовой отрасли за период начиная с 1992 года в России.

Среди налогов, которые были отменены в постсоветский период, а затем восстановлены следует выделить акциз на нефть и таможенную пошлину.

Так, акцизы на нефть и газ в России перестали действовать с 2003 года, с установлением налога на добычу полезных ископаемых, а с начала 2019 года начал действовать обратный акциз на нефть.

Вывозные таможенные пошлины на нефть были отменены с 1.07.1996, однако в начале 1999 года в целях пополнения доходной части госбюджета экспортные пошлины были восстановлены.

В 2019 году наступила завершающая фаза налогового маневра, предполагающая отмену экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты к 2024 году.

Решение по обнулению таможенных пошлин на нефть, по сути, означает возврат к уже принятому решению в период с 1996 по 1999 годы, при этом пошлины, взимаемые при поставках на экспорт, являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором нефтепереработки. По мнению автора, стресс-потерей для бюджета и нефтяных компаний от обнуления таможенной пошлины станет снижение объемов переработки сырья на внутреннем рынке и объемов производства нефтепродуктов.

В структуру нефтегазовых доходов по состоянию на 01.04.2023 года входили следующие налоги: НДС (с учетом НДС), таможенные пошлины на нефть, газ, нефтепродукты, а также обратный акциз и демпфирующая компонента.

Акцизы на нефтепродукты не учитываются Минфином в составе нефтегазовых доходов.

Все перечисленные нефтегазовые налоги, за исключением акциза на нефтепродукты, рассчитываются по формулам и зависят от конъюнктуры внешнего рынка, что создает неопределенности при формировании прогнозного бюджета России, а значимые фактические отклонения могут привести к сокращению субсидирования Государством важных инновационных и социальных проектов.

НДПИ на нефть занимает ключевую роль в наполнении бюджета России, составляя 82% (по данным за март 2023 года) от суммы доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, НДС – 32%, таможенные пошлины – 7%, выпадающие доходы из бюджета нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям за счет обратного акциза, демпфера и инвестиционной составляющей – минус 11%.

По итогам проведенного мониторинга преимуществ и недостатков каждого из проанализированных налогов автором подготовлен анализ рисков, выявленных в процессе исследования налогообложения нефтегазового сектора.

Повышающаяся ежегодно ставка акциза на светлые нефтепродукты (кроме авиакеросина, бензола, ксилола), превышение акцизной ставки на бензин относительно ставки акциза на дизельное топливо носит де-стимулирующий характер для дальнейшего наращивания производства бензина и инвестиций для модернизации вторичных процессов.

При этом цены на внутреннем рынке на дизельное топливо и бензин могут не иметь такого значимого разрыва, как в акцизах, и в последнее время прослеживается тенденция сближения цен на бензин и дизельное топливо.

В то же время гибкая акцизная политика может быть поддерживающим механизмом формирования приемлемых для потребителя цен и сохранения эффективности работы нефтеперерабатывающих предприятий.

Автором представлены расчеты, демонстрирующие высокую степень зависимости налоговых ставок НДПИ от мировых цен на нефть, что приводит к

уязвимости бюджета России вслед за турбулентностью мировых рынков углеводородов.

Для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором предлагается установить стабильную ставку НДС в национальной валюте, а в переходный период - увеличить размер базовой налоговой ставки НДС и уменьшить величину Кц за счет корректировки формулы (23):

$$\text{Кц} = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15)/15 \quad (23)$$

Механизм, предложенный автором, позволяет реализовать сглаживание зависимости доходов бюджета от оценки стоимости российской нефти на мировом рынке и обеспечить более высокое наполнение бюджета. Отсутствие в формуле НДС курса национальной валюты к доллару США позволяет радикальным образом «открепить» курсовую зависимость и обеспечить стабилизацию курса национальной валюты для формирования доверительного инвестиционного климата в стране.

Указанные изменения целесообразны до перехода для целей налогообложения в нефтегазовой сфере на российские ценовые индикаторы, в переходный период.

Налог на дополнительный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья введен в действие с января 2019 года для ряда компаний, участвующих в эксперименте, и имеет ряд явно выраженных преимуществ по сравнению с действующей налоговой системой.

В отличие от налога на добычу полезных ископаемых, НДД основан на показателе дополнительного дохода, отражающем экономическую эффективность разработки конкретного месторождения (лицензионного участка), учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения: по мере истощения месторождения снижается доход и размер налога.

По мнению автора, НДД является прогрессивным налогом, стимулирующим инвестиции в освоение новых месторождений, однако его привязка к формуле

расчета НДПИ, включающей коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, несет риски высокой зависимости от цены нефти Юралс на экспортных рынках, что также приводит к дополнительным бюджетным рискам.

Начиная с 2019 года, в отрасли введен обратный акциз на нефть, включающий демпфирующую компоненту (демпфер), который должен компенсировать регулирующее воздействие на цены на моторное топливо на внутреннем рынке в соответствии с Соглашением о заморозке цен, заключенным Правительством с российскими компаниями-собственниками НПЗ.

Приведенные автором расчеты доказали следующее:

Если демпфер находится в отрицательной зоне (когда цены на бензин и дизельное топливо на внешнем рынке ниже 450-500 долларов за тонну⁷⁹), то уплата демпфера производится от НПЗ в бюджет Государства и приводит к тому, что выручка за реализацию высокооктанового бензина становится меньше на величину демпфера и приближает ее к выручке за бензиновую или дизельную фракцию, не требующих вторичной переработки, и, как результат, инвестиции во вторичные процессы переработки становятся неэффективными.

Если демпфер находится в положительной зоне, то уплата демпфера производится из бюджета Государства в адрес компании-собственника НПЗ и приводит к тому, что в период высоких цен на нефтепродукты на мировом рынке к выручке за реализацию добавляется величина демпфера, которая компенсирует часть разницы в цене между внешним и внутренним рынком (68% для бензина и 65% для дизельного топлива) для всего производимого объема моторного топлива.

Формула демпфера вызывает сомнение в ее эффективности: в марте 2022 года демпфер оказался выше цены реализации моторного топлива на внутреннем рынке России, а в 2020 году находился в отрицательной зоне.

⁷⁹ Точное значение граничного значения, при котором демпфер принимает отрицательное значение, зависит от курса рубля к доллару.

Идеология Государственного субсидирования заключается в том, что субсидия должна являться безусловной мерой поддержки, однако двойственность реализации демпферного механизма подтверждает целесообразность его отмены.

На основании стресс-тестирования, проведенного автором, дальнейшее применение демпфера может привести к стресс-потерям для бюджета и нефтяных компаний в части системных ошибок в прогнозировании, потенциала роста цен на моторное топливо и банкротства предприятий нефтепереработки и сбыта АЗС.

Предложенная автором донастройка налоговой системы нефтегазовой отрасли позволит стабилизировать доходы от ключевого налога – НДС, обеспечить необходимую поддержку предприятиям нефтегазодобычи и нефтегазопереработки, создать механизм оказания субсидирования конечному потребителю, который должен стать выгодоприобретателем при скачкообразных изменениях конъюнктуры рынка моторного топлива.

По мнению автора, инвестиции в строительство установок глубокой переработки нефти в объеме 50 миллиардов рублей, предусмотренные Налоговым кодексом для получения НПЗ дополнительного инвестиционного коэффициента к обратному акцизу на нефтяное сырье, могут оказаться избыточными, так как импорт нефтепродуктов Евросоюзом будет диверсифицироваться и сокращаться в связи с переходом к возобновляемым и источникам и другим видам энергии с нулевым или низким содержанием углерода, что повлияет на сокращение спроса на углеводороды в мире.

В настоящее время инвесторы находятся в неопределенности относительно будущего фискального режима в стране, а без завоевания доверия инвесторов невозможно активизировать процесс накопления капитала в стране и развития дополнительных собственных производств. Бюджетная политика способна ускорять экономическую динамику как за счет улучшения макроэкономических показателей, так и совершенствования структуры налогов и стабильности законодательной базы.

Для обеспечения непрерывности технологических процессов переработки и улучшения инвестиционного климата в отрасли важно, прежде всего, иметь сбалансированную в долгосрочном периоде систему налогообложения, ориентированную не на конъюнктуру мировых цен на нефть и нефтепродукты, а на систему формирования стабильных цен на внутреннем рынке.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ ЦЕНОВЫХ ЭТАЛОНОВ И ВАЛЮТ ПРИ ВЗАИМОРАСЧЕТАХ ЗА УГЛЕВОДОРОДЫ КАК ЭНДОГЕННОГО ФАКТОРА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ

4.1. Анализ международной практики применения бенчмарков при торговле углеводородами.

Инновационная диверсификация нефтяных компаний, обеспечивающая, как результат, переход от ресурсного к ресурсно-инновационному развитию и энергетическую безопасность российского топливно-энергетического комплекса, требует значительных инвестиций.

В этой связи большое значение имеет справедливая оценка стоимости российской нефти⁸⁰. На международных биржах контракты на российскую нефть не торгуются. Цена экспортной российской нефти определяется расчетным способом с учетом данных о ценовых дифференциалах к эталонной нефти Brent (и/или Дубай).

При торговле российской нефтью используются маркеры международных ценовых агентств, заложенные в формулы цены. По формулам продается 100% нефти на экспорт, и 95-99% на внутренний рынок. Формулы включают котировки зарубежных агентств Platts (США), Argus и Reuters (Великобритания). Именно зарубежные ценовые агентства являются основными источниками информации, которые применяются российскими нефтегазовыми компаниями при расчетах за нефть за весь пост-Советский период.

В приведенных ниже формулах учитываются предварительные оценки зарубежных агентств, с учетом дифференциалов к цене эталонной приведенных ниже формулах красным цветом выделены составляющие, публикуемые зарубежными ценовыми агентствами – в этой формуле - Platt's.

Так, одной самых популярных и часто применяемых формул для внутреннего рынка является формула (24):

⁸⁰ Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с.: Экономика и управление народным хозяйством

$$\text{Ц} = ((\text{B} + (\text{SUM} + \text{SUR})/2) \cdot \text{Кв} - (0,5 \times \text{FWS} \times \text{ВМ}) - 0,5 \times (\text{FBR} \times \text{ВU} + \text{R}) - \text{Пошл-Т}) \times \text{К} \cdot 1,2 \quad (24)$$

В - среднее из средних котировок, публикуемых в «Platt's Crude Oil Marketwire» для нефти сорта Брент

SUM - среднее из средних котировок спреда Юралс (Мед) к Брент, публикуемых в «Platt's Crude Oil Marketwire»

SUR - среднее из средних котировок спреда Юралс Роттердам к Брент, публикуемых в «Platt's Crude Oil Marketwire»

ВU - среднее котировок фрахта танкеров дедвейтом 100 тыс. тонн по маршруту Балтик-ЮКС, опубликованных в «Platt's Dirty Tankerwire»

ВМ - среднее котировок фрахта танкеров дедвейтом 135 тыс. тонн по маршруту Блэк-Мед, опубликованных в «Platt's Dirty Tankerwire»

Кв – коэффициент перевода баррелей в тонны, рассчитанный с использованием коэффициентов пересчета

FWS и FBR - действующая ставка по шкале базисных номинальных фрахтовых ставок «World Scale» для соответствующего маршрута

R – средняя оцениваемая сторонами стоимость сборов в порту прибытия

Пошл- вывозные экспортные таможенные пошлины и сборы на сырую нефть в месяце поставки

Т – стоимость перевозки нефти по территории России

К - официальный курс рубля к доллару США по данным Центробанка России

При поставке на экспорт российской нефти через порты Приморск/ Усть-Луга/Новороссийск применяется следующая формула (25):

$$\text{P} = \text{Q} + \text{S} - \text{FR} \pm \text{E} + \text{X} \quad (25)$$

P - Цена сырой нефти, выраженная в долларах США за нетто американский баррель

Q - Базис цены, равный средней из средних котировок по строке BRENT(DTD), опубликованным в “Platt's Crude Oil Market Wire” за расчетный период цены. За расчетный (котировальный) период принимаются все доступные котировки, опубликованные в течение согласованного месяца поставки.

S – средняя из средних котировок между высшей и низшей котировкой для «SPREAD VS FWD DTD BRENT» публикуемых в PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE в строке «URALS RDAM» для поставок через порты Приморск/ Усть-Луга/Новороссийск.

FR- величина фрахта, рассчитанная следующим образом:

$$\text{FR} = ((\text{WSFlat} \times \text{WS}) / \text{K}) + \text{PTC} + \text{RTC} + \text{I}$$

WSFlat - Ставка Worldscale FLAT для рейсов из соответствующего порта погрузки до Rotterdam/Med за соответствующий год поставки.

WS – Средняя из имеющихся котировок фрахта, опубликованных в “Platt's Dirty Tankerwire”.

K - Коэффициент пересчета тонн в баррели США

PTC – величина ледовых и буксировочных сборов в портах Приморск/ Усть-Луга/Новороссийск

RTC – стоимость портовых сборов в порту Роттердам

I-стоимость страхования грузов

E – Эскалация / деэскалация

X- премия к ценовой формуле

Таким образом, оценивается высокий уровень зависимости цены российской нефти от индексов, публикуемых зарубежными ценовыми агентствами. На

протяжении всего постсоветского периода возрастал контроль зарубежных стран за ценообразованием на российские энергоресурсы.

Самую большую неопределенность несут дифференциалы (или спрэды), формируемые для российских сортов нефти к эталонному сорту Brent.

Эти дифференциалы определяются путем опроса участников рынка за рубежом (российские компании слишком закрыты и в таких опросах не участвуют) или формируются на основании данных сопоставимых зарубежных рынков⁸¹.

У опросного метода есть отрицательные стороны: возможность искажения цены (не все участники рынка представляют данные, неучтенные корректировки, вероятность манипуляций и т.д.). Такой метод все чаще вызывает вопросы о его приемлемости.

Дифференциал импортеров российской нефти к стоимости эталонной нефти (Brent, Dubai) ориентирован на повышение маржинальности сделки и увеличению дисконтов, что находит отражение в ценовых сборниках. Особенно, если продавец (страна-экспортер) не предпринимает никаких усилий по публикации собственных индикаторов.

Компании, участвующие в этих опросах, не раскрываются. По методологии это могут быть также рыночные спреды по другим сортам нефти, дополнительные ориентировочные цены.

Таким образом, сами эти спреды – это экспертная оценка. По сути, несколько человек из разных компаний дают оценку, каким они видят спред по данной сделке.

Для определения ставки экспортной пошлины на нефть и ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) используются данные котировочного агентства Argus (Великобритания).

Российские нефтяные компании торгуют нефтью на экспорт по формулам, включающим котировки Platts (США), Argus и Reuters (Великобритания).

⁸¹ Сафонова Т.Ю. «Есть ли у России время ждать десятилетия, когда наши уже сформированные и известные всему мировому сообществу маркерные сорта назовут бенчмаркой?», Рынок нефтепродуктов. Биржевые индексы. Издание «СПбМТСБ» № 56 за 7-11 апреля 2014 года.

Таким образом, котировки российской нефти – это индексы экспортной альтернативы. Так, например, котировка Юралс Западная Сибирь, публикуемая зарубежным ценовым агентством Argus, применяемая участниками российского рынка нефти в качестве ориентира для цены на внутреннем рынке нефти России, рассчитывается на основе средней котировки экспортных поставок Юралс в Северо-Западную Европу (FOB Приморск) и Средиземноморье (FOB Новороссийск) за вычетом текущей ставки экспортной пошлины и среднего значения транспортных издержек на маршрутах Нижневартовск – Новороссийск и Нижневартовск – Приморск и с добавлением НДС⁸².

Порядок расчета определяет ориентир цены только для трех базисов поставки и не учитывает важных составляющих, оказывающих влияние на цену, таких как качественные характеристики сырья (с учетом плотности и содержания серы в нефти), а также премию или дисконт, предусмотренные в контрактах российских нефтяных компаний.

Переход к публикациям реальных цен фактических сделок при продаже российской нефти и консолидация дифференциалов по данным российских производителей к эталонной цене, формируемой на биржевых площадках, позволит в перспективе обеспечить исключение дополнительных дисконтов зарубежных ценовых агентств.

4.2. Анализ российской системы ценовых индикаторов на углеводородное сырье и продукты нефте-газо-переработки, применение технологий блокчейн при взаиморасчетах

Для решения задачи формирования прямых котировок на нефть Юралс большие надежды возлагались на запуск поставочного фьючерса на площадке ЗАО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа».

⁸² <https://www.argusmedia.com/ru/methodology/key-prices>

Несмотря на снижение добычи нефти сорта Brent и смеси BFOE, тем не менее интерес к торговле производными финансовыми инструментами с указанной корзиной сортов не снижается.

Это связано с тем, что Brent – финансовый инструмент с понятной торговой инфраструктурой для трейдера, включающей статистическую историю и хороший прогноз устойчивости для инвестора, не желающего расширять уровень своих рисков, а, следовательно, дополнительных расходов.

Для того чтобы оценить потенциал роста оборотов продукта с названием «Фьючерс на нефть Юралс» среди потенциальных пользователей можно выделить 5 категорий клиентов:

- нефтяные компании - производители российской нефти;
- маркет-мейкеры;
- мелкие трейдеры;
- импортеры российской нефти;
- финансовые группы.

Две крупнейшие российские компании приняли участие в запуске проекта в ноябре 2016 года – ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть»⁸³. Присутствие этих двух государственных гигантов имело стратегическое значение в ходе презентации проекта, а конкретнее – сигнал участникам рынка о готовности представления объемов для реализации поставочных фьючерсов⁸⁴.

Далее к работе подключились маркет-мейкеры, имеющие аналогичный опыт поддержки срочного рынка нефтепродуктов. Их задача заключается в поддержке котировок и ликвидности в «стакане». Именно они сформировали сложившийся оборот финансовых сделок.

Основной вопрос связан с привлечением оставшихся трех групп потребителей фьючерса.

⁸³ «Результаты первых торгов поставочными фьючерсными контрактами на российскую экспортную нефть Urals FOB Приморск», [Электронный ресурс]. URL: http://spimex.com/press_centre/news/9134/ (дата обращения 10.04.2019)

⁸⁴ Биржей представлена возможность участнику торгов, выкупившему 720 контрактов, достаточных для накопления танкерной партии нефти в объеме 100 тысяч тонн, обеспечить поставку нефти из порта Приморск на экспорт.

На первый взгляд, мелкий трейдер - не слишком привлекательный пользователь такого политически значимого продукта, как «фьючерс на нефть Юралс». Но, пожалуй, на данном этапе продвижения мелкие трейдеры способны из кривой «СПБМТСБ», которая двигается с дифференциалом, очень похожим на «Urals Primorsk vs Brent Dated» (Platts), превратить наш российский фьючерс в ликвидную котировку.

В 2016–2018 годах категория мелких трейдеров не смогла преодолеть сопротивление, чтобы добраться до фьючерса. Это сопротивление заключалось в отсутствии возможности и желаний инвестировать в пред контрактное обеспечение – вносить гарантийный взнос и финансово «поднять» вес минимального лота торгуемой партии - 1000 баррелей. Именно снижение стоимости «входного билета» на биржевую площадку и сокращение объема лота может позволить увеличить обороты срочного рынка нефти и создать первые признаки ликвидности.

Одной из самых привлекательных групп потенциальных участников торгов являются импортеры российской нефти⁸⁵. Инопокупатели, обеспечивающие загрузку российской нефтью зарубежных нефтеперерабатывающих заводов, с интересом смотрят на движение фьючерса на Юралс, но пока не могут взять на себя риски отсутствия практики реализации, ликвидности фьючерсов, отсутствия единовременных объемов с понятной историей накопления и оформления поставочных партий. Пока у них нет ни одного стимула для приобретения нефти на российской биржевой площадке, обеспечивающего коммерческую привлекательность проекта на фоне приоритетных условий.

Последняя категория потенциальных пользователей биржевого продукта – это финансовые группы. Именно их участие позволяет удерживать обороты биржевой торговли на крупнейших мировых площадках

⁸⁵ Сафонова, Т.Ю. Трафик движения фьючерса на нефть «Юралс» к почетному званию «Бенчмарк»// Нефть, газ и бизнес. – 2017. - № 12. – С.53-56

В ситуации привлечения финансовых институтов на российскую биржевую площадку эта категория представлена группой маркет-мейкеров, не готовых к значительным оборотам в проекте.

Нужно отметить, что проект запуска фьючерса на российскую нефть мог бы более эффективно «выстрелить» в период высоких цен на нефть, на фоне дружественного отношения стран-импортеров и отсутствия санкционного давления на Россию, когда еще не прослеживался тренд по сокращению инвестиций в нефтегазовую отрасль и оттокам денежных средств в развитие «зеленой» энергетики.

В настоящее время продвижение российского фьючерса на нефть Юралс осложнено на европейском рынке и геополитикой, и стратегией поведения торговых компаний на международном нефтяном рынке, направленной на сохранение влияния на цены российской нефти.

Развитие фьючерсной торговли российской нефтью должно сопровождаться привлечением мирового сообщества к этому процессу, формированием единого видения значимости формирования нового бенчмарка и обоснованием необходимости расширения линейки существующих эталонов.

И даже несмотря на не самую благоприятную информационно-политическую конъюнктуру, окружающую продвижение российского бенчмарка, важен пиар этого сложнейшего государственного проекта на международном уровне с представлением участникам рынка нашего индекса на интернациональных биржевых площадках.

Юралс сложен для продвижения на Европейском рынке наличием ликвидного конкурентного сорта Брент. Рынок АТР более подвижен и чувствителен к новым финансовым инструментам, популяризации транзакций по международным сделкам в национальных валютах, альтернативным предложениям в области ценообразования на стратегически значимые ресурсы, совместной работе по созданию биржевых индикаторов. В этой связи не менее

важно запустить на российской биржевой площадке и фьючерсный контракт на сорт ВСТО.

Не исключено, что представление фьючерсов на российскую нефть Юралс и ВСТО на других российских и зарубежных биржевых площадках также поднимет их ликвидность.

Цена на нефть занимает центральную позицию в бюджетном планировании, и в этой связи Государство является главным заинтересованным лицом в оказании влияния на ценообразование на производимое сырье на мировых рынках, продвижении собственных ценовых индикаторов, что является составной частью решения задачи обеспечения информационной и энергетической безопасности.

Запуск фьючерсов на российскую нефть марки Юралс на площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи является существенным компонентом на пути формирования собственной прямой котировки на известный всему миру маркерный сорт российской нефти.

С одной стороны, объемы производства нефти сорта Brent неуклонно сокращаются, что создает конкурентные преимущества сорта Юралс для использования в качестве бенчмарка, с другой стороны, продвижение на европейском рынке российского фьючерса на нефть Юралс осложнено как геополитическими факторами, направленными на сокращение зависимости от российских энергоресурсов, так и банальным нежеланием зарубежных участников рынка повысить рейтинги российского маркерного сорта нефти до уровня эталонного. Ведь создание российского бенчмарка несёт риск потери инопокупателями контроля за формированием дифференциалов (или дисконтов) на российское сырье.

Продвигать российские ценовые индикаторы на нефть сложно, но все-таки нужно. И не потому, что падают объемы нефтедобычи эталона Brent, а потому что на фоне трансформации глобальных грузопотоков российской нефти важно определить свою собственную индикативную систему оценки для всех экспортных направлений вывоза нефтяного сырья.

Для России как страны-экспортера важно создать системный альтернативный подход контроля за ценообразованием и формирования собственных котировок, прежде всего, на нефть, который должен быть взаимно увязан с решением долгосрочной задачи по реализации увеличения доли взаиморасчетов по внешнеторговым операциям в рублях, поставленной Президентом РФ В. В. Путиным, в рамках заседания Президентской Комиссии по стратегии развития ТЭК и экологической безопасности⁸⁶.

Функции российской Биржи в этой системе в укрупненном формате - обеспечение ликвидности, увеличение оборотов биржевой торговли на срочном и спотовом рынке, привлечение пула участников, обеспечение поставки биржевого товара, возможность проведения торговых операций с нефтью при поставке на экспорт в национальной валюте.

Следует отметить, что прямая котировка российской нефти Юралс в результате запуска фьючерса на площадке АО «СПбМТСБ» так и не сформирована, а индексы российских биржевых цен оказались ниже котировок ценового агентства Platts (таблица 18) – то есть недооценены, прежде всего, в связи с высоким уровнем платежей для участия в сделке на биржевой площадке.

Объем торгов производным финансовым инструментом – фьючерсом на нефть Юралс за период с начала запуска в декабре 2016 года по 2019 год (период проведения торговых операций с фьючерсами на нефть Юралс Приморск) составил 332,9 тыс. тонн, что соответствует трем танкерным партиям. Поскольку танкерные партии так и не были сформированы, реальные физические отгрузки не производились.

С 2019 года стоимость фьючерса рассчитывается АО «СПбМТСБ» без проведения торговых сделок, расчетный индекс в 2019-2022 годах оказался ниже котировок зарубежных ценовых агентств (таблица 23).

⁸⁶ Заседание Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности, [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/50571> (дата обращения 10.04.2020)

Таблица 23 - Индексы биржевых сделок на нефть Юралс с отгрузкой в порту Приморск в 2016-2022 году, \$/барр

Период	Primorsk, Индексы зарубежных рынков, \$/барр	Primorsk СПбМТСБ, \$/барр	+/- СПбМТСБ/индексы зарубежных рынков, \$/барр	Объем сделок СПбМТСБ, в тыс тонн
декабрь 2016	50,49	52,22	1,74	10,1
2017	52,06	51,95	-0,12	298,1
2018	68,56	68,58	0,01	17,9
2019	62,01	61,20	-0,81	6,8
2020	40,59	40,12	-0,48	0,0
2021	67,59	61,43	-6,17	0,0
2022	71,23	65,92	-7,68	0,0
	58,93	57,35	-1,93	332,9

Источник: СПбМТСБ, консолидация данных ООО «НААНС-МЕДИА», анализ автора

Таким образом, запуск фьючерсов на нефть в настоящее время не привел к перетоку физических объемов на биржевую площадку, и ключевая проблема зависимости от зарубежных котировок на момент написания диссертации пока не нашла решения.

АО «СПбМТСБ» был предложен дополнительный механизм определения цены путем проведения онлайн-аукционов в режиме двухэтапного запроса оферт.

Через систему электронных торгов внебиржевого рынка «СПбМТСБ» в период с 2015 года по 2022 год было реализовано сырой нефти на экспорт 12,0 млн тонн, проведено 48 процедур, в том числе по годам (рисунок 26):

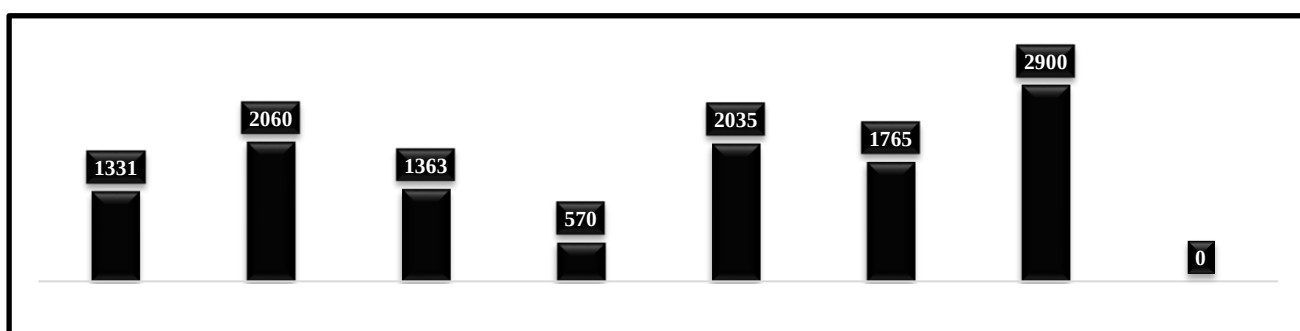


Рисунок 26 - Объем реализации нефти на аукционах АО «СПбМТСБ» за 2015-2022 годы, в млн тонн

Источник: ЗАО «СПбМТСБ», консолидация данных ООО «НААНС-МЕДИА», анализ автора

Процедуры реализации проводили: АО «Зарубежнефть», ПАО «Татнефть».

Предметом этапа проведения онлайн-аукционов по состоянию на 01.04.2023 являлась премия к цене на нефть или величина дифференциала Юралс к международному маркерному сорту Dated Brent.

Таким образом, на аукционе не формируется фиксированная цена сделки, а лишь лучший дифференциал к формуле цены, то есть прямая котировка на российскую нефть Юралс в национальной валюте в результате биржевых торгов так и не сформирована⁸⁷.

Одним из аспектов перспектив развития биржевой торговли нефтью в России является использование котировок Московской биржи (MOEX) для взаиморасчетов российскими нефтяными компаниями.

В совокупности применение сформированных дифференциалов на нефть на проводимых аукционах АО «СПбМТСБ» с использованием индексов Московской биржи с публикацией российским независимым ценовым агентством могли бы дать альтернативу для проведения российскими нефтегазовыми компаниями взаиморасчетов за нефть.

По мнению автора исследования, нужен комплекс мер, включающих публикацию, продвижение российских ценовых индикаторов на нефть в ежедневном режиме, создание правдивого информационного поля.

И это уже задача национального или независимого ценового агентства.

Именно агентство может представить альтернативу существующей системе оценки стоимости российской нефти и привлечь инвесторов путем стабилизации подходов к оценке добываемого в стране углеводородного сырья. На этом пути стоит также задача стандартизации российских маркерных сортов.

Публикации на уровне российского ценового агентства биржевых и внебиржевых российских ценовых индикаторов на все стандартизированные российские маркерные сорта на базе данных фактических сделок позволит в краткосрочной перспективе торговать нефтью по российским индикативным оценкам, что встраивается в уже сгенерированный тренд модификации сортов

⁸⁷ «Индикаторы российского рынка нефти» за 12.05.2022, издание ООО «НААНС-МЕДИА»

Юралс и ВСТО от уровня маркеров до уровня эталонов⁸⁸.

4.3. Необходимость справедливой оценки всех маркерных сортов нефти

Запуск фьючерсов на российские сорта нефти является существенным компонентом на пути формирования собственных прямых котировок и расширения новых бенчмарков, которые должны стать основой взаиморасчетов как в России, так и зарубежом.

На фоне санкций⁸⁹ ЕС и G7, предусматривающих запрет на морские перевозки российской нефти, начиная с 5 декабря 2022 года и установление потолка цен на российскую нефть, важно повторно активизировать деятельность по запуску фьючерсов на российскую нефть, но уже с участием дружественных стран-импортеров, таких как Китай, Индия, Турция, Египет и других.

Рынок стран азиатско-тихоокеанского региона более чувствителен к популяризации трансакций по международным сделкам в национальных валютах, альтернативным предложениям в области ценообразования на стратегически значимые энергоресурсы, совместной работе по созданию биржевых индикаторов.

В этой связи существует необходимость в запуске на российских и зарубежных биржевых площадках фьючерсных контрактов на все маркерные сорта российской нефти с учетом их качественных характеристик:

- ЮРАЛС (Приморск)
- ЮРАЛС (Новороссийск)
- ЮРАЛС (Усть-Луга)
- ВСТО (Козьмино)
- Сибирская Легкая (Новороссийск)
- Сокол (Де-Кастри)
- Сахалинская смесь Витязь (Пригородное)
- Варандейская легкая (Варандей)
- Новопортовая легкая (Мурманск)
- Арко (Мурманск)

⁸⁸ Сафонова, Т.Ю., «Есть ли у России время ждать десятилетия, когда наши уже сформированные и известные всему мировому сообществу маркерные сорта назовут бенчмаркой?», еженедельное издание «СПбМТСБ» «Рынок нефтепродуктов. Биржевые индексы», № 56 за 7-11 апреля 2014 года

⁸⁹ Сайт Еврокомиссии [Электронный ресурс]. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5989 (дата обращения 07.11.2022)

→ а также казахстанско-российскую смесь КТК (Ю. Озереевка)

Существующий механизм ценообразования и публикации дисконтов российской нефти приводит к тому, что налоги и сборы могут априори планироваться и формироваться без применения рыночных механизмов в штаб-квартирах недружественных стран.

В этой связи как система ценообразования, так и налогообложения уже не первое десятилетие требует новых подходов, ориентированных на новую концепцию синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов.

На Московской бирже MOEX торгуются фьючерсные контракты на нефть Brent и публикуются индексы Brent Crude Oil. Как представлено на рисунке 27, на бирже MOEX котировки нефти Brent последовательно следуют за биржевыми рыночными индексами биржи ICE.

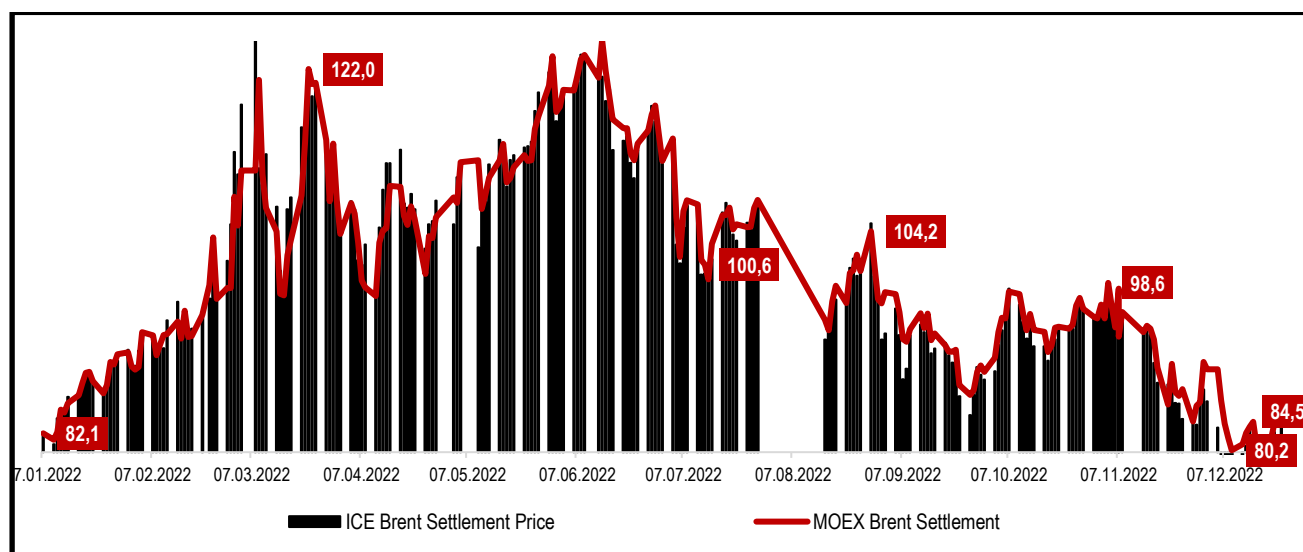


Рисунок 27 - Биржевые индексы на нефть сорта Brent, формируемые биржами ICE и MOEX, в долларах/баррель

Источник: ICE, MOEX, анализ автора

При публикации собственных индексов цен на российские маркерные сорта нефти ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» применяет в качестве эталонов открытые биржевые котировки нефти Brent, формируемые на Московской бирже MOEX, а также сорта нефти Dubai, формируемый на бирже DME.

По мнению автора, применение сформированных дифференциалов на нефть на проводимых аукционах АО «СПБМТСБ» в совокупности с использованием индексов Московской биржи с публикацией российским независимым ценовым агентством могли бы дать альтернативу для проведения российскими энергетическими компаниями взаиморасчетов за нефть.

Таким образом, до запуска биржевой торговли вышеперечисленными маркерными сортами нефти одним из аспектов перехода на российские котировки является использование индексов цен на нефть:

- Brent, формируемых на Московской бирже MOEX,
- Dubai, формируемый на бирже DME.

В этой связи автором предлагается при реализации нефти в Европу применять формулу расчета (26):

$$\text{Цнефть} = \text{Brent моех} \pm \text{Д} \quad (26)$$

где **Brent моех** - индекс цен на нефть эталонного сорта Brent, формируемый на Московской бирже (MOEX),

Д – согласованный сторонами дифференциал (премия или дисконт).

При реализации нефти в страны азиатско-тихоокеанского региона автором предлагается применять формулу (27):

$$\text{Цнефть} = \text{Dubai} \pm \text{Д} \quad (27)$$

где **Dubai** - индекс цен на нефть эталонного сорта **Dubai**, формируемый на бирже DME,

Д – согласованный сторонами дифференциал (премия или дисконт).

Применение таких ценовых формул позволит российским компаниям завершить практику применения экономически не выгодных зарубежных котировок при реализации стратегически важного сырья на экспорт, выстроить собственную систему ценообразования, постепенно продвигаясь к фактическому сокращению значений дисконтов и приближению стоимости российской нефти к мировым аналогам.

Представленные ценовые формулы могут эффективно применяться до полноценного запуска фьючерсов на российские маркерные сорта на биржевых площадках России и дружественных стран.

4.4. Фактические скидки на российскую нефть после введения «потолка» цен

3 декабря 2022 года Еврокомиссия сообщила о том, что страны ЕС согласовали введение потолка цен на морские перевозки нефти из России на уровне \$60 за баррель. Согласно введенному эмбарго, ограничение действует только на рынке первичных продаж, вторичные продажи российской нефти могут осуществляться по рыночным ценам.

После ввода ценовых ограничений на российскую нефть этапы развития рыночного ценообразования на углеводороды прерваны и наблюдается возврат к первоначальному этапу развития торговли нефтью по принципу «cost-plus», применявшемуся в начале прошлого века на этапе зарождения торговли нефтью.

В течение декабря 2022 года цена на нефть сорта Brent находилась в диапазоне от 77 до 84 \$/баррель несмотря на ряд фундаментальных факторов снижения предложения на мировом рынке нефти, включая в том числе сокращение экспорта российских ресурсов.

Как представлено на рисунке 28, после ввода в действие эмбарго на российскую нефть 5 декабря 2022 года дисконты на нефть сорта Юралс с поставкой на условиях fob Приморск и fob Новороссийск с уровня 32 \$/баррель возросли до отметки 38 \$/баррель, несмотря на рост стоимости эталонной нефти Brent.

Если 5 февраля 2022 года дисконт на российскую нефть оценивался как 39% к цене нефти Brent, то к концу декабря 2022 года он необоснованно возрос до 45-46%.

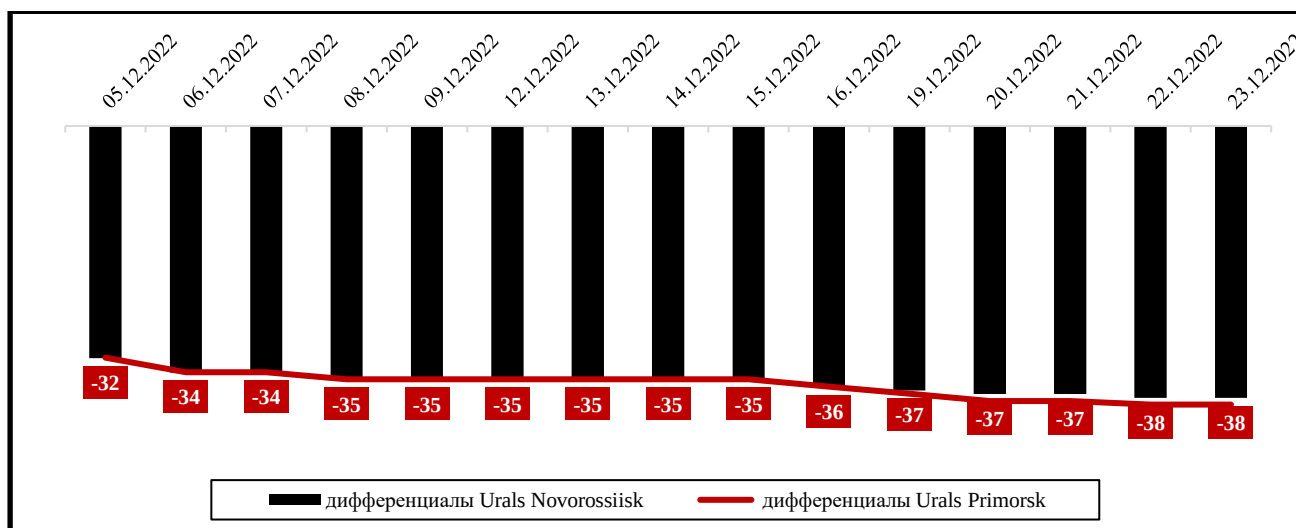


Рисунок 28. Дифференциалы зарубежных ценовых агентств на нефть Юралс Приморск и Юралс Новороссийск после ввода эмбарго, в \$/баррель.

Источник: консолидация данных ООО «НААНС-МЕДИА», анализ автора

По мнению автора, отсутствие значимого изменения конъюнктуры мировых цен на нефть после ввода в действие эмбарго в комбинации с необоснованным ростом дисконтирования российской нефти, связано с поддержкой трейдерами на международных биржевых площадках и зарубежными агентствами ценообразования, обеспечивающего реализацию сценария «ценового «потолка», установленного коалицией ЕС, G7 и Австралией.

Так, с учетом дисконтов на российскую нефть Юралс к концу декабря 2022 года по оценкам зарубежных ценовых агентств, которые достигли отметки - 38 \$/баррель, цена на нефть сорта Юралс к концу декабря 2022 года находилась на уровне 44-45 \$/баррель, что оказалось значительно ниже ценового потолка, установленного ЕС.

Следует отметить, что данные фактических сделок российских компаний с импортерами в ноябре 2022 года, обобщенные автором согласно разработанной системе оценки российской нефти, демонстрируют значимые отклонения от котировок зарубежных ценовых агентств (рисунок 29).

Так, например, средняя цена на нефть сорта «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском), опубликованная

Минэкономразвития с использованием данных, предоставленных Аргус Рус Лимитед⁹⁰, составила в ноябре 2022 года 66,69 \$/баррель.

При этом средневзвешенная цена реализации нефти в порту Приморск по фактическим сделкам с детализацией по импортерам достигала в ноябре 2022 года максимальной отметки 73,0 \$/баррель, то есть котировка нивелирует реальный ценовой коридор и потенциал возможностей для роста.

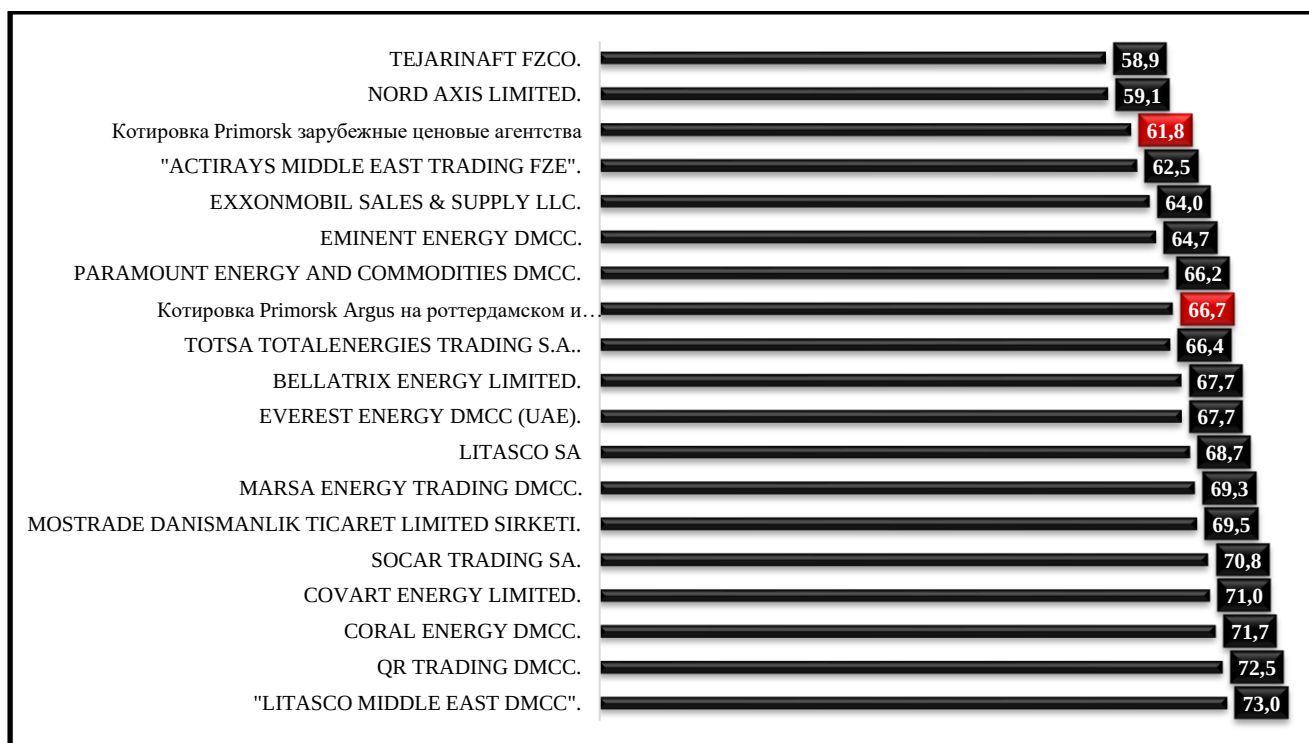


Рисунок 29. Средневзвешенная цена реализации нефти в порту Приморск по фактическим сделкам с детализацией по импортерам, за ноябрь 2022 года, в \$ /баррель

Источник: консолидация данных ООО «НААНС-МЕДИА», анализ автора

Таким образом, система независимой оценки уже не работает, фактически дисконты зарубежных агентств - абсолютно бесполезная и неприменимая в текущих условиях компаниями-экспортерами информация, при этом использование котировки Аргус для целей исчисления нефтегазовых налогов может привести к снижению доходов бюджета.

⁹⁰Сайт Минэкономразвития [Электронный ресурс]. URL:

https://www.economy.gov.ru/material/departments/d12/konyunktura_mirovyh_tovarnykh_rynkov/o_sredney_cene_na_neft_sorta_yurals_z_a_noyabr_2022_goda.html (дата обращения 27.12.2022)

27 декабря 2022 года был опубликован⁹¹ Указ Президента Российской Федерации от 27.12.2022 № 961 "О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российские нефть и нефтепродукты". Из указа следует, что запрещаются поставки российской нефти и нефтепродуктов иностранным гражданам и компаниям, если в контрактах «прямо или косвенно предусматривается использование механизма фиксации предельной цены».

Указанная мера позволила российским компаниям осуществлять реализацию нефти по формулам цены, при этом важной перспективной задачей является исключение из взаиморасчетов дифференциалов (спредов), публикуемых зарубежными ценовыми агентствами.

4.5. Публикация национальных ценовых индикаторов и де-эскалаторов по качеству

По состоянию на 01.04.2023 года зарубежные ценовые агентства по-прежнему оставались основными источниками информации, которые использовались российскими нефтегазовыми компаниями при расчетах за нефть.

100% экспортных поставок нефти осуществляется по формулам цены с включением базовых котировок, публикуемых иностранными ценовыми агентствами.

Если биржевые котировки на нефтепродукты прочно укрепились в деловой практике проведения торговых операций, то ситуация с публикацией российских котировок на нефть, которая неоднократно рассматривалась на различных уровнях, на момент написания диссертации так и не претерпела значимых изменений.

⁹¹ Официальный интернет-портал правовой информации [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212270015?index=2&rangeSize=1> (дата обращения 27.12.2022)

Фьючерсы на нефть Urals, реализуемые на площадке ЗАО «СПБМТСБ», так и не легли в основу контрактов российских производителей нефти с зарубежными покупателями⁹².

Это связано с низкой ликвидностью этих контрактов, заниженной стоимостью Urals относительно зарубежных котировок, отсутствием системы публикации в ценовых сборниках. Не поступает также предложений по использованию индикатора, сформированного на российской биржевой площадке, в контрактах и при расчетах налоговых ставок в нефтегазовой отрасли.

Существует мнение, противодействующее формированию альтернативной (русской) системы публикации ценовых индексов. Его сторонники обращают внимание на то, что создание системы сбора и обработки данных будет стоить слишком дорого. Кроме того, эту систему якобы будет невозможно применять при работе с иностранными покупателями.

Однако следует отметить, что реализация нефтяного сырья (служащего основой для формирования русского бюджета) по существующей схеме, без создания альтернативной системы публикации связана с высокими рисками.

Нефтегазовая отрасль периодически сталкивается со стрессами в системе информационной безопасности. Так, в июне 2017 года ПАО «Роснефть» заявило, что его серверы подверглись «мощной хакерской атаке» при помощи вируса-шифровальщика Petya, которая блокирует компьютеры и требует взамен \$300 млн в биткоинах.

Кроме того, русские нефтедобывающие предприятия столкнулись с отсутствием согласованных методик по оценке влияния изменений качественных характеристик нефти на ее цену. Так, загрязнение экспортных нефтепроводов хлорорганикой в апреле-мае 2019 года привело к формированию значительных дисконтов, которые выставлялись русским нефтяным компаниям в связи с поставкой сырья с повышенным содержанием хлорорганических соединений.

⁹² Сафонова, Т.Ю. Перезагрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456). – С.59-65.

Санкции и кибератаки могут также привести к отключению информационных сервисов по представлению ценовой информации по экспортным контрактам на поставку нефти.

Так, на фоне санкционного давления в 2022 году многие консалтинговые компании прекратили поставлять российским компаниям информацию о мировых ценах и поставках на нефтеналивные грузы. Среди них по состоянию на 01.04.2023: Блумберг, Рефинитив, Platts.

Имеющиеся факты приостановки членства российских банков, попавших под американские санкции, в платежных системах Visa и Mastercard продемонстрировали, что возможна блокировка карт не только за границей, но и в России. После того как Visa и Mastercard перестали принимать карты банков, попавших под западные санкции из-за присоединения Крыма к России, в 2014 году была создана Национальная система платежных карт (оператор карт «Мир») для обслуживания банковских платежей в России.

Но если замена зарубежным платежным системам была осуществлена, то российской альтернативы иностранным нефтяным котировкам так и не существует. Это является ключевой информационной угрозой для сегмента нефтяных продаж.

В этой связи уже не первый год существует настоятельная необходимость в создании системы публикации индикаторов цен на нефть, произведенную в Российской Федерации.

Автором предлагается осуществлять в ежедневном режиме публикацию следующих индикаторов цен в национальной валюте⁹³:

✓ *индикаторы цен биржевых сделок* с российскими маркерными сортами нефти, формируемые на отечественных биржевых площадках;

✓ *индикаторы цен внебиржевых сделок*:

⁹³ Сафонова, Т.Ю. Перегрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456). – С.59-65

основанные на окончательной цене на базе консолидации отчетных данных внешнеэкономической деятельности;

— индикаторы внебиржевых сделок спотового рынка (включая тендеры), заключаемых по фиксированной цене.

На стоимость нефти влияют следующие качественные характеристики: плотность, массовые доли серы и балласта (масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и механических примесей).

Де-эскалаторы по качеству, публикуемые для каждого пункта назначения, позволяют исключить спекуляции при оценке стоимости российской нефти в случае изменения серо содержания, плотности, содержания балласта.

Нормативные (предельные значения) по показателям качества согласно типовым экспортным контрактам российских производителей нефти представлены в таблице 24:

Таблица 24 - Нормативные (предельные значения) по показателям качества нефти

Базис поставки	качество нормативное (предельное значение)				
	содержание серы, %	плотность при 20 град С, кг/м.куб.	содержание балласта, %	в том числе содержание хлористых солей, %	коэф перевода из тонн в баррели
URALS (REVKO)					
Приморск	1,8	870	0,56	0,01	7,20
Усть-Луга	1,8	870	0,56	0,01	7,20
URALS (Нефтепровод Дружба)					
НПЗ Белорусии (Мозырский НПЗ, Нафтан)	1,8	870	0,56	0,01	7,20
Адамова Застава (Польша, Германия, порт Гданьск)	1,8	870	0,56	0,01	7,20
Фенешлитке (Венгрия)	1,8	870	0,56	0,01	7,20
Будковце (Чехия, Словакия, Венгрия)	1,8	870	0,56	0,01	7,20
URALS (Mediterranean/Novorossiisk)					
Порт Новороссийск (Шесхарис)	1,8	870	0,56	0,01	7,20
Siberian Light (Сибирская легкая)					
Порт Новороссийск (Шесхарис)	0,6	850	0,56	0,01	7,35
ESPO (ВСТО)					
Спецморнефтепорт «Козьмино»	0,6	850	0,56	0,01	7,43

Источник: составлено автором

Вопрос правильного ценообразования и снижения спекулятивного фактора особенно был важен на фоне техногенного коллапса, возникшего в апреле-мае 2019

года в связи с выбросом хлорорганики из мест нефтедобычи в систему «Транснефти».

Рост содержания органических хлоридов в сырье по направлению отгрузок через порты Новороссийск, Приморск, Усть-Луга и трубопроводную систему «Дружба» привел к существенным скидкам и историческому обесцениванию российского сорта нефти при отсутствии единой методологии оценки.

В 2022 году ситуация усугубилась после ввода в действие санкций.

Многие ценовые ориентиры (включая спрэды), которые, публикуют западные информационно-аналитические агентства, зачастую являются субъективной оценкой ситуации на рынке, основанной на обобщении информации участников рынка, стратегией которых является представление ценовых индексов, отвечающих интересам стран-импортеров⁹⁴.

Как представлено на рисунке 30, начиная с марта 2022 года зарубежные ценовые агентства фиксировали заниженную стоимость нефти Юралс и ВСТО.

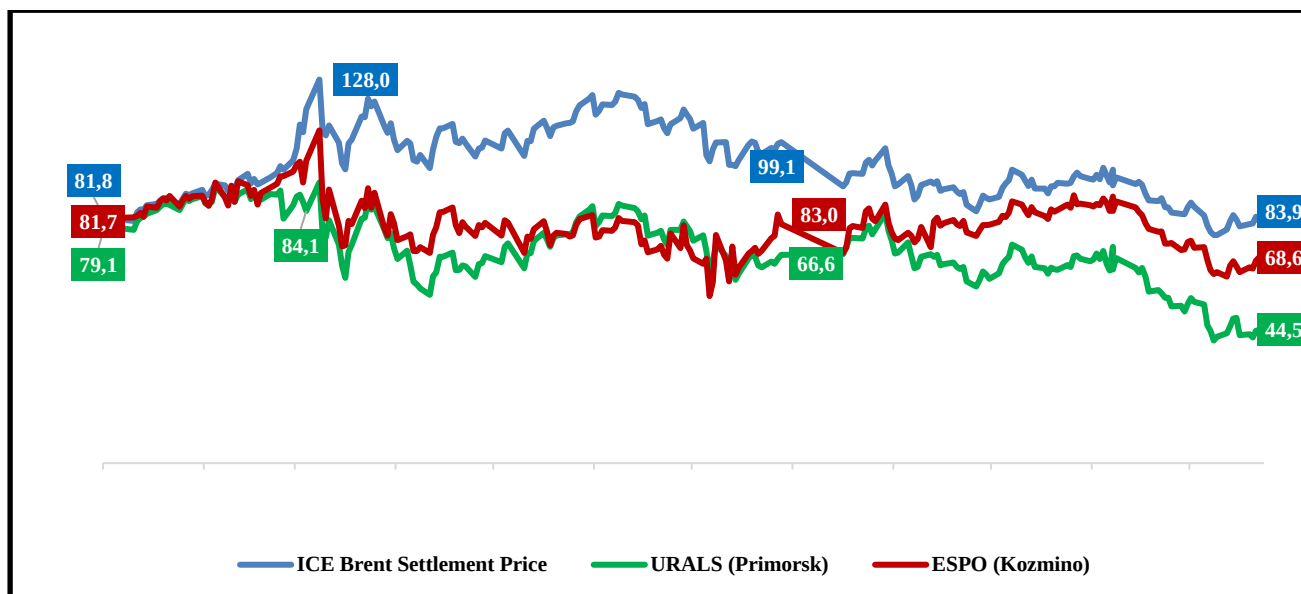


Рисунок 30 - Изменение в 2022 году оценки стоимости российской нефти сорта Urals и ESPO относительно индексов на нефть сорта Brent, в долларах/баррель

Источник: консолидированные данные НААНС-МЕДИА

⁹⁴ Сафонова Т.Ю. «Цена на российскую нефть стала на 35% ниже мировой: за вест пост-советский период так и не сформирована национальная система оценки российской нефти» [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/comment/tamara-safonova/13-05-2022/rossiyskaya-neft-stala-na-35-desheвле-mirovyh-etalonov> /(дата обращения 16.05.2022)

Размер дифференциалов на российскую нефть, продаваемую на экспорт по состоянию на 5 мая 2022 года, достиг по нефти Юралс (Приморск) минус 38 \$/bbl по отношению к эталону Brent, для нефти сорта ВСТО минус 29 \$/bbl.

Многие российские компании тратят миллионы долларов в год на зарубежную аналитику и исследования, еще больше пополняя казну стран, вводящих санкции против России, по-прежнему перечисляют колоссальные деньги за то, что сами включили зарубежные котировки в формулы цены при реализации нефти.

И ситуация не меняется даже на фоне обострения взаимоотношений с Евросоюзом и США.

Во втором квартале 2022 года отрицательные спреды между сортами российской нефти и эталоном Brent росли на фоне попыток Евросоюза диверсифицировать свои поставки, но увеличить долю поставок нефти за счет других стран производителей, по сути, означает проведение своп-операций, так как в мире невозможно достигнуть баланса спроса и предложения без российских энергоресурсов.

Для импортеров российской нефти сформированные отрицательные дифференциалы – это «окно возможностей» для достижения сверхмаржинальности переработки дисконтированного нерыночным образом российского нефтяного сырья.

Обострение информационного повода об обсуждаемом эмбарго на российскую нефть по сути не является подтверждением того, что российская нефть стала дешевле, но у импортеров и западных ценовых агентств, появилась официальная аргументация для еще большего дисконтирования российской нефти, что встраивается в общую систему спланированного ранее снижения зависимости Европы от российских энергоресурсов.

А поскольку применение существующей системы формульного ценообразования подразумевает применение этих дисконтов, формируемых опросным методом, в основном, по информации зарубежных агентов, то и

получается, что российские компании пассивно учитывают зарубежную оценку стоимости нефти.

И все это автоматически приводит к падению стоимости российского сырья на мировом рынке, а, следовательно, сокращает и поступления доходов в российский бюджет.

Согласно контрактам российских грузоотправителей с иностранными покупателями⁹⁵, с учетом требований ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»:

Нормируемое (предельное значение) плотности при 20 °С составляет для нефти:

- Urals – до 870,0 кг/м³;
- Siberian Light и ESPO (ВСТО) – до 850,0 кг/м³.

Нормируемое (предельное значение) содержания серы:

- Urals – не более 1,8%;
- Siberian Light и ESPO – не более 0,6%.

Нормируемое (предельное значение) массовой доли балласта составляет 0,56% исходя:

- массовая доля воды – не более 0,5%;
- массовая доля механических примесей – не более 0,05%;
- массовая концентрация хлористых солей – не более 0,01% (100 мг/дм³).

Система де-эскалаторов по качеству в России не разработана и не применяется. Премия или дисконт к формуле цены на внутреннем рынке согласовывается сторонами при заключении договоров купли-продажи.

Согласно типовым экспортным контрактам, если действительная плотность оказывается выше или ниже основного диапазона (32–32,09 °API), цена увеличивается на \$0,003/барр. на каждые полные 0,1 °API свыше 32 °API или уменьшается на \$0,003/барр. на каждые полные 0,1 °API ниже 32,09 °API. То есть

⁹⁵ Сафонова, Т.Ю. Перезагрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456).

де-эскалатор при изменении плотности относительно нормативного значения на 1 кг/м³ составляет при поставках на экспорт \$0,006/барр.

Согласно исследованию автора, коэффициент по сере k_c равен 0,35 \$/барр. при отклонении на каждые 0,1% или 3,5 \$/барр. при отклонении на каждый 1% от нормируемого значения. Это значение в целом корреспондируется с разницей в цене нефти сорта Юралс и ВСТО, и коэффициент по сере k_c 0,35 \$/барр может быть и применен для оценки стоимости премиальной нефти и на внутреннем рынке.

Что касается эскалации по содержанию хлора, то это новый показатель, так как такого масштабного превышения уровня хлорорганических соединений, как это было зафиксировано в 2019 году, в истории мировой нефтегазовой отрасли не было.

Однако данный показатель может быть рассчитан исходя из затрат по компаундированию (смешению) на нефтебазах нефтетранспортных организаций и пропорций, необходимых для смешения.

В настоящее время норматив (предельное значение) по содержанию хлорорганических соединений составляет не более 10 ppm (или массовая концентрация хлористых солей 0,01%). Однако импортеры до техногенной аварии получали российский сорт Urals с содержанием хлорорганики около 1 ppm, а это – в 10 раз ниже нормативного уровня.

При подмешивании «грязной» нефти в систему «Транснефти» содержание хлорорганики в сырье с отгрузкой из Приморска может увеличиться до 3-5 ppm. Однако это значение, тем не менее, на 70-50% ниже нормативного уровня. При этом любые изменения даже в пределах норматива оказывают влияние на стоимость российского сорта, а дисконт устанавливают иностранные покупатели.

В настоящее время, когда зарубежные покупатели не имеют общей утвержденной методики оценки, возникают условия, при которых РФ может представить оформленное решение об утвержденных дисконтах на российскую нефть.

В этой связи утверждение нормативов отклонений с ценовой привязкой имеет ключевое значение для исключения незапланированных финансовых потерь «Транснефти» и бюджета РФ.

Согласно публикациям СМИ, уровень дисконта, оцениваемого зарубежными потребителями Urals с учетом повышенного содержания хлорорганики, составляла в 2019 году от \$10 до \$40 за баррель.

За период инцидента не было ни одной публикации об утвержденном уровне дисконта на повышение содержания хлорорганики, например, на изменение 0,1% от нормативного уровня. При этом формально применить нормы российских ГОСТов, обеспечив поставки на уровне предельных норм содержания хлорорганических соединений, в сложившейся ситуации не совсем корректно. Ведь на практике сформировались значения, в 10 раз ниже нормативов, и заводы-потребители рассчитывают на стабильность качества российской нефти, на которую настроены их технологические процессы.

В качестве ориентира для оценки потерь от завышенного содержания хлорорганики в нефти автором предлагается установить норматив за увеличение на 1 ppm (или массовой концентрации хлористых солей на 0,01%), который соответствует ставке на компаундирование нефти в системе «Транснефти», усредненный тариф за компаундирование 1 тонны нефти = 155 руб. или \$0,28/барр

В то же время важно оценить стоимость компаундирования с учетом регрессии по качеству, а анализ показал, что ухудшение качества нефти на 1% по сере обходится грузоотправителям ориентировочно \$0,03/барр, а 1% по парафину - \$0,06/барр.

Для компаундирования некондиционной нефти с повышенным содержанием хлорорганических соединений потребуется в том числе дополнительный расчет затрат на хранение (использование резервуарных парков). Однако, по оценке автора, с учетом вышеуказанных факторов, k_B – коэффициент по балласту (включая содержание хлористых солей), при отклонении на 1% от нормируемого значения может быть оценен на уровне \$ 0,045/барр.

Формирование регрессионной системы оценки позволит осуществлять сбалансированный расчет стоимости отгруженных партий нефти с учетом качественных параметров, указанных в паспортах (сертификатах) качества сырья.

Так, де-эскалатор (регрессия по качеству) в \$/барр может быть определен по формуле (28), предложенной автором⁹⁶:

$$Д = К_{\Pi} * \Delta_{\Pi} + К_{\text{С}} * \Delta_{\text{С}} / 0,1 + К_{\text{Б}} * \Delta_{\text{Б}}, \quad (28)$$

K_{Π} – коэффициент по плотности, в \$/барр., при отклонении на 1 кг/м³ (при 20°C) от нормируемого значения;

$K_{\text{С}}$ – коэффициент по сере, в \$/барр., при отклонении на 0,1% от нормируемого значения;

$K_{\text{Б}}$ – коэффициент по балласту, включая содержание хлористых солей, в \$/барр., при отклонении на 1% от нормируемого значения;

Δ_{Π} – дифференциал по плотности (разность между нормируемым значением плотности нефти Юралс и значением плотности в пункте назначения – НПЗ), в кг/м³;

$\Delta_{\text{С}}$ – дифференциал по содержанию серы (разность между нормируемым значением и фактическим содержанием серы в пункте назначения – НПЗ), в %;

$\Delta_{\text{Б}}$ – дифференциал по содержанию балласта – разность между нормируемым и фактическим содержанием балласта (включая хлористые соли) в пункте назначения – НПЗ), в %

Де-эскалатор D рассчитывается в \$/барр в соответствии с существующим порядком взаиморасчетов по экспортным контрактам.

Перевод D в рубли за тонну осуществляется с учетом коэффициентов баррелизации и курса рубля/\$ по формуле (29).

$$D = (K_{\Pi} * \Delta_{\Pi} + K_{\text{С}} * \Delta_{\text{С}} / 0,1 + K_{\text{Б}} * \Delta_{\text{Б}}) * K_{\text{пб}} * K_{\text{рубля}}, \quad (29)$$

$K_{\text{пб}}$ - коэффициент перевода из тонн в баррели по ГОСТ Р 8.599

$K_{\text{рубля}}$ - курс рубля к доллару США

Такой де-эскалатор по качеству позволит исключить спекуляции при решении вопроса о компенсации за объемы компаундированной или некондиционной нефти, находящейся на территории зарубежных стран (так как он соответствует реальным аналогичным расходам в системе «Транснефти»).

Именно кризисные ситуации позволяют видоизменить конфигурацию подходов к ценообразованию. Сложившаяся ситуация с поставкой нефти с

⁹⁶ Сафонова Т.Ю. Исследование эндогенных и экзогенных факторов влияния на результаты прогнозирования в нефтегазовой отрасли на фоне трансформации структуры мирового топливно-энергетического баланса: монография / Т.Ю. Сафонова. – Москва: Первое экономическое издательство, 2022. – 344 с. ISBN: 978-5-91292-422-4 DOI: 10.18334/9785912924224

завышенным содержанием хлорорганики дает российской стороне возможность занять лидирующую позицию в разработке и согласовании систем оценки с учетом качественных характеристик, которые в перспективе могут стать базисом для взаиморасчетов по международным договорам.

В своей кандидатской диссертации⁹⁷ автором еще в 2016 году предложен порядок публикации национальных ценовых индикаторов, актуальность которого сохранилась и на текущий момент. В частности, автором были предложены формулы для расчета индексов цены российской нефти на внутреннем рынке, которые учитывают региональную привязку к индикаторам, сформированным для маркерных сортов российской нефти, де-эскалатор по качеству, учитывающий качественные характеристики сырья (с учетом плотности и содержания серы в нефти), а также премию или дисконт, которые могут обобщаться по данным российских нефтяных компаний.

Таким образом, автором предложена система оценки российской нефти, позволяющая сформировать цену на российскую нефть на основании данных первичных сделок российских производителей.

Принципиально новыми в предлагаемой системе являются следующие позиции:

- использование индексов цены на нефть Brent, формируемых на Московской бирже (MOEX), и цены на нефть Dubai, формируемых на бирже DME;
- формирование средневзвешенной предварительной цены российских сортов нефти при поставках на экспорт с учетом дисконтов, премий (дифференциалов, спредов), входящих в формулы цены, на базе обобщения данных первичных сделок российских производителей и экспортеров;
- формирование средневзвешенной окончательной цены российских сортов нефти при поставках на экспорт на базе обобщения стоимости, указанной в

⁹⁷ Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016. - 151 с. : ил. Экономика и управление народным хозяйством

полных таможенных декларациях/ коммерческих счетах инопокупателю (инвойсах);

- публикация предельных значений цен на внутреннем рынке нефти России;
- публикация де-эскалаторов (регрессии) по качеству нефти по всем базисам поставки;
- публикация индикаторов цен маркерных экспортных сортов российской нефти в национальной валюте и валютах стран-импортеров;
- публикация индикаторов внебиржевых сделок спотового рынка (включая тендеры), заключаемых по фиксированной цене.

Полученные индексы и индикаторы цен могут применяться для определения ставок экспортной пошлины на нефть, ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), определения соответствия цен, примененных в сделках, в соглашениях о ценообразовании для целей налогообложения⁹⁸.

Кроме того, публикация российских индикаторов экспортных цен на нефть обеспечит:

- независимую объективную оценку российского нефтяного сырья по данным российских производителей, что позволит устанавливать цены самими производителями, а не зарубежными агентами;
- развитие системы мониторинга цен на нефть;
- продвижение российских маркерных сортов нефти (в настоящее время не все индексы публикуются);
- прозрачность расчетов индикаторов цен, требуемая для контролирующих органов Российской Федерации;
- возможность применения российских индикаторов цен на рынке стран-импортеров нефти в странах Таможенного Союза, БРИКС, АТР.

⁹⁸ По состоянию на 01.01.2021 для определения ставки экспортной пошлины на нефть и ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), а также в соглашениях между нефтяными компаниями и ФНС о трансфертном ценообразовании используются индексы цен агентств Argus и Reuters (Великобритания), Platts (США). Указанные зарубежные ценовые агентства являются основными источниками информации, которые применяются российскими нефтегазовыми компаниями при расчетах за нефть.

4.6. Концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов

Если конечные цены на моторное топливо регулируются Государством, то следуя этой концепции, автором предлагается для обеспечения эффективности такого регулирования также и установление предельных внутренних цен на нефть с учетом затрат на транспортировку, с исключением введенных в 2018 году обратных акцизов на нефть и демпфера на моторное топливо.

Именно установление на Государственном уровне ценовых маркеров, логистических параметров, коэффициентов по качеству и публикация указанных показателей по всей производственной цепочке от добычи до переработки и сбыта позволит стабилизировать ситуацию на топливном рынке, обеспечить маржинальность нефтепереработки.

Формированию национальных ценовых индикаторов автором большое внимание уделено в кандидатской диссертации, а в период кризисных явлений в мировой и российской экономике важность формирования системы национальных индексов, логистических и качественных параметров для формирования базовых индексов для налогообложения приобретает особое значение.

За 2019–2022 годы индекс экспортной альтернативы на нефть (рисунок 31) менялся от минимального значения 2,3 тыс рублей за тонну (с учетом НДС) в апреле 2020 года до максимального значения 74,9 тыс рублей за тонну (с учетом НДС) в марте 2022 года.

Такой разброс цен на нефть оказывает влияние на маржинальность переработки и устойчивость функционирования НПЗ.

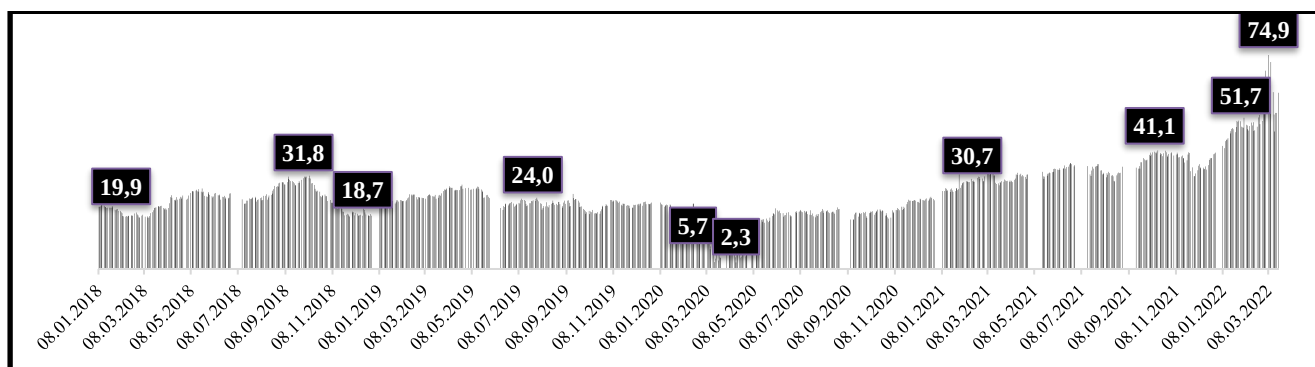


Рисунок 31 - Индекс экспортной альтернативы на нефть на базисе Нижневартовск за 2019-2022 г.г. в тыс руб/тонну с НДС

Источник: «НААНС-МЕДИА. Индикаторы российского рынка нефти», анализ автора.

В таблице 20 представлены расчеты автора индекса экспортной альтернативы на нефть на базисах поставки производителей, подтверждающий значимую разницу в ценах на нефть в зависимости от региона поставки, достигающую 10%.

Таблица 25. Индексы экспортной альтернативы на нефть на базисах производителей, в руб/тонну с НДС

	20/03/2023	21/03/2023	22/03/2023	23/03/2023	24/03/2023	+/-
Республика Коми	19788	21268	22132	22509	20600	812
Уса	19592	21071	21935	22312	20404	812
Ухта	19985	21465	22328	22705	20797	812
Западная Сибирь	19895	21385	22249	22621	20701	806
Нижневартовск	19868	21359	22222	22594	20674	806
Красноленинск	19954	21444	22308	22680	20760	806
Сургут	19944	21435	22298	22670	20750	806
Самотлор	19813	21304	22167	22539	20619	806
Центральная Сибирь	19450	20941	21804	22176	20256	806
Александровское	19347	20838	21701	22073	20153	806
Медведево	19391	20882	21745	22117	20197	806
Лугинецкое	19512	21003	21866	22238	20318	806
Соболиное	19551	21041	21905	22277	20357	806
Вост. Сибирь	19476	21009	21899	22282	20307	831
Талакан	19476	21009	21899	22282	20307	831
Дулисьма	19476	21009	21899	22282	20307	831
Северо-Запад	20849	22336	23197	23568	21652	804
Мишкино	20716	22202	23063	23434	21519	803
Киенгоп	20751	22237	23098	23469	21554	803
Малая Пурга	20826	22312	23172	23543	21629	803
Альметьевск	21101	22592	23455	23828	21907	806
Уралсиб	20816	22307	23170	23542	21622	806
Калтасы	20821	22312	23175	23547	21627	806
Субханкулово	20811	22302	23166	23538	21617	806
Поволжье	22083	23587	24449	24817	22883	800
Кротовка	22195	23699	24561	24928	22995	800
Самара	21971	23475	24337	24705	22771	800

Источник: издание НААНС-МЕДИА «Индикаторы российского рынка нефти за 27.03.2023»

Если нефть в России в основном торгуется по формуле цены, то нефтепродукты – как по фиксированным ценам на биржевом и спотовом рынке, так и по формулам цены.

Как представлено в таблице 21, в 2019-2022 годах цены на внутреннем рынке были в основном ниже экспортных цен, за исключением 2020 года. Так, в апреле 2020 года цены на бензин и дизельное топливо на внутреннем рынке были выше индекса экспортной альтернативы на фоне снижения мирового спроса на нефтепродукты ввиду ковидных ограничений.

Рост мировых цен на топливо привел к тому, что в марте 2022 года разница между оптовой ценой реализации бензина на внутреннем рынке и индексом экспортной альтернативы достигла критического значения - 99,2 тыс. рублей за тонну, дизельного топлива -100,4 тыс. рублей за тонну (таблица 26), что продемонстрировало эффективность экспортных поставок относительно внутренних.

Тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов до потребителя зависят от расстояния от пункта отправления до пункта назначения, и в этой связи для обеспечения недискриминационных условий функционирования российских нефтеперерабатывающих предприятий, по мнению автора, целесообразно ввести сетевую тарификацию.

Такой опыт уже применялся естественной монополией ПАО "Транснефть", когда вводился сетевой тариф на поставки по системе «ВСТО», включающий услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам с учетом использования железнодорожного транспорта, услуг по перевалке нефти в транспортных терминалах и морских портах для ее поставки на внешние рынки через порт Козьмино. При этом себестоимость транспортировки нефти до порта Козьмино была выше установленного тарифа, а разница компенсировалась за счет сборов, полученных в других направлениях. Таким образом, обеспечивалась конкурентоспособность нового экспортного направления и привлечение грузоотправителей.

Таблица 26 - Индекс экспортной альтернативы и оптовые цены на бензин и дизельное топливо за январь 2019- март 2023 г.г., в руб/тонну с НДС

	ЦАБЭксп- цена экспортной альтернативы бензина АИ-92 класса 5	Цена на опт на бензин, на конец месяца	Разница в цене на внутреннем и внешнем рынке	ЦДТЭксп- цена экспортной альтернативы дизельного топлива кл.5	Цена на опт на дизельное топливо, на конец месяца	Разница в цене на внутреннем и внешнем рынке
январь.19	50037	39758	-10279	51813	44918	-6895
фев.19	53013	39638	-13375	54992	45660	-9332
мар.19	56422	38621	-17801	54396	46462	-7934
апр.19	63691	39743	-23948	55596	46337	-9259
май.19	64999	47810	-17189	55960	47295	-8665
июн.19	57008	47437	-9571	50476	47040	-3436
июл.19	58991	46253	-12738	51430	46813	-4617
авг.19	57777	44579	-13198	51283	46135	-5148
сентяб.19	57029	46229	-10800	53515	47313	-6202
окт.19	54927	45735	-9192	52176	49229	-2947
ноя.19	55824	43950	-11874	51450	48166	-3284
декаб.19	54271	42807	-11464	52009	47165	-4844
январь.20	53773	45798	-7975	49443	46920	-2523
фев.20	50834	45879	-4955	45291	45397	106
мар.20	35098	44033	8935	37612	44424	6812
апр.20	25901	38502	12601	29326	42843	13517
май.20	34735	45494	10759	31516	45603	14087
июн.20	42433	50000	7567	37317	47486	10169
июл.20	45730	50861	5131	40516	47196	6680
авг.20	47627	49698	2071	41332	43555	2223
сентяб.20	47607	47874	267	37641	42928	5287
окт.20	47649	47121	-528	39224	45211	5987
ноя.20	47329	46251	-1078	41242	45001	3759
декаб.20	50352	45244	-5108	45118	44999	-119
январь.21	56479	51589	-4890	48740	46106	-2634
фев.21	62053	51756	-10297	53773	46701	-7072
мар.21	66475	53959	-12516	55157	48646	-6511
апр.21	69773	52960	-16813	55935	49423	-6512
май.21	70967	52954	-18013	57993	49647	-8346
июн.21	72246	54234	-18012	60049	51335	-8714
июл.21	76375	56152	-20223	61462	51235	-10227
авг.21	74439	57210	-17229	59306	50732	-8574
сентяб.21	75542	55853	-19689	63306	49934	-13372
окт.21	81224	55311	-25913	70329	53182	-17147
ноя.21	80011	51360	-28651	68152	55342	-12810
декаб.21	72777	48560	-24217	64527	54184	-10343
январь.22	85120	51560	-33560	77031	57804	-19227
фев.22	95384	51443	-43941	85841	57515	-28326
мар.22	142398	43116	-99282	150553	50170	-100383
апр.22	109554	41212	-68342	111201	55158	-56043
май.22	109069	38477	-70592	94734	54751	-39983
июн.22	105727	38392	-67335	98993	54419	-44574
июл.22	88811	39807	-49004	83238	55429	-27809
авг.22	79204	46726	-32478	80928	56778	-24150
сентяб.22	60487	42519	-17968	79740	56600	-23140
окт.22	69010	36946	-32064	91695	58622	-33073
ноя.22	61314	35336	-25978	80371	56677	-23694
декаб.22	48135	36270	-11865	74376	53293	-21083
январь.23	69637	34349	-35288	87444	45800	-41644
фев.23	71828	36826	-35002	81700	44200	-37500
мар.23	72525	45640	-26885	82301	49497	-32804

Источник: ФАС России, расчеты автора.

В этой связи автором предлагается как введение логистических коррекционных параметров для НПЗ, так и установление сетевых тарифов.

Исходя из справочника тарифов ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти на 2023 год⁹⁹ сетевые тарифы от выделенных пунктов отправления до пункта назначения утверждены в направлениях: ООО «Транснефть-порт Козьмино», ООО «Транснефть-порт Приморск», ООО «Транснефть-Балтика» (Усть-Луга).

Практику утверждения сетевых тарифов целесообразно распространить на все направления поставки, включая внутренний рынок, что позволит уровнять затраты по поставку ресурсов нефтяного сырья по регионам.

Кроме того, поставка качественного сырья – малосернистой нефти на НПЗ России не всегда оценивается премиально относительно смеси Юралс. В этой связи важно учесть систему расчета де-эскалаторов по качеству, предложенную автором.

Обеспечение маржинальности нефтепереработки – это важный фактор эффективного функционирования российских НПЗ в будущем, что требует установления предельной стоимости нефтяного сырья на внутреннем рынке.

Как представлено на рисунке 32, положительная маржинальность нефтепереработки для выбранных НПЗ в основном обеспечивается при цене на нефть ниже 25 тыс. рублей за тонну.

⁹⁹ Информация о тарифах на услуги ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти/нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212080006?index=4&rangeSize=1> дата обращения 20.01.2023)

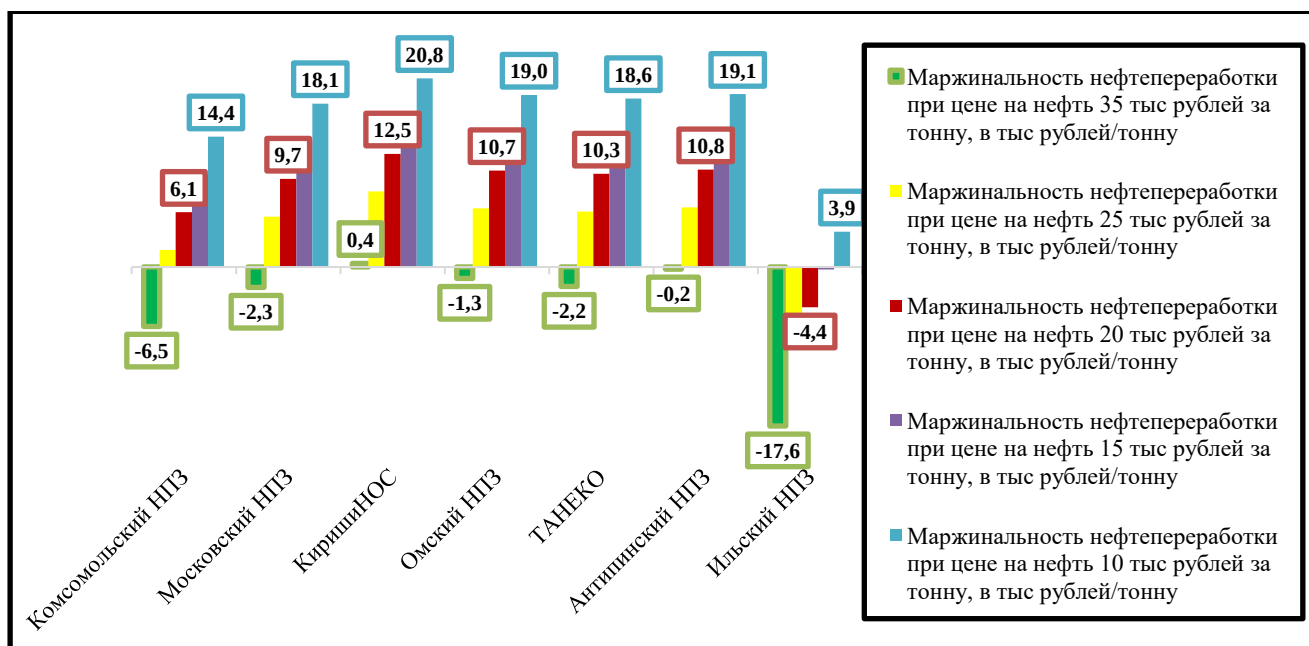


Рисунок 32 - Маржинальность нефтепереработки при различных сценариях цен на нефть, в руб/тонну без НДС

Источник: рассчитано автором.

В связи с установлением регулятором верхнего предела цен на нефтепродукты¹⁰⁰, автором предлагается установить также и предельные цены на нефть на базисах НПЗ на внутреннем рынке России.

Такой уровень цен в пределах 30 тыс. рублей за тонну (за 2023 год) с последующей индексацией цен позволит ежемесячно обеспечить положительные денежные потоки для собственников российских НПЗ без выплаты дополнительных субсидий из бюджета за счет демпфера.

¹⁰⁰ Согласно Федеральному закону «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45587> (дата обращения 20.10.2020)



Рисунок 33 - Концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов

Источник: составлено автором.

Предлагаемая автором методология синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов включает следующие параметры:

- I. Помимо текущих установленных предельных уровней цен на нефтяное сырье, моторное топливо и авиакеросин предлагается ввести предельные уровни цен на нефть Юралс с ежегодной индексацией на уровне «инфляция минус» для поддержки маржинальности НПЗ (таблица 27).

Таблица 27. Предельные уровни цен на нефть Юралс, моторное топливо и авиакеросин

Год	Цнефтьвр Нефть Юралс	ЦАБвр автобензин	ЦДТвр Дизельное топливо	ЦКЕРвр Авиакеросин
2023	30 000	59 000	53 250	55 900
2024	31 500	62 000	56 000	58 700
2025	33 075	65 000	58 700	61 600

Источник: НК РФ (предельные уровни цен на нефтепродукты), предложено автором (предельные цены на нефть Юралс).

- II. Стоимость других маркерных сортов нефти: ВСТО, Сибирская легкая, высокосернистая и особо высокосернистая определяется с учетом

предложенной автором формулы де-эскалатора по качеству по формуле (29):

$$Д = (К_{\Pi} * \Delta_{\Pi} + К_{\Sigma} * \Delta_{\Sigma} / 0,1 + К_{\text{Б}} * \Delta_{\text{Б}}) * К_{\text{пб}} * К_{\text{рубля}}, \quad (29)$$

В качестве примера расчета де-эскалатора по качеству автором представлена модель расчета (таблица 28) с учетом различных показателей плотности, содержания серы и балласта, и обоснованных автором значений коэффициентов, оказывающих влияние на премию или дисконт к установленному предельному значению стоимости нефти.

Таблица 28 - Пример расчета де-эскалатора по качеству

Содержание серы, %	Плотность при 20 град С, кг/м.куб. по ГОСТ Р 8.599	Плотность град API по ГОСТ Р 8.599	Коэффициент перевода из тонн в баррели по ГОСТ Р 8.599	Содержание балласта, %	Кс - коэффициент по сере при изменении на каждые 0,1% от нормируемого значения, \$/барр	Кп - коэффициент по плотности при изменении и плотности на 1 кг/м3, \$/барр	кБ – коэффициент по балласту при отклонении на 1%, \$/барр.	Курс рубля/доллару США, прогноз МЭР на 2021 год	Де-эскалатор Д = (КП * ΔП + КС * ΔС / 0,1 + КБ * ΔБ) * Кпб * Крубля, в рублях/тону
0,48	830	38,14	7,54830	0,40	0,35	0,006	0,045	73,3	2693
0,58	840	36,14	7,45910	0,50	0,35	0,006	0,045	73,3	2435
0,61	850	34,18	7,37200	0,42	0,35	0,006	0,045	73,3	2319
1,20	860	32,27	7,28690	0,38	0,35	0,006	0,045	73,3	1158
1,82	870	30,40	7,20380	0,52	0,35	0,006	0,045	73,3	-36
2,52	880	28,57	7,12250	0,54	0,35	0,006	0,045	73,3	-1346
3,50	890	26,79	7,04300	0,56	0,35	0,006	0,045	73,3	-3134
1,92	900	25,04	6,96530	0,10	0,35	0,006	0,045	73,3	-296

Источник: составлено автором.

Следует отметить, что поскольку высокосернистая нефть (с содержанием серы от 1,81 до 3,5%) и особо высокосернистая нефть (с содержанием серы от 3,5% и выше) в основном смешивается в грузопотоках в системе «Транснефть» и сдается на НПЗ как нефть сорта Юралс, то при поставках на НПЗ для таких сортов будут применяться отрицательные де-эскалаторы (дисконты).

При этом легкая малосернистая нефть будет премиальной по аналогии с разницей в ценах нефти Юралс и ВСТО на внешних рынках.

III. До перехода для целей налогообложения в нефтегазовой сфере на

российские ценовые индикаторы, в переходный период, для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором предлагается увеличить размер базовой налоговой ставки НДС и уменьшить величину коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть **Кц** за счет корректировки формулы (23):

$$\text{Кц} = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) * \text{Курс доллара США} / (15 * \text{Курс доллара США}) = (\text{Цена барреля Urals в долларах} - 15) / 15 \quad (23)$$

Механизм, предложенный автором, позволяет в переходный период реализовать сглаживание зависимости доходов бюджета от оценки стоимости российской нефти на мировом рынке и обеспечить более качественное наполнение бюджета.

Отсутствие в формуле НДС курса национальной валюты к доллару США позволяет радикальным образом «открепить» курсовую зависимость и обеспечить стабилизацию курса национальной валюты для формирования доверительного инвестиционного климата в стране.

IV. Обеспечить публикацию национальных ценовых индикаторов:

на маркерные сорта российской нефти при поставках на экспорт в иностранной и национальной валюте,

предельных значений цен на внутреннем рынке нефти России, де-эскалаторов (регрессии) по качеству на внутреннем рынке нефти по всем базисам НПЗ.

V. Исключить из перечня налоговых преференций обратный акциз и демпфер, а также сохранить таможенную пошлину на нефть и нефтепродукты для российских предприятий, так как пошлины являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором нефтепереработки и являются сдерживающим механизмом для увеличения поставок нефтепродуктов на внешний рынок в ущерб внутреннему.

Выводы по главе 4

Автором проанализирована международная практика применения бенчмарок при торговле углеводородами и выявлены проблемы ценообразования на нефть. Если биржевая торговля нефтепродуктами на российских биржевых площадках получила широкое распространение, то запущенный фьючерс на нефть Юралс на площадке «СПбМТСБ» так и не стал индексом, применяемым для целей налогообложения и отражения в договорах.

На международных биржах контракты на российскую нефть не торгуются. Цена экспортной российской нефти определяется расчетным способом с учетом данных о ценовых дифференциалах к эталонной нефти Brent (и/или Дубаи).

При торговле российской нефтью используются маркеры международных ценовых агентств, заложенные в формулы цены. По формулам продается 100% нефти на экспорт, и около 99% на внутренний рынок.

Формулы включают котировки зарубежных ценовых агентств, которые являются основными источниками информации, применяемыми российскими нефтегазовыми компаниями при расчетах за нефть за весь пост-Советский период, а котировки российской нефти – это по сути индексы экспортной альтернативы.

Поскольку оценивается высокий уровень зависимости цены российской нефти от индексов, публикуемых зарубежными ценовыми агентствами, уже не первый год существует настоятельная необходимость в создании системы публикации индикаторов цен на нефть, произведенную в Российской Федерации.

В Исследовании автором разработана и представлена концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов, включающая следующие тезисы:

- Помимо текущих установленных предельных уровней цен на нефтяное сырье, моторное топливо и авиакеросин предлагается ввести предельные уровни цен на нефть Юралс с ежегодной индексацией на уровне «инфляция минус» для поддержки маржинальности НПЗ.

- Стоимость других маркерных сортов нефти: Юралс, ВСТО, Сибирская легкая, Сокол, Витязь, Варандей, Новопортовая легкая, Арко, а также высокосернистой и особо высокосернистой нефти определять с учетом предложенной автором в Исследовании автором формулы де-эскалатора по качеству:

$$Д = (КП * \Delta П + КС * \Delta С / 0,1 + КБ * \Delta Б) * К_{пб} * К_{рубля} \quad (29)$$

Де-эскалаторы по качеству, публикуемые для каждого пункта назначения, позволят исключить спекуляции при оценке стоимости российской нефти в случае изменения серо содержания, плотности, содержания балласта

- Осуществлять в ежедневном режиме публикацию следующих индикаторов цен на нефть в национальной валюте:

индикаторы цен биржевых сделок с российскими маркерными сортами нефти, формируемые на отечественных биржевых площадках;

индикаторы цен внебиржевых сделок:

основанные на окончательной цене на базе консолидации отчетных данных внешнеэкономической деятельности;

индикаторы внебиржевых сделок спотового рынка (включая тендеры), заключаемых по фиксированной цене.

- До перехода для целей налогообложения в нефтегазовой сфере на российские ценовые индикаторы, в переходный период, для обеспечения устойчивости бюджетных наполнений автором обоснована целесообразность увеличения размера базовой налоговой ставки НДС и уменьшения величины коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть.
- Автором предлагается НДС для объемов, транспортируемых на экспорт, применять вышеуказанную формулу, а для объемов, транспортируемых на внутренний рынок, использовать предельные уровни цен на нефть Юралс с учетом де-эскалаторов по качеству.
- Указанные предложения автора диссертационного исследования позволят снизить зависимость бюджета от волатильности цен на мировом рынке, а

нефтеперерабатывающим заводам обеспечивать стабильную маржинальность.

- Исключить из перечня налоговых преференций обратный акциз и демпфер, а также сохранить таможенную пошлину на нефть и нефтепродукты для российских предприятий, так как пошлины являются поддерживающим механизмом для закупки нефтяного сырья сектором нефтепереработки и являются сдерживающим механизмом для увеличения поставок нефтепродуктов на внешний рынок в ущерб внутреннему.

Кроме того, в совокупности применение сформированных дифференциалов на нефть на проводимых аукционах АО «СПбМТСБ» с использованием индексов Московской биржи (MOEX) с публикацией российским независимым ценовым агентством могли бы дать альтернативу для проведения российскими нефтегазовыми компаниями взаиморасчетов за нефть.

До запуска биржевой торговли российскими маркерными сортами нефти одним из аспектов перехода на российские котировки является использование индексов цен на нефть:

- Brent, формируемых на Московской бирже MOEX,
- Dubai, формируемый на бирже DME.

В этой связи автором предлагается при реализации нефти в Европу применять формулу расчета (26):

$$\text{Цнефть} = \text{Brent моех} \pm \text{Д} \quad (26)$$

где **Brent моех** - индекс цен на нефть эталонного сорта Brent, формируемый на Московской бирже (MOEX),

Д – согласованный сторонами дифференциал (премия или дисконт).

При реализации нефти в страны азиатско-тихоокеанского региона автором предлагается применять формулу (27):

$$\text{Цнефть} = \text{Dubai} \pm \text{Д} \quad (27)$$

где **Dubai** - индекс цен на нефть эталонного сорта **Dubai**, формируемый на бирже DME,

Д – согласованный сторонами дифференциал (премия или дисконт).

Применение таких ценовых формул позволит российским компаниям завершить практику применения экономически не выгодных зарубежных котировок при реализации стратегически важного сырья на экспорт, выстроить собственную систему ценообразования, постепенно продвигаясь к фактическому сокращению значений дисконтов и приближению стоимости российской нефти к мировым аналогам.

Представленные ценовые формулы могут эффективно применяться до полноценного запуска фьючерсов на российские маркерные сорта на биржевых площадках России и дружественных стран.

5. АНАЛИЗ ТОЧЕК РОСТА РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАК ФАКТОРА ЭНДОГЕННОГО ВЛИЯНИЯ В ПРОГНОЗНОЙ МОДЕЛЕ

5.1. Анализ перспективных проектов в нефтегазодобыче

Процессы, которые протекают в 2021 году в мировой энергетике, напрямую связаны с переходом на новый технологический уклад, который достигнет пика своего развития ориентировочно к 2050 году.

Движущей силой этого процесса станут изменения в энергетической политике стран со структурной перестройкой топливно-энергетического комплекса, связанной с экологической ситуацией и переходом на энергосберегающие и ресурсосберегающие технологии в энергетике и других секторах экономики.

Для того чтобы России интегрироваться в следующий технологический уклад (перейти к четвертому этапу энергоперехода), необходимо не только активно развивать технологии нефтедобычи труднодоступных и выработанных месторождений, но и внедрять технологии генерации, основанные на альтернативных источниках энергии¹⁰¹.

В последние годы объем инвестиций в новые проекты в нефтедобыче в мире сокращается на фоне снижения сроков окупаемости проектов в сфере возобновляемой энергетики и привлекательности вложений в этой отрасли на долгосрочную перспективу. Диверсификация источников энергии в мире предполагает возможность отодвинуть разработку значительных залежей традиционных ископаемых ресурсов.

В 2017–2023 годах российские нефтедобывающие компании придерживались политики сдерживания нефтедобычи и следовали договоренностям о балансировке мирового нефтяного рынка в рамках соглашения ОПЕК+.

Технологический потенциал нефтедобычи, созданный в Советский период, постепенно сокращается, и перспектива нефтедобычи на старых месторождениях напрямую взаимосвязана с инновационными технологиями.

¹⁰¹ Сафонова, Т.Ю. «Труднопривлекательные запасы»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 18 – С.22-26 (0,4 п.л.).

В настоящее время автоматизации процесса добычи уделяется большое внимание, нефтедобывающие компании осуществляют постоянный мониторинг скважин и являются основными пользователями предлагаемых инновационных технологий, обеспечивающих максимальную эффективность извлечения нефти. Работа крупнейших компаний связана с постоянным поиском новых решений, направленных на рост нефтедобычи.

Существующие технологии в строительстве и реконструкции скважин значительно сокращают сроки строительства, бурения и освоения по сравнению с Советским периодом. Для каждой выработанной скважины может быть подобрана своя инновационная технология - многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, зарезка боковых стволов, гидромеханические пакеры, усовершенствованные долота, новые буровые растворы и др.

С одной стороны, компании до «ковидного» 2020 года подтверждали наличие возможностей разработки ТРИЗ с применением отечественных технологий, с другой – ускоренного увеличения нефтедобычи в последнее время не требовалось на фоне исполнения обязательств по сокращению нефтедобычи в рамках ОПЕК+.

Но работа крупнейших компаний ранее была сопряжена с постоянным поиском новых решений, направленных на рост нефтедобычи в перспективе. Существующие технологии в строительстве и реконструкции скважин значительно сокращают сроки строительства, бурения и освоения по сравнению с советским периодом.

Причем новые технологии могут быть внедрены с использованием мобильных буровых установок, и их применение на старых месторождениях выгодно – экономит затраты при бурении и ускоряет процесс добычи нефти.

Наиболее приоритетным является потенциал разработки крупнейшей в мире сланцевой формации баженовской свиты, так как эта группа ТРИЗ уже разрабатывается и исследуется с участием крупнейших российских компаний. Потенциал баженовской свиты превышает залежи формации Баккен в США, ставшей родиной сланцевой революции.

При этом баженовская нефть отличается высоким качеством – она легкая и малосернистая. Перспективными также являются тюменская, абалакская, доманиковая и хадумская свиты. Портфель трудноизвлекаемых запасов «Роснефти» включает запасы таких месторождений, как Приобское, Приразломное, Северо-Комсомольское, Северо-Хохряковское, Ван-Еганское, Русское и Мессояхское, а также залежи углеводородов ачимовской, тюменской и баженовской свит.

ПАО «Газпром нефть» реализует проект разработки Приразломного месторождения в Арктике. Технологический центр «Бажень», дочка «Газпром нефти» – оператор полигона в рамках проекта по разработке баженовской свиты. ПАО «Сургутнефтегаз» ведет работы на месторождениях с трудноизвлекаемой нефтью с 2005 года. В компании действует четырехэтапная программа освоения баженовской свиты. На первом этапе проводилась оценка ресурсов и площади их распространения, на втором – добыча нефти.

ПАО «ЛУКОЙЛ» эксплуатирует месторождения высоковязкой нефти: Ярегское, Усинское, Тимано-Печорское, а также Импорское месторождение, относящееся к ТРИЗ, месторождение им. Виноградова, осуществляет разработку баженовской свиты во Фроловской мегавпадине.

Очевидно, российские компании, располагая портфелем трудноизвлекаемых запасов, в докризисный период готовы были к технологическому прорыву, так как стабилизировать падающие объемы нефтедобычи возможно за счет разработки новых месторождений. Однако разработка ТРИЗ связана с высокими геологическими рисками и требует принципиально новых технологических решений и значительных финансовых вложений. Партнерство с зарубежными операторами давало доступ к новым уникальным технологиям и опыту работы, но санкции могут оказать воздействие и на развитие собственных альтернативных технологий.

Среди проблем, связанных с освоением ТРИЗ, можно выделить:

Внутренние/объективные проблемы:

- отсутствие необходимых технологий;
- дефицит компетенций и кадров;
- высокие затраты на внедрение новых технологий с неясным горизонтом окупаемости;
- инвестиции в зарубежные нефтегазовые проекты, оказавшие влияние на отток капитала,
- отсутствие долгосрочной государственной программы стимулирования разработки ТРИЗ.

Внешние/субъективные проблемы:

- влияние внешних санкций (недоступен трансфер технологий и заемных средств в зарубежных банках);
- непрогнозируемая конъюнктура (невозможно корректно просчитать экономику проектов ТРИЗ в условиях волатильности мировых цен на нефть);
- вероятностные оценки снижения мирового потребления углеводородов в перспективе.

Обвальное падение нефтедобычи в России началось с апреля 2020 года, когда по итогам видеоконференции страны ОПЕК и не-ОПЕК заключили соглашение о сокращении добычи на период до начала мая 2022 года¹⁰².

Решение о сокращении добычи было основано на глобальном сокращении спроса на нефть в мире, достигшего весной 2020 года по разным оценкам от 15 до 25 % на фоне распространения коронавирусной инфекции, при этом Россия приняла на себя обязанности сократить нефтедобычу в мае-июле 2020 года на 2,5 млн баррелей в сутки, в августе-декабре - на 2,0 млн баррелей в сутки.

По итогам за 2020 год объем нефтедобычи сократился на 8% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, газа – на 6%.

¹⁰² АЛЕКСАНДР НОВАК: «СЕГОДНЯШНЯЯ СДЕЛКА - СИГНАЛ ВСЕМУ МИРУ О ТОМ, ЧТО СТРАНЫ-ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБЪЕДИНИЛИСЬ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ РЫНКА» [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/17573>, (дата обращения 20.10.2020)

При этом мировой экономике необходимы стабильные источники энергии, и несмотря на анонсированный странами Евросоюза и Большой семёрки глобальный переход на альтернативную энергию, в перспективе безусловно потребуются ввод в эксплуатацию новых месторождений.

Выделение масштабных субсидий стран Евросоюза и Большой семёрки на развитие «зеленой» энергетики лишает стимулов по росту инвестиций в разработку месторождений в ЕС, США, Канаде.

В этой связи разработка новых месторождений в России обеспечит в перспективе энергетическую стабильность в мире.

Арктика и Северный морской путь являются одним из основных драйверов роста для нефтегазовой отрасли в перспективе ближайших десятилетий¹⁰³, а объекты ТЭК выступают «локомотивом» формирования инфраструктуры регионов и ускоряют социально-экономическое развитие Арктики.

В конце 2019 года Минприроды при участии Минэнерго РФ завершило первый этап инвентаризации месторождений. В дальнейшем, согласно дорожной карте, на основании полученных данных, Минэнерго необходимо было сформировать поэтапную оценку сложившейся дифференциации налоговых условий геологического изучения, разведки и добычи нефтяного сырья на суше и континентальном шельфе страны для различных недропользователей, а затем приступить к подготовке предложений по дополнительному стимулированию увеличения объемов добычи нефти в России.

Однако в 2020 году – из-за влияния пандемии и различных макроэкономических факторов – инвентаризация нефтяных месторождений не была завершена, Минэнерго РФ запланировало завершить ее в 2021 году, периметр инвентаризации должен быть расширен и включать выработанные

¹⁰³ Анонс доклада Сафоновой Т.Ю. в бизнес-дискуссии ВШКУ РАНХиГС «Самый чувствительный кризис нового десятилетия: прогнозы на восстановление», [Электронный ресурс]. URL: https://yandex.ua/news/story/Tamara_Safonova_Arktika_i_Severnyj_morskoj_put_-tochki_rosta_dlya_rossijskoj_energetiki--b23088fae007e591837bb5e438fa7dfd?lr=143&persistent_id=98277125, (дата обращения 20.10.2020)

месторождения, подпадающие под НДД¹⁰⁴, но по состоянию на 01.04.2023 результаты инвентаризации так и не были официально опубликованы.

Экспертные уполномоченные организации периодически публикуют данные об углеводородных ресурсах Арктики, эти оценки значительно различаются.

По данным Национального нефтяного Совета (National Petroleum Council) на Арктику приходится до 25 % всех неразведанных традиционных ресурсов углеводородного сырья планеты, из которых открытые запасы нефти и газа в этом регионе составляют 191 млрд баррелей нефтяного эквивалента, а потенциальные ресурсы, оцениваются в 525 млрд баррелей нефтяного эквивалента, значительная часть углеводородного потенциала Арктики приходится на шельф арктических морей (таблица 29, рисунок 34)).

Таблица 29 - Суммарные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам, млрд баррелей нефтяного эквивалента

	Нефть	Газ	Газовый конденсат	Итого	В том числе расположено на шельфе
США	34	60	7	101	55
Канада	15	19	2	36	29
Россия	36	251	29	316	235
Гренландия (Дания)	16	23	9	48	46
Норвегия	5	20		25	25
итого	106	373	47	525	

Источник: National Petroleum Council

¹⁰⁴ [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/news/regulation/25-09-2020/na-2021-god-peredvinuto-zavershenie-inventarizatsii-neftyanyh-mestorozhdeniy-v-rf>, (дата обращения 20.10.2020)

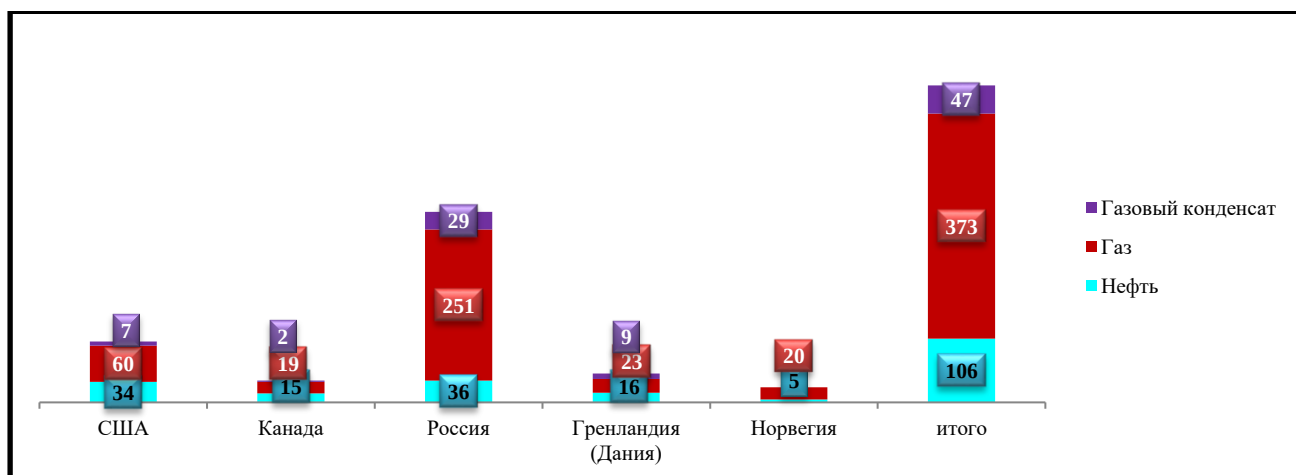


Рисунок 34 - Суммарные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам, млрд баррелей нефтяного эквивалента

Источник: National Petroleum Council, анализ автора

По данным министра природных ресурсов и экологии России Дмитрия Кобылкина, опубликованным в ноябре 2019 года в журнале "Энергетическая политика", запасы российской арктической зоны составляют (таблица 26):

- нефти – 7,3 млрд тонн (52 млрд баррелей нефтяного эквивалента),
- конденсата – 2,7 млрд тонн (19 млрд баррелей нефтяного эквивалента),
- природного газа – около 55 трлн кубометров (354 млрд баррелей нефтяного эквивалента).

Ресурсный потенциал Арктической зоны по данным Минэнерго по состоянию на 18.02.2019 составлял более 35 млрд тонн нефти и 210 трлн м³ газа¹⁰⁵ (таблица 30).

Ресурсы по оценке ФБУ «Госкомиссия по запасам полезных ископаемых»¹⁰⁶ составляли 26,9 млрд тонн нефти и 142,1 трлн м³ газа (таблица 30).

¹⁰⁵ АЛЕКСАНДР НОВАК: «ПОДДЕРЖКА ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ – ЗАЛОГ БУДУЩЕГО ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ» [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/13981>, (дата обращения 20.10.2020)

¹⁰⁶ Презентация генерального директора ФБУ «ГКЗ», доктора технических наук Шпурова И.В «СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА. ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ» [Электронный ресурс]. URL: http://www.rao-offshore.ru/netcat_files/userfiles/RAO-2017/1/Shpurov_GKZ.pdf, (дата обращения 20.10.2020)

Таблица 30 - Данные о запасах и ресурсах углеводородного сырья Арктики в России согласно различным источникам

	Нефть	Газовый конденсат	Газ	Итого
Запасы ABC1+C2	млрд тонн	млрд тонн	трлн куб м	
Данные Минприроды, ноябрь 2019	7,3	2,7	55	
Госкомиссия по запасам полезных ископаемых, 2017	7,3		50,5	
Ресурсы C3 +D	млрд тонн	млрд тонн	трлн куб м	
Данные Минэнерго, февраль 2019	35		210	
Госкомиссия по запасам полезных ископаемых, 2017	26,9		142,1	
Ресурсы	млрд баррелей нефтяного эквивалента			
Данные National Petroleum Council	36	29	251	316
Данные Минэнерго, февраль 2019, расчетно	249		1350	1599
Госкомиссия по запасам полезных ископаемых, 2017	192,1		913,5	

Источник: National Petroleum Council, Минприроды, Госкомиссия по запасам полезных ископаемых, Минэнерго, анализ автора

В конце 2019 года на российском шельфе действовало 140 лицензий, при этом 44 % от начальных суммарных ресурсов арктической зоны приходилось на Ямало-Ненецкий автономный округ¹⁰⁷ (рисунок 35).



Рисунок 35 - Проекты на арктическом шельфе России

Источник: ООО «Гекон»

¹⁰⁷ ЦДУ ТЭК: [ЭЛЕКТРОННЫЙ РЕСУРС]. URL: [HTTP://WWW.CDU.RU/TEK_RUSSIA/ARTICLES/1/681/](http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/681/) (ДАТА ОБРАЩЕНИЯ 20.10.2020)

В соответствии с Указом Президента России от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» грузовой поток по Северному морскому пути должен достичь 80 млн тонн в год.

В документе отмечено, что для успешной реализации всех указанных проектов необходима интенсификация геологоразведки, проработка мер поддержки и технологического оснащения месторождений, в т.ч. трудноизвлекаемых запасов. Кроме того, важнейшую роль сыграет развитая наземная инфраструктура.

В 2019 году по поручению Председателя Правительства РФ Дмитрия Медведева Минприроды России подготовлен комплексный план, в который вошли 118 проектов, направленных на развитие, освоение и переработку минерально-сырьевой базы Арктической Зоны РФ, и соответствующее инфраструктурное обеспечение. Среди 118 проектов выделены следующие проекты, представляющие потенциал развития Арктики и Северного морского пути (таблица 31):

Таблица 31 - Мероприятия по реализации комплексного проекта "Реализация минерально-сырьевого и логистического потенциала Арктики"/проекты добычи углеводородного сырья

№	Наименование мероприятия/проекта	Название мероприятия/проекта (генерализованное)	Территория реализации мероприятия/проекта	Статус проекта
1	Развитие группы Пайяхских месторождений	Развитие группы Пайяхских месторождений	Красноярский край	Проектируемый
2	Проекты освоения месторождения Ванкорской группы (Сузунское, Тагульское, Лодочное) Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район	Проекты освоения месторождения Ванкорской группы (Сузунское, Тагульское, Лодочное)	Красноярский край	Действующий
3	Проект "Печора СПГ" (разработка двух газоконденсатных месторождений – Кумжинского и Коровинского – и создание газотранспортной инфраструктуры от места добычи газа к месту его переработки либо сжижения.)	Проект "Печора СПГ"	Ненецкий АО	Заявленный
4	Совместное предприятие ПАО "Газпром" и ПАО "ЛУКОЙЛ" (разработка Ванейвисского и Лаявожского месторождений)	Совместное предприятие ПАО "Газпром" и ПАО "ЛУКОЙЛ" (разработка Ванейвисского и Лаявожского месторождений)	Ненецкий АО	Проектируемый

№	Наименование мероприятия/проекта	Название мероприятия/проекта (генерализованное)	Территория реализации мероприятия/проекта	Статус проекта
5	Разведка, разработка, добыча углеводородного сырья и переработка природного газа	Разведка, разработка, добыча УВС и переработка природного газа (ООО "ТПГК")	Республика Коми	Проектируемый
6	Обустройство месторождений Большехетской впадины ООО "ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь" в 2012 – 2041 гг.	Обустройство месторождений Большехетской впадины ООО "ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь"	ЯНАО	Действующий
7	Разработка, освоение и промышленная эксплуатация участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	Разработка, освоение и промышленная эксплуатация участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	ЯНАО	Действующий
8	Разработка Уренгойского и Яро-Яхинского нефтегазоконденсатных месторождений	Разработка Уренгойского и Яро-Яхинского нефтегазоконденсатных месторождений	ЯНАО	Действующий
9	Инвестиционный проект развития Русского месторождения	Разработка Русского месторождения	ЯНАО	Действующий
10	Инвестиционный проект развития месторождений (Берегового нефтегазоконденсатного месторождения и Хадыряхинского газоконденсатного месторождения.)	Разработка месторождений (Берегового нефтегазоконденсатного месторождения и Хадыряхинского газоконденсатного месторождения)	ЯНАО	Действующий
11	Бизнес-проект полномасштабной разработки Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков ЗАО "РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ"	Разработка Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков ЗАО "РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ"	ЯНАО	Действующий
12	Инвестиционный проект развития месторождений (Барсуковского, Комсомольского, Тарасовского, Харампурского)	Разработка месторождений (Барсуковского, Комсомольского, Тарасовского, Харампурского), ПАО "НК "Роснефть"	ЯНАО	Действующий
13	Обустройство Термокарстового газоконденсатного месторождения на период промышленной эксплуатации	Обустройство Термокарстового газоконденсатного месторождения	ЯНАО	Действующий
14	Пробная эксплуатация Ярудейского месторождения	Пробная эксплуатация Ярудейского месторождения	ЯНАО	Действующий
15	Инвестиционный проект комплексного развития, направленный на достижение максимальной выработки запасов и накопленного денежного потока на активах ОАО "Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз" в 2016 – 2020 гг	Комплексное освоение месторождений углеводородного сырья ОАО "Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз"	ЯНАО	Действующий

№	Наименование мероприятия/проекта	Название мероприятия/проекта (генерализованное)	Территория реализации мероприятия/проекта	Статус проекта
16	Инвестиционный проект комплексного развития, направленный на достижение максимальной выработки запасов и накопленного денежного потока на активах ООО "Заполярье" в 2016 – 2020 гг.	Комплексное освоение месторождений углеводородного сырья ООО "Заполярье"	ЯНАО	Действующий
17	Промышленная разработка газовых объектов Находкинского месторождения	Промышленная разработка газовых объектов Находкинского месторождения	ЯНАО	Действующий
18	Ввод в эксплуатацию и бурение кустов Фазы 1 Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения	Разработка Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения	ЯНАО	Действующий
19	Разработка Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения	Разработка Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения	ЯНАО	Действующий
20	Разработка Восточно-Уренгойского + Северо-Есетинского (ВУСЕ) месторождения и Ач5-1 Уренгойского месторождения в пределах Самбургского л.у.	Разработка Восточно-Уренгойского и Северо-Есетинского месторождения и Ач5-1 Уренгойского месторождения в пределах Самбургского лицензионного участка	ЯНАО	Проектируемый

Источник: ООО «Гекон», анализ автора

По данным Федерального агентства по недропользованию¹⁰⁸ (таблица 32) извлекаемые запасы нефти открытых в 2020 году месторождений составили 550,9 млн тонн, газа 203,8 млрд куб м, конденсата 0,02 млн тонн. Основной прирост запасов произошел за счет Западно-Иркинского месторождения ООО «Восток Ойл».

В 2021 году Россия поставила на государственный баланс 37 месторождений углеводородов, включая 31 нефтяное, одно нефтегазовое и пять газоконденсатных.

В 2022 году было открыто 38 месторождений углеводородного сырья с суммарными извлекаемыми запасами нефти 96,4 млн тонн.

¹⁰⁸ Перечень месторождений нефти и газа, открытых в 2020 году [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/12596.html> (дата обращения 20.10.2021)

Таблица 32 - Перечень месторождений нефти и газа, открытых в 2020 году.

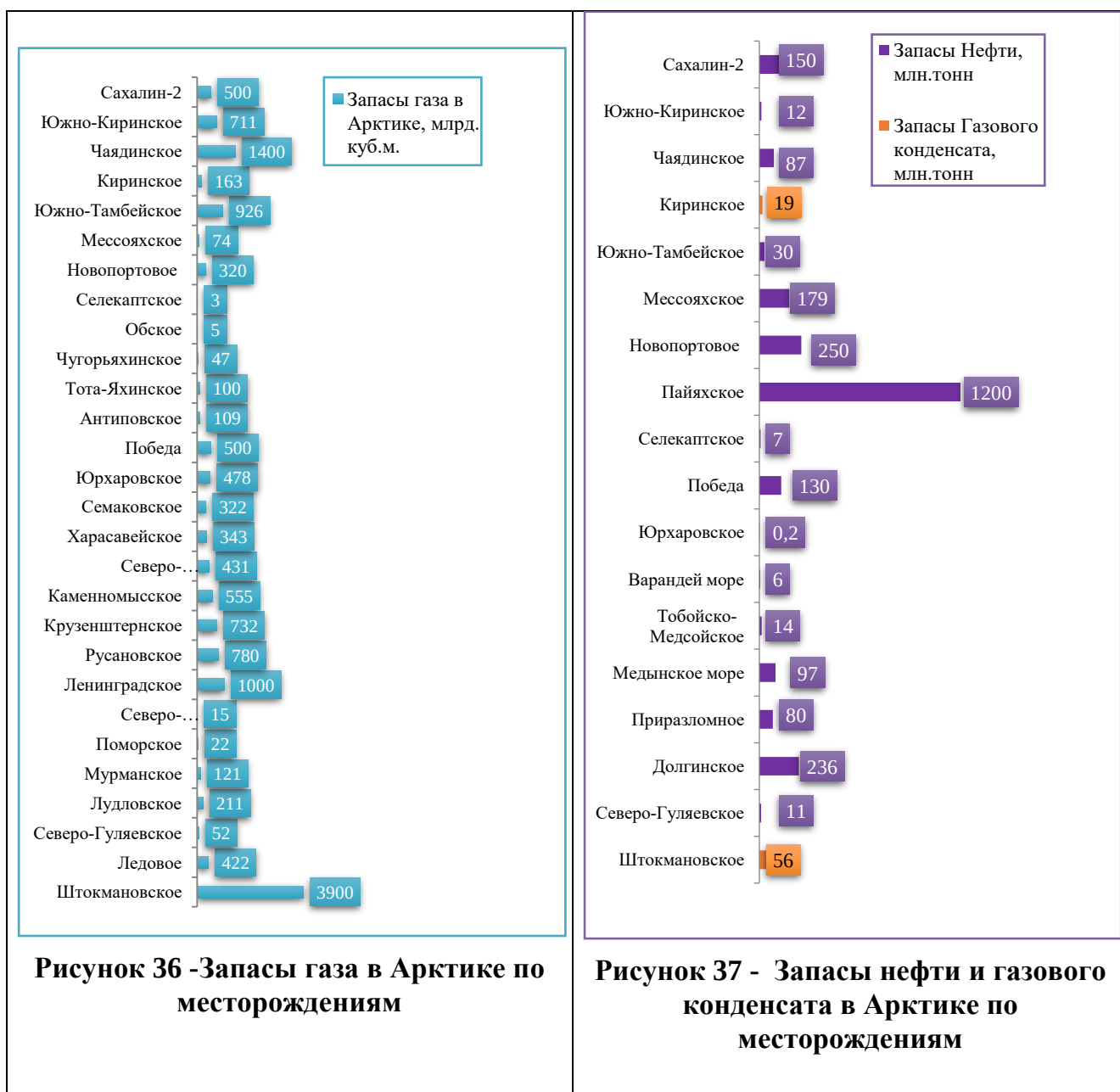
Наименование месторождения	Вид ПИ	Пользователь недр	Извлекаемые запасы нефти, млн. т.			Извлекаемые запасы свободного газа+ГШ, млрд.м ³		
			C1	C2	C1+C2	C1	C2	C1+C2
Батракское	нефть	ООО "Регион-нефть"	0,54		0,54			
Ново- Кутлумбетовское	нефть	ООО "Садакойл"	0,03	0,13	0,17			
Северо-Камеликское	нефть	АО "САНЕКО"	0,05		0,05			
Девятовское	нефть	ООО "РК-Ойл"	0,40	1,29	1,69			
Новолекаревское	нефть	АО "Оренбургнефть"	0,36		0,36			
Иржовское	нефть	АО "Самара инвестнефть"	0,50		0,50			
Северо-Западно- Пылинское	нефть	ООО "Пылинское"	0,18		0,18			
75 лет Победы	газ	ПАО "Газпром"				72,73	129,72	202,46
Шиляевское	нефть	АО "Самара нефтегаз"	0,34	0,06	0,40			
Оленье	нефть	ООО "Опаринское"	0,04		0,04			
Новоогненное	нефть	ООО "Тагульское"	0,55	20,30	20,86			
Бакалинское	нефть	ПАО АНК "Башнефть"	0,19	0,28	0,47			
Ларионовское	нефть	ООО "Нузаройл"	0,35		0,35			
Южно-Киренское	нефть	ООО "Киренский"	0,65	4,52	5,17			
Кыттыгасское	нефть/газ	ООО "Таас-Юрях Нефтегазодобыча"	1,19	0,09	1,28	1,06		1,06
Пограничное	нефть	АО "Оренбургнефть"	0,25	0,03	0,28			
Камчатское	нефть	ЗАО "АЛОЙЛ"	0,33	0,37	0,69			
Журавское	нефть	ООО "РИТЭК"	0,13	0,02	0,15			
Орловское	нефть	АО "Самара инвестнефть"	0,46	0,17	0,63			
Богомягковское	нефть	ООО "РИД Ойл-Пермь"	0,08	0,06	0,14			
Ново-Салымское	нефть	ООО "Салымский-2"	0,39	0,92	1,32			
Неженское	нефть	ООО "ЛукБелОйл"	0,01	0,07	0,08			
Северо-Мишваньское	нефть	ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,53	0,40	0,93			
Центрально-Уранское	нефть	ООО "Газпромнефть- Оренбург"	0,44	0,10	0,53			
Юманское	нефть	ООО НК "Недра"	0,06		0,06			
Западно-Даниловское	нефть/газ	ООО "КрасГеоНАЦ"	1,08	1,06	2,14	0,13	0,13	0,25
Октябрьское	нефть	АО "Оренбургнефть"	0,12		0,12			
Армавирское	нефть	АО "Самара нефтегаз"	0,75		0,75			
Алькинское	нефть	ООО "ЭкоИнвестСтрой"	0,06		0,06			
Северо- Мыльджинское	нефть	ООО "Синтек"	0,11		0,11			
Западно-Иркинское	нефть	ООО "Восток Ойл"	9,71	501,19	510,90			
Всего по Российской Федерации:			19,89	531,05	550,94	73,92	129,9	203,8

Источник: Роснедра.

Высокой степенью разведанности начальных суммарных ресурсов нефти и газа от 38 % до 57 % характеризуются Ненецкий и Ямало-Ненецкий АО. Большая часть Арктической зоны имеет невысокую степень разведанности от 3 % до 25 %

и в совокупности со значительным объемом ресурсов нефти (16 млрд.т) и газа (95 трлн.м3) обладает значительным потенциалом на открытие месторождений углеводородов.

Запасы нефти, газа и газового конденсата по месторождениям представлены на рисунках 36,37.



Источник: Консолидированные данные из открытых источников, составлено автором

Прогноз добычи нефти и газа в Арктике по данным Госкомиссии по запасам полезных ископаемых предполагает стагнацию в ближайшем десятилетии (рисунок 38).

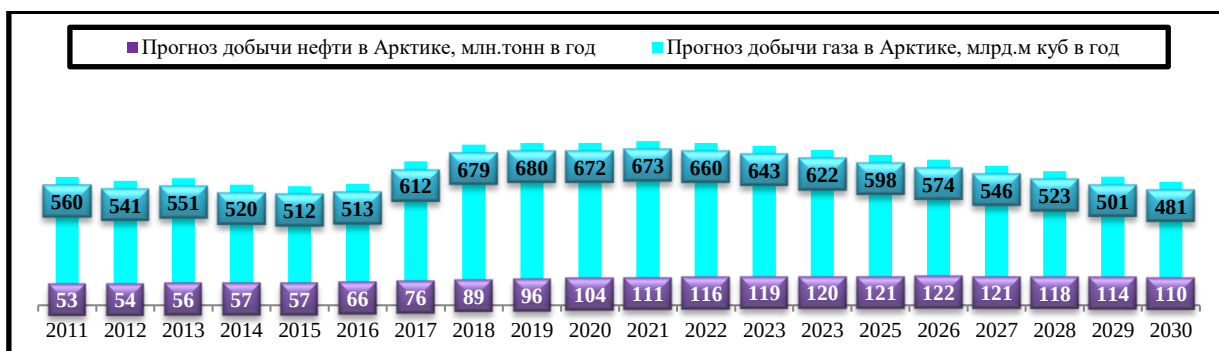


Рисунок 38 - Прогноз добычи нефти и газа в Арктике

Источник: Госкомиссия по запасам полезных ископаемых, анализ автора

По итогам за 2022 год грузооборот нефтеналивных грузов из российских портов Арктики составила 69,0 млн тонн (таблица 33).

Таблица 33 - Грузооборот нефтеналивных грузов в Арктике, в тыс. тонн в год

наименование порта	оператор морского терминала	наименование груза	2019	2020	2021	2022	+/- 2022 к 2021
Порт Мурманск	ООО "Первый мурманский терминал"	нефтепродукты	498	297	143	280	137
	ООО "РПК Норд"*)	нефть	21685	22034	21684	20820	-864
	ООО "ЛК Волга"*)	нефть	14646	9926	9411	11954	2543
	ООО "Кольский нефтяной терминал"	нефтепродукты		114	88	45	-43
	АО "Арктикнефть"	нефть	40	20	38	25	-13
	ООО "Коммандит Сервис"	нефтепродукты	564	26	0		
	ООО "Новатэк-Западная Арктика"/Арктическая перевалка	СПГ		73	624	1062	438
	ООО "Мурманский морской рыбный порт"	нефтепродукты	38	18	32	41	9
	итого порт Мурманск		37470	32507	32019	34227	2207
Порт Нарьян-Мар	ООО "ЛУКОЙЛ-Северо-Западнефтепродукт"	нефтепродукты	26	20	18	18	-5
	итого порт Нарьян-Мар		26	20	18	18	-5
Порт Архангельск	ООО "РН-морской терминал Архангельск"	нефтепродукты	1153	1083	1014	716	-298
	итого порт Архангельск		1153	1083	1014	716	-298
Порт Анадырь	ОАО "Анадырьморпорт"	нефтепродукты	23	37	32	42	11
	итого порт Анадырь		23	37	32	42	11
Порт Варандей	ООО "Варандейский терминал"	нефть	7173	4895	4618	5859	1242
	итого порт Варандей		7173	4895	4618	5859	1242
Порт Сабетта	ООО "Газпромнефть-Ямал"	нефть	7705	7708	7223	6754	-470
	ООО "Стивидоры Ямала"	СПГ	18282				
	ООО "Стивидоры Ямала"	нефтепродукты	1273				
	ООО "Стивидоры Ямала"	химия	7				
	АО "Севречфлот"	СПГ		18705			
	АО "Севречфлот"	нефтепродукты		1039			
	ОАО "Ямал СПГ"	СПГ			20051	20769	718
	ОАО "Ямал СПГ"	нефтепродукты			345	662	317
	итого порт Сабетта		27267	27452	27619	28185	566
Итого Арктический бассейн			73112	65993	65325	69047	3722

Источник: Морцентр ТЭК, анализ автора

*) учитываются двойные грузообороты при сливе и наливе на танкерах-накопителях

По российскому законодательству право освоения шельфа закреплено за государственными компаниями, имеющими пятилетний опыт работы на морских месторождениях. Внутри страны этому критерию отвечают только «Газпром», «Газпром нефть» и «Роснефть». В июне 2020 года Минвостокразвития представило законопроект, разрешающий доступ российских и иностранных компаний к шельфу Арктики и Тихого океана с 2021 года¹⁰⁹, который дорабатывается.

По данным Роснедра показатель восполнения запасов нефти по итогам 2022 года составил 600 млн т нефти с конденсатом по категориям А+В1+С1, 675 млрд куб м газа¹¹⁰ (таблица 34).

Таблица 34 - Изменение состояния запасов углеводородного сырья за счет добычи, проведенных геологоразведочных работ по запасам АВС1

Год	Прирост запасов нефти и газового конденсата, млн.тонн	Прирост запасов природного газа, млрд куб м
2020	614	1618
2021	628	1017
2022	600	675

Источник: Роснедра

При этом основным проектом, который может обеспечить значительный рост нефтедобычи в России, является проект ПАО «НК «Роснефть» «Восток Ойл».

Наиболее перспективным является Пайяхское нефтяное месторождение, которое входит в проект «Восток Ойл» по интеграции новых месторождений Ванкорского кластера (Тагульское, Лодочное и Сузунское) и месторождений на севере Таймыра.

¹⁰⁹ Минприроды: проект Минвостокразвития по шельфу в Арктике требует доработки [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4378696> (дата обращения 20.10.2020)

¹¹⁰ Прирост запасов нефти и конденсата за счет разведки в 2022 году может составить 600 млн т [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/14996.html> (дата обращения 27.04.2023)

Подтвержденная ресурсная база мирового класса месторождений Ванкорского кластера – 6 млрд т жидких углеводородов¹¹¹, что формально делает это месторождение одним из крупнейших в истории.

Нефть Ванкорского кластера обладает уникальными качествами – легкая, плотностью 40° API, малосернистая с содержанием серы до 0,05 % превосходит по качеству нефть марок Brent и ESPO.

Ожидаемый грузопоток по Северному морскому пути может составить в 2024 году – до 30 млн тонн, в 2027 году – до 50 млн тонн, в 2030 году – до 100 млн тонн. При реализации проекта в запланированном объеме увеличится грузооборот нефтеналивных грузов в Арктике с 69,0 млн тонн¹¹² в 2022 году (таблица 29) до 169,0 млн тонн к 2030 году.

Согласно протоколу Правительства от 24.10.2019, проект «Восток ойл» получит десятилетний вычет из НДПИ Ванкорского кластера «в размере понесенных расходов на создание внешней инфраструктуры (дорожной, транспортной, энергетической), необходимой для осуществления добычи сырья на участках недр, расположенных на 50% и более в границах Таймырского полуострова». Вычет возникнет, только если цена нефти превысит \$42,4 за баррель Urals.

После Арктики вторым перспективным регионом для добычи нефти на шельфе России является в акватория Каспийского моря.

На российском участке шельфа Каспийского моря по состоянию на 01.01.2023 года добыча осуществлялась на месторождении Филановского и Корчагина, в планах запуск месторождения Грайфера, при этом Хвалынское, Кувыкина, Западно-Ракушечное, находятся в стадии разведки, а «горизонт» освоения возможен после 2026-2030 гг.

¹¹¹ «ВОСТОК ОЙЛ» – МАСШТАБНЫЙ ПРОЕКТ МИРОВОГО КЛАССА [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru/docs/report/2020/ru/results/greenfield-development-projects/vostok-oil-large-scale-world-class-project.html> (дата обращения 05.05.2022)

¹¹² Следует отметить, что в Арктической зоне осуществляется формирование танкерных партий на танкерах-накопителях Умба и Кола (операторы ООО "РПК Норд" ООО "ЛК Волга"), в этой связи в учете грузообороты в порту Мурманск учитываются дважды.

К 2030 году в случае разработки новых месторождений прирост добычи на шельфе Каспия может составить: +2,7 млн тонн нефти и +35,9 млрд кубометров газа/год.

Для полномасштабного освоения ТРИЗ необходимо развитие системы государственного стимулирования, направленного на обеспечение рентабельной добычи ТРИЗ с учетом применяемых методов добычи, проницаемости пород, характера залегания, инвестиций в развитие инфраструктуры удаленных участков и других критериев.

Для ускоренной разработки месторождений Арктики автором предлагается выделение ВИНК финансирования в фонд разработки ТРИЗ, за счет прибыли от реализации нефти по цене, выше относительно заложенной в бюджет компаний, сформировав так называемое «бюджетное правило» в рамках компании, имеющей доступ к разработке арктических проектов.

Приращение запасов напрямую связано с затратами на исследование геологического строения нефтеносных структур, сейсморазведочные работы и разведочное бурение, которые полностью финансирует недропользователь.

По мнению экспертов нефтедобыча на арктическом шельфе для российских нефтегазовых компаний становится «экономически выгодной и эффективной» при цене от \$ 70 до \$ 100 за баррель¹¹³, а «инвестиции в Арктику стоит отложить до разработки новых прорывных технологий».

Однако в 2019 году себестоимость добычи нефти в Арктике на проекте «Газпром нефти» «Новый порт» удалось обеспечить на уровне 2 доллара за баррель¹¹⁴, эксплуатационное бурение на месторождении началось в 2014 году, а в 2019 году – уже происходил возврат инвестиций. При этом среднегодовые цены на нефть составляли соответственно 99/52/42/54/70/64 долларов за баррель в 2014/2015/2016/2017/2018/2019 году.

¹¹³Новак: рентабельность добычи на шельфе в Арктике — от \$ 70 за баррель [Электронный ресурс]. URL: <https://eadaily.com/ru/news/2017/03/29/novak-rentabelnost-dobychi-na-shelfe-v-arktike-ot-70-za-barrel> (дата обращения 20.10.2020)

¹¹⁴ [Электронный ресурс]. URL: [https://www.finanz.ru/novosti/aktsii/sebestoimost-dobychi-nefti-v-arktike-na-proekte-novy-port-sostavlyayet-\\$2-za-barrel-1028115061](https://www.finanz.ru/novosti/aktsii/sebestoimost-dobychi-nefti-v-arktike-na-proekte-novy-port-sostavlyayet-$2-za-barrel-1028115061) (дата обращения 20.10.2020)

В этой связи проект разработки Новопортового месторождения является флагманом развития Арктической зоны и показательным в части возможности обеспечения рентабельности проекта в условиях высокой волатильности цен на нефть и существования профицита нефтяного сырья на мировом рынке.

В перспективе дорогостоящие и эксклюзивные технологии добычи могут стать гораздо доступнее, так как технологии совершенствуются и позволяют сокращать удельные затраты на добычу углеводородов. Это дает основание утверждать, что в будущем разработка труднодоступных месторождений будет давать более значимый экономический эффект.¹¹⁵

Для привлечения инвестиций важно обеспечить привлечение технологий, сокращение затрат, которые могут сформировать положительные денежные потоки и рентабельность освоения месторождений.

Приращение запасов напрямую связано с затратами на исследование геологического строения нефтеносных структур, сейсморазведочные работы и разведочное бурение, которые финансирует недропользователь.

Основная сложность привлечения инвестиций для фактического освоения ряда месторождений связана с отсутствием детализированных прогнозов с указанием планируемых объемов добычи углеводородов по открытым и разрабатываемым месторождениям по годам.

В этой связи важно формирование прогноза добычи с учетом истощенности выработанных месторождений и данных об объеме ежегодной добычи в случае запуска новых месторождений, который позволит определить наличие профицита или дефицита баланса, подтверждающего целесообразность государственных и частных инвестиций по добыче углеводородов, в частности, в проекты на шельфе Арктики.

¹¹⁵ Портал pro-arctic. Комментарий Сафоновой Т.Ю. в статье «Арктическая разведка» [Электронный ресурс]. URL: <https://pro-arctic.ru/17/04/2018/resources/31616>, (дата обращения 20.10.2020)

5.2. Анализ перспективных проектов в нефтегазопереработке

Вызовы современной нефтепереработки – это модернизация НПЗ и цифровая трансформация. Наиболее значимым событием, определяющим сроки проведения модернизации заводов, является заключение в 2011 г. четырёхсторонних соглашений между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и 12 нефтяными компаниями. Эти соглашения предусматривали увеличение производственных мощностей, поэтапный переход на выпуск нефтепродуктов, соответствующих европейским стандартам, а также повышение глубины переработки нефти. Они включают в себя конкретные этапы ввода в эксплуатацию новых объектов и сроки перехода на производство топлива уровня Евро-5.

Следствием заключения этих соглашений стало установление государственного контроля за исполнением инвестиционной программы вертикально интегрированных нефтяных компаний и независимых НПЗ, в секторе нефтепереработки.

Ключевое влияние на поэтапное улучшение качества производимых в России нефтепродуктов, устранение с рынка суррогатов оказал технический регламент Таможенного Союза¹¹⁶.

Если в 2011 г. на бензины 4-го и 5-го классов в совокупности приходилось лишь 28% от выпуска данного вида топлива, то с 1 июля 2016 г. в Российской Федерации была запрещена реализация топлива ниже 5-го экологического класса.

Основными бенефициарами модернизации нефтепереработки в России являются вертикально интегрированные нефтяные компании. Так, по итогам 2022 года 81% отечественной переработки осуществлялось на предприятиях, входящих в структуру ВИНК. На долю независимых и мини НПЗ приходилось 19% (рисунок 39).

¹¹⁶Технический регламент Таможенного Союза 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

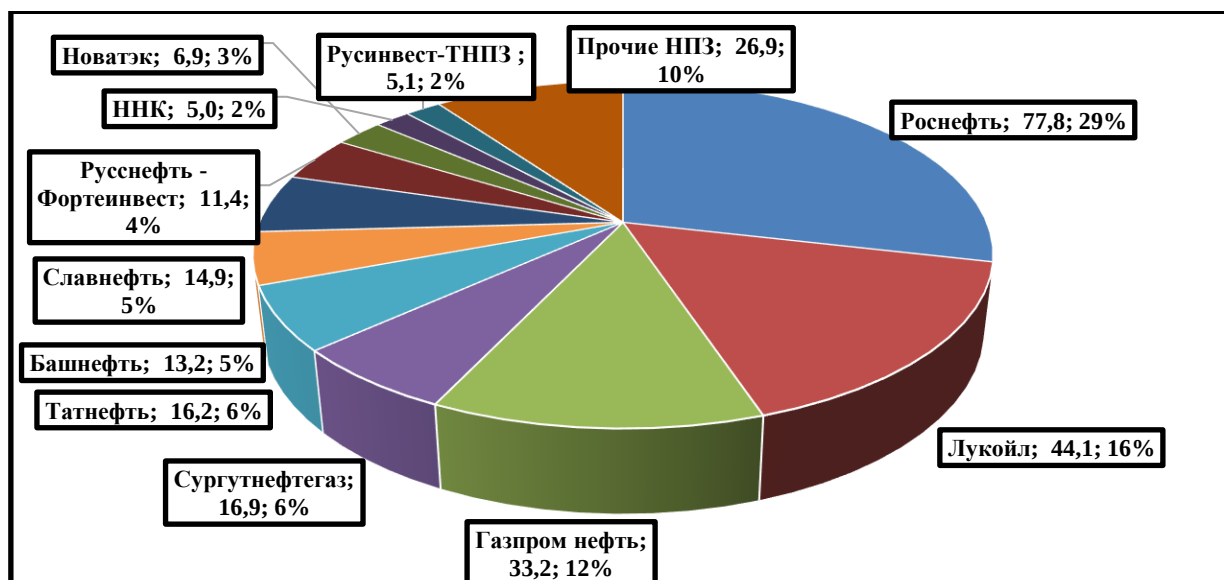


Рисунок 39 - Корпоративная структура нефтепереработки в России в 2022 г., в млн. тонн в год и процентах к общему объему переработки.

Источник: обобщенные данные отчетов НААНС-МЕДИА, анализ автора

Исторический максимум объемов нефтепереработки был достигнут в 1988 году (310,5 млн тонн). В 1990-е годы в отрасли началась стагнация, обусловленная экономическим кризисом в стране. В результате в 1998 году переработка сократилась до своего исторического минимума – 164 млн тонн. С начала 2000-х годов, на фоне интенсивного повышения мировых цен на энергоресурсы и быстрого роста российской экономики, объемы первичной переработки в РФ стабильно увеличивались. В итоге к 2010 году она достигла 250 млн тонн, продемонстрировав увеличение на 81,4 млн тонн по сравнению с 1999 годом.

Данная тенденция сменилась на противоположную лишь в 2015 году, что было обусловлено как падением мировых цен на нефть, так и изменениями в российской налоговой системе, сделавшими экспорт сырой нефти более привлекательным относительно поставок нефтепродуктов (рисунок 40).

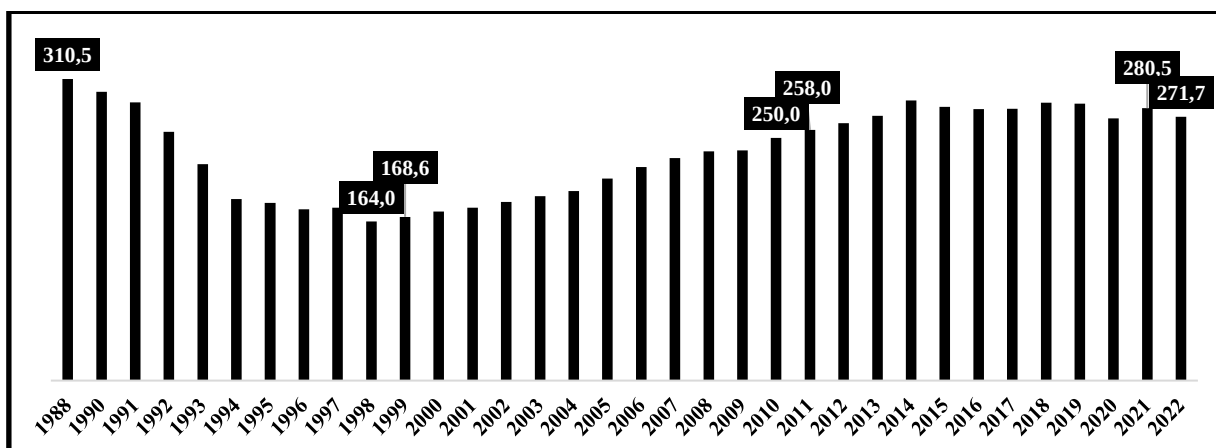


Рисунок 40 - Объёмы первичной переработки нефти в 1988-2022 годах, в млн тонн в год

Источник: обобщенные данные отчетов НААНС-МЕДИА, Минэнерго России

Анализируя этапы восстановления российской нефтепереработки и эффективность программы модернизации, важно провести сравнение показателей производства нефтепродуктов за весь постсоветский период.

Производство бензина в 2021 году (40,7 млн тонн) оказалось на -0,2 млн тонн ниже уровня 1990 года (рисунок 41). Однако в ходе реализации программы модернизации НПЗ неуклонно улучшалось качество моторного топлива в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза.

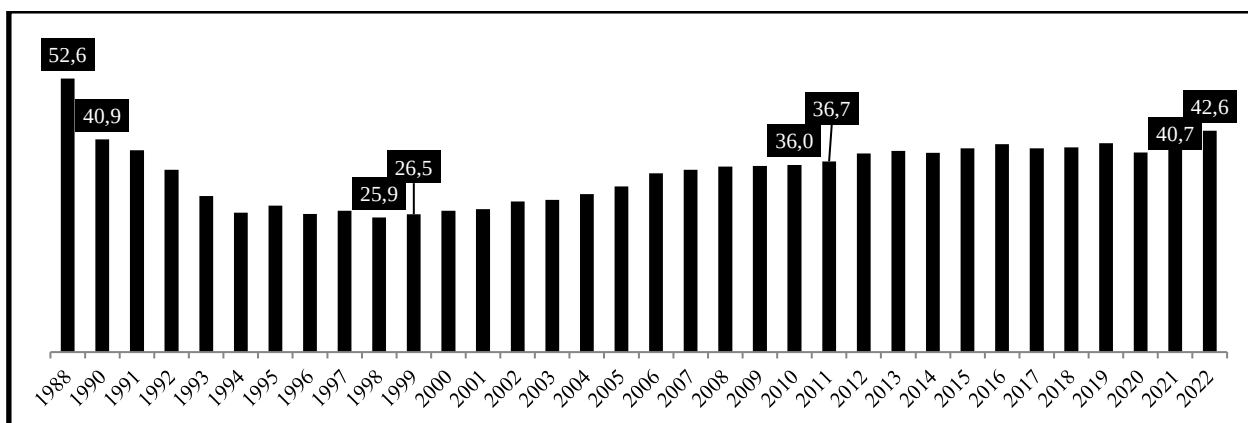


Рисунок 41 - Объёмы производства бензина в 1988-2022 годах, в млн тонн в год

Источник: обобщенные данные отчётов НААНС-МЕДИА

Производство дизельного топлива увеличилось с 76,2 млн тонн в 1990 году до 80,5 млн тонн в 2021 году (рисунок 42). Минимальный объем

пришелся на 1998 год – 45,2 млн тонн. Прирост производства с 1999 по 2010 год составил 23,2 млн тонн.

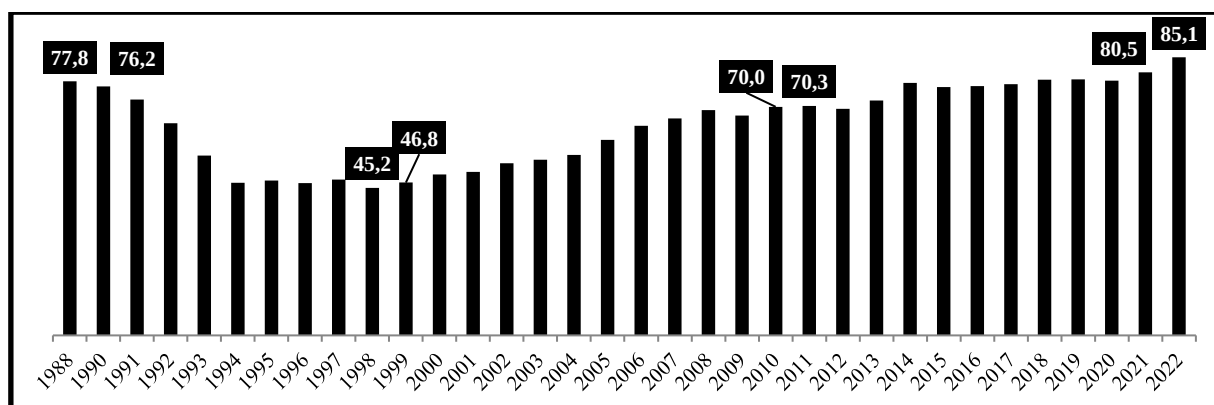


Рисунок 42 - Объёмы производства дизельного топлива в 1988-2022 годах, в млн тонн в год

Источник: обобщенные данные отчётов НААНС-МЕДИА

В 2022 году объем производства бензина в России достиг рекордной отметки 42,6 млн тонн, дизельного топлива – 85,1 млн тонн (рисунок 43, 44) на фоне роста востребованности как на внутреннем, так и внешнем рынке несмотря на введенное эмбарго на российские нефтепродукты.

Наибольшие изменения в нефтепереработке за постсоветский период коснулись тёмных нефтепродуктов. Начиная с 1990 года производство мазута сократилось в два раза, а с момента утверждения программы модернизации его выпуск снизился с 73,2 млн тонн в 2011 году до 40,4 млн тонн в 2022 году (рисунок 43).

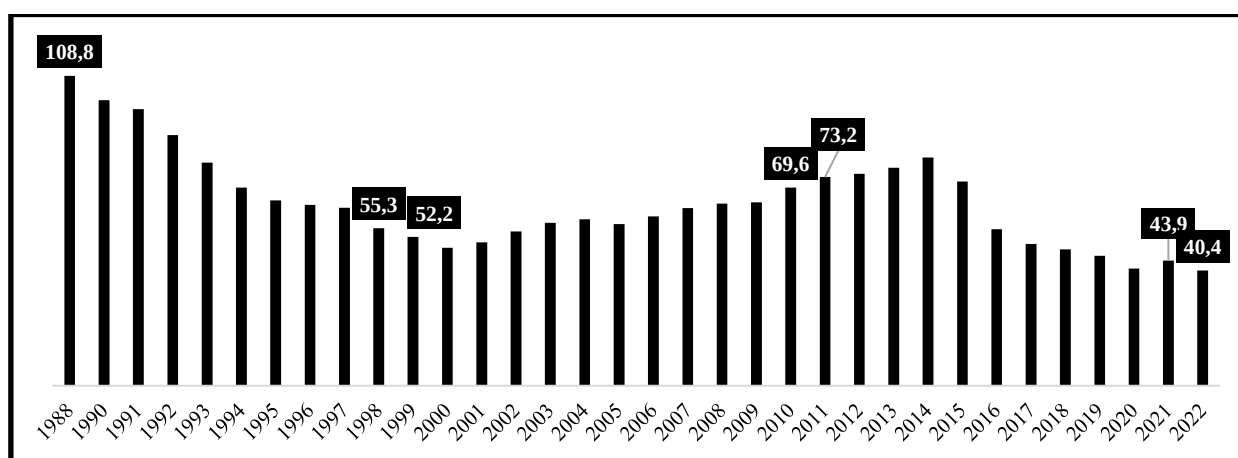


Рисунок 43 - Объёмы производства мазута в 1988-2022 гг., в млн тонн в год

Источник: обобщенные данные отчётов НААНС-МЕДИА

Автором разделен процесс развития российской нефтепереработки на следующие исторические периоды (таблица 35)¹¹⁷:

- с 1990 по 1998 года (после распада СССР и до кризиса 1998 года);
- с 1999 по 2010 год (восстановление экономики и формирование организованного рынка нефти и нефтепродуктов);
- с 2011 по 2021 год (период действия программы модернизации НПЗ);
- с 2022 по 2050 год (период санкционного давления и перехода ЕС на альтернативные виды топлива).

Таблица 35. Изменение объёмов производства нефтепродуктов с распределением по периодам, в млн тонн в год

Показатели	Период 1 с 1990 года после распада СССР и до кризиса 1998 года	Период 2 с 1999 по 2010 год - восстановлен ие экономики и формирован ие организован ного рынка нефти и нефтепродук тов	Период 3 с 2011 по 2021 год - период действия программы модернизации НПЗ	Период 4 с 2022 по 2050 год - период санкционного давления и перехода ЕС на альтернативн ые виды топлива
Первичная переработка, изменение за период, млн т	-133,5	+81,4	+22,5	Данные представлены в трех прогнозных сценариях
Производство автобензинов, изменение за период, млн т	-15,0	+9,5	+4,0	
Производство дизельного топлива, изменение за период, млн т	-31,0	+23,2	+10,2	
Производство мазута, изменение за период, млн т	-44,9	+17,4	-29,3	

Источник: составлено автором

Период 1 характеризовался неуклонным падением объёмов первичной переработки – с 297,5 млн тонн в 1990 г. до 164 млн тонн в 1998-м. Такой обвал был связан с общим состоянием российской экономики перед кризисом 1998 г., отсутствием инвестиций в модернизацию отрасли, сокращением добычи, эксплуатационного бурения, дебитов нефтяных скважин. Уровень изношенности фондов в нефтепереработке составлял к 1998 г. 77%. Вместе с

¹¹⁷ Сафонова, Т.Ю. Модернизация НПЗ: преимущества и риски// Нефть России. - 2018. - №5.

тем 90-е годы характеризовались «переделом рынка» и противоборством хозяйствующих субъектов за право обладания лицензиями на новые участки. Именно в этот период в России были созданы частные вертикально интегрированные нефтяные компании. На момент распределения нефтеперерабатывающих активов после распада СССР компании приобретали довольно старые заводы и не осуществляли в достаточном объёме усовершенствование вторичных процессов.

На фоне падения спроса на энергоресурсы, отсутствия платёжеспособности, снижения производительности труда, низкой эффективности предприятий нефтегазового комплекса производство автобензина сократилось на 15 млн тонн (с 40,9 млн тонн в 1990 г. до 25,9 млн тонн в 1998 г.), дизельного топлива – на 31 млн тонн (с 76,2 до 45,2 млн тонн), мазута – на 44,9 млн тонн (с 100,2 до 55,3 млн тонн).

В течение Периода 2 объём первичной переработки увеличился на 81,4 млн т – с 168,6 млн тонн в 1999 году до 250 млн тонн в 2010-м. Компании-собственники НПЗ осуществляли их модернизацию в целях повышения качества выпускаемых нефтепродуктов и производства экологически чистых моторных топлив в соответствии с требованиями стран Евросоюза – основных потребителей российских топлив.

В результате производство автобензинов увеличилось на 9,5 млн тонн (с 26,5 млн тонн в 1990 г. до 36 млн тонн в 1998-м), дизтоплива – на 23,2 млн тонн (с 46,8 до 70 млн тонн), мазута – на 17,4 млн т (с 52,2 до 69,6 млн тонн).

Благодаря росту цен на нефть с 10 долларов за баррель в 1999 г. до 90 долларов в конце 2010 г. – повысилась прибыльность нефтегазового сектора. Кроме того, улучшилась динамика спроса на нефтепродукты на внешнем и внутреннем рынках. Как следствие, российские компании начали осуществлять инвестиции в нефтепереработку и наращивать производственные показатели.

В периоде 2 существенные инвестиции в российский нефтеперерабатывающий сектор осуществили такие компании, как «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «ТНК-ВР», «Башнефть» (с вводом в действие комплексов глубокой переработки нефти, установок АВТ, каталитического риформинга, изомеризации, висбрекинга гудрона, вакуумной дистилляции мазута, утилизации сероводорода, производства серной кислоты, созданием производства масел) с целью увеличения глубины переработки сырья и получения высококачественных конкурентоспособных топлив, соответствующих стандартам Евро.

Таким образом, с момента кризиса 1998 года и до момента подписания четырёхсторонних соглашений в 2011 году произошли значимые изменения в секторе нефтепереработки.

В течение Периода 3, с 2011 по 2021 годы, российские компании обеспечили прирост производства автобензина на +4,0 млн тонн (с 36,7 до 40,7 млн тонн), дизтоплива – на +10,2 млн тонн (с 70,3 до 80,5 млн тонн). При этом выпуск мазута сократился на – 29,3 млн т (с 73,2 до 43,9 млн тонн) на фоне роста производства прямогонных бензинов, ВГО и других нефтепродуктов, востребованных на европейском рынке.

В 2011–2021 гг. собственники НПЗ в основном следовали взятым на себя обязательствам по модернизации, но сроки окончания ряда проектов сдвинулись вследствие кризиса 2014 года, секторальных санкций со стороны ЕС и США, из-за которых компании столкнулись с трудностями при закупке импортного оборудования.

В 2015–2016 годах была сформулирована концепция убыточности экспортно-ориентированных, независимых и мини-НПЗ. Как следствие, началась дискуссия об избыточности перерабатывающих мощностей в стране и об отсутствии необходимости поддерживать модернизацию технологически отсталой нефтепереработки.

Следует отметить, что параметры налогового маневра в нефтегазовой отрасли не стимулировали строительство новых нефтеперерабатывающих предприятий.

Последний НПЗ в России был введен в эксплуатацию в 2006 году (Антипинский НПЗ), анонсированные новые проекты не были реализованы, в частности, высокотехнологичный проект Восточного нефтехимического комплекса мощностью 12 млн тонн в год был исключен из инвестиционного плана ПАО «НК «Роснефть».

Автором выделен и 4-ый период, начиная с 2022 года, который связан с беспрецедентным санкционным давлением и стремлением стран коалиции ЕС, G7 и Австралии по сокращению зависимости от российских энергоресурсов, который будет продолжаться ориентировочно до конца 2050 года с постепенным вытеснением топлива углеводородного происхождения на альтернативные источники энергии.

Однако, этот период будет не стабильным, как и источники альтернативной энергии, на которых делается акцент.

4-ый этап также подразумевает продолжение исполнения обязательств по модернизации НПЗ в рамках соглашений с Минэнерго о предоставлении инвестиционной надбавки к возвратному акцизу на нефтяное сырьё до 1 января 2031 года для строительства новых производственных мощностей глубокой переработки в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 19.02.2021 № 219 «О соглашениях о создании новых производственных мощностей по глубокой переработке нефтяного сырья, природного газа, прямогонного бензина, средних дистиллятов и о создании новых объектов».

В рамках соглашений нефтекомпаниями запланированы ввод и реконструкция 30 технологических установок вторичной переработки нефти, что позволит увеличить производство автомобильного бензина - на 3,6 млн тонн в год, дизельного топлива - на 25 млн тонн в год.

Соглашения были подписаны в отношении проектов модернизации следующих НПЗ¹¹⁸:

- Московского НПЗ,
- Омского НПЗ,
- ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез,
- Афипского НПЗ,
- Орскнефтеоргсинтез,
- Новошахтинского завода нефтепродуктов,
- ТАНЕКО,
- Ильского НПЗ,
- Газпром нефтехим Салават,
- Новокуйбышевского НПЗ,
- Сызранского НПЗ,
- Туапсинского НПЗ,
- Комсомольского НПЗ,
- Антипинского НПЗ.

Результатом уже проведённой модернизации стало повышение качества моторных топлив, позволившее перейти на экологический класс 5, а также уменьшение выхода мазута. Однако в нашей стране, а также зарубежом на фоне разрастающегося энергокризиса - потребление этого остаточного продукта переработки до сих пор является значительным в электроэнергетике, жилищно-коммунальном хозяйстве и в промышленности.

Трудности дальнейшей модернизации отечественной переработки связаны с продолжительными сроками окупаемости проектов, необходимостью разработки новых импортозамещающих технологий и прогнозируемым спадом мирового потребления.

Потенциал увеличения отечественной нефтепереработки можно определить исходя из резерва неиспользуемых технических возможностей.

Суммарная мощность нефтеперерабатывающих предприятий в России оценивается на уровне 328 млн тонн в год, состоянию на 01.01.2023 резерв

¹¹⁸ Сайт Минэнерго, Электронный ресурс URL: <https://minenergo.gov.ru/node/20517> (дата обращения 20.10.2022)

мощности по нефтепереработке в России может оцениваться на уровне 56 млн тонн, при этом существующая загрузка является оптимальной для ряда НПЗ исходя из технико-экономических показателей несмотря на то, что их установленная мощность выше фактической загрузки.

Профицит мощностей по нефтепереработке является мировым трендом, в этой связи следует отметить, что «коридор возможностей» замены части ресурсного экспорта на продукты нефтепереработки с добавленной стоимостью стал открыт для России в период ввода секторальных санкций в отношении России несмотря на активизацию странами АТР строительства и ввода в эксплуатацию новых нефтеперерабатывающих мощностей.

Подводя итоги, хотелось бы отметить главные и неоспоримые преимущества реализации программы модернизации российского нефтеперерабатывающего комплекса: усовершенствование технологических процессов, увеличение глубины переработки, прирост выхода светлых нефтепродуктов, обеспечение качественного подъёма внутреннего рынка в части реализации бензина и дизельного топлива 5-го экологического класса.

При этом изменение объема выпуска нефтепродуктов российскими предприятиями в перспективе будет зависеть от ряда факторов:

- уровня потребления на внутреннем и внешнем рынке;
- стратегических планов компаний по структуре производства нефтепродуктов;
- выполнения программы модернизации НПЗ;
- ценовой конъюнктуры мирового и российского рынка;
- мер налогового стимулирования.

5.3. Анализ перспективных проектов СПГ

К 2023 году в России введено в эксплуатацию пять проектов по производству, отгрузке и приему сжиженного природного газа (СПГ) –

(таблица 36). Российские мощности по перевалке СПГ составили к началу 2023 года 54,7 млн тонн и по регазификации 3,7 млрд куб м.

Таблица 36 - Перечень существующих проектов по перевалке СПГ

Наименование терминала	Наименование проекта	Оператор проекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, млн тонн/год	Объем поставки за 2021 год, млн тонн	Объем поставки за 2022 год, млн тонн	+/- 2022/2021
Пригородное	Сахалин Энерджи	ООО "Сахалинская энергия"	2009	11,5	10,33	11,47	1,14
Сабетта	Ямал СПГ	ПАО «Новатэк»	2017	21,0	19,53	20,59	1,06
Высоцк	Криогаз-Высоцк	ПАО «Новатэк»	2019	0,7	0,69	0,63	-0,06
Портовая	Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ	ПАО «Газпром»	2022	1,5			
Мурманск	Перегрузочный комплекс СПГ	ООО «Арктическая Перевалка» – дочернее общество ПАО «НОВАТЭК»	поэтапно	20,0	0,62	1,06	0,44
			Итого	54,7	31,2	33,8	2,6
Калининград	терминал по приему газа и плавучая регазификационная установка «Маршал Василевский»	ПАО «Газпром»	2019	3,7 млрд куб м			

Источники: ПАО «Новатэк», ПАО «Газпром», Морцентр ТЭК, составлено автором

Первый в России завод по производству сжиженного природного газа построен «Сахалин Энерджи» и начал работу в 2009 году. В 2022 году новый оператор СПГ-завода в рамках проекта "Сахалин-2" - "Сахалинская энергия" произвел 11,5 млн тонн СПГ и 3,7 млн тонн нефти.

Производство СПГ на первой технологической линии второго российского завода «Ямал СПГ» было начато в 2017 году, в 2018 году запущено еще две технологические линии завода. В 2022 году «Ямал СПГ» отгрузил на экспорт 20,6 млн тонн СПГ.

Среднетоннажный СПГ-проект «Криогаз-Высоцк», расположенный в порту Высоцк на Балтийском море начал промышленную эксплуатацию производства сжиженного природного газа (СПГ) в 2019 году. Мощность проекта составляет 0,7 млн тонн в год, его инфраструктура включает отгрузочный причал, способный принимать танкеры вместимостью до

30 тыс. куб. м. «НОВАТЭК» приобрел 51% долю в ООО «Криогаз-Высоцк» в июле 2017 года.

В январе 2019 года в Калининградской области были введены в эксплуатацию терминал по приему газа и плавучая регазификационная установка «Маршал Василевский». Для повышения энергетической безопасности Калининградской области, учитывая особенности его расположения, «Газпром» реализовал проект по альтернативному варианту газоснабжения потребителей — с помощью сжиженного природного газа (СПГ), доставляемого по морю.

В 2022 году ПАО "Газпром" запустил Комплекс по производству, хранению и отгрузке СПГ (КСПГ) в районе компрессорной станции "Портовая" без участия лицензиара технологии сжижения природного газа-компании Linde, которая объявила о выходе из российских проектов. Проектная мощность двух технологических линий завода составляет 1,5 млн тонн СПГ в год. Комплекс предназначен для укрепления энергобезопасности Калининградской области и диверсификации рынков сбыта.

ООО «Арктическая Перевалка» – дочернее общество «НОВАТЭКа», являющееся оператором двух строящихся перегрузочных комплексов СПГ, которые находятся на Камчатке и в Мурманской области. Терминал в Мурманске в 2021–2022 годах уже обеспечил транспортировку СПГ с «Арктик СПГ 2» путем организации перегрузки с СПГ-танкеров ледового класса Arc7 на конвенциональные суда и включает плавучее хранилище СПГ объемом 360 тыс. куб. м с двумя точками перевалки «борт-в-борт». За 2021 год объем перевалки СПГ через порт Мурманск составил 0,62 млн тонн, за 2022 год – 1,06 млн тонн.

Инвесторами было заявлено к реализации не менее 18 новых крупнотоннажных российских проектов по производству СПГ в России общей производительностью 234,2–256,2 млн тонн, среди которых (таблица 37):

— НОВАТЭК/Арктик-СПГ-1,2,3/Мурманск, Белокаменка

- НОВАТЭК-Камчатка (перегрузка с арктических судов-газовозов в обычные суда-газовозы)
- Газпром/Сахалин-2/Дальневосточный СПГ
- Газпром/Сахалин-3/Владивосток СПГ, бухта Перевозная
- Газпром/Балтийский СПГ/Усть-Луга
- Газпром/СПГ на Тамбейском месторождении
- Газпром/Штокман
- Газпром/Черноморский СПГ
- Роснефть /Дальневосточный СПГ
- Роснефть/ Кара-СПГ
- Роснефть/ Таймыр-СПГ.

Таблица 37 - Перечень заявленных новых российских проектов СПГ

Наименование проекта	Объем перевалки за 2022 год, млн тонн	Проекты/ заявленная мощность, млн тонн в год минимум	Проекты/ заявленная мощность, млн тонн в год максимум	Планируемый год запуска проекта
НОВАТЭК/Криогаз-Высоцк	0,7			действующий
НОВАТЭК/Ямал СПГ	20,6			действующий
Газпром/Сахалинская энергия	11,5			действующий
Газпром/Портовая				действующий
НОВАТЭК/Арктическая перевалка	1,1			
НОВАТЭК/Арктиг-СПГ-1/Мурманск, Белокаменка		19,8	19,8	после 2027
НОВАТЭК/Арктиг-СПГ-2/Мурманск, Белокаменка		19,8	19,8	2023-2025
НОВАТЭК/Арктиг-СПГ-3/Мурманск, Белокаменка		19,8	19,8	не определено
НОВАТЭК/Обский СПГ-3/Сабетта		5	6	после 2024
Газпром /Сахалин-2/ Дальневосточный СПГ		5,4	5,4	после 2027
Газпром /Сахалин-2/ Дальневосточный СПГ расширение		10	10	после 2035
Газпром/Сахалин-3/Владивосток СПГ, бухта Перевозная		1,5	1,5	2025
Газпром/Балтийский СПГ/Усть-Луга		13	13,3	2023-2024
Газпром/СПГ на Тамбейском месторождении		20	20	2030
Газпром/Штокман		30	30	2035
Газпром/Черноморский СПГ		0,5	1,5	2025
Печора-СПГ/Индиго		5,2	5,2	не реализуется
ЯТЭК/Якутский СПГ/Охотское море		13	17,7	2026-2027
Роснефть/Дальневосточный СПГ		6,2	6,2	2027-2028
Роснефть/ Кара-СПГ		30	30	2030-2035
Роснефть/ Таймыр-СПГ		35	50	2030-2035
ИТОГО	33,8	234,2	256,2	
<i>Кроме того:</i>				
Газпром/Регазификационная установка/Калининград	3,7 млрд куб м			действующий
НОВАТЭК-Камчатка (перегрузка с арктических судов-газовозов в обычные суда-газовозы)	21,7			2022-2023

Источник: составлено автором

Среди заявленных проектов, инвестиционная деятельность по которым не развивается, можно выделить:

- Печора-СПГ/Индиго
- ЯТЭК/Охотское море

В целом по российским терминалам при реализации заявленных проектов объемы отгрузки СПГ могли бы вырасти с 33,8 млн тонн в 2022 году до уровня от 268,9 до 290,9 млн тонн в 2030 году.

При этом в мире в 2021 году объем производства СПГ составил 382,7 млн тонн, в 2022 году – 410 млн тонн.

Заявленные объемы могут оказаться избыточными с учетом стремительного развития проектов СПГ в мире, в этой связи, по мнению автора, наиболее эффективными могут стать проекты с участием стран АТР, являющихся одновременно импортерами российского сжиженного газа.

Распоряжением Правительства от 16.03.2021 утверждена долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации, которая предусматривает, в частности спрос на сжиженный природный газ на внутреннем рынке к 2024 году на уровне от 3,4 до 5,3 млрд куб м и к 2036 году от 12,6 до 17,4 млрд куб м и потребность в строительстве нескольких десятков мини-заводов и пунктов реализации на основных и локальных транспортных магистралях.

Развитие малотоннажных СПГ-проектов в России может быть обусловлено потенциалом использования по направлениям: автономное, децентрализованное энергогазоснабжение; мобильная энергетика (в том числе плавучие электростанции); транспорт (грузовые перевозки, карьерная техника, автобусное хозяйство, уборочная техника), морской транспорт и бункеровка.

Обобщенный автором дополнительный перечень заявленных российских проектов по производству СПГ и строительству заводов мини-СПГ представлен в таблице 38.

Таблица 38 - Дополнительный перечень заявленных российских проектов по производству СПГ и строительству заводов мини-СПГ

Наименование	Оператор	Расположение
Строительство комплекса по производству СПГ КСПГ Тобольск	Газпром СПГ технологии	Сахалин
Строительство завода по производству сжиженного газа	Ростех	Северная Двина-СПГ
Строительство предприятия по производству СПГ	Норильский Никель	Норильск
Строительство завода по производству СПГ	ООО «СПГ ОМСК»	Омск
Строительство завода по производству СПГ	КРИОМАШ	Ингушетия
Строительство мини-завода по производству СПГ	Восточно-арктическая нефтегазовая корпорация	Приморский край
Строительство комплекса по производству СПГ	КРИОФЬЕЛ Рустэк индустрия	Белгородская область
Строительство мини-завода по производству СПГ	Промышленный инвестор	Приморский край
Строительство завода по производству СПГ	Производственно-коммерческая фирма «Магистраль»	Астраханская область
Строительство завода по производству СПГ	ГЛОБАЛТЭК Атомное и энергетическое машиностроение	Саха
Расширение комплекса по производству СПГ	ООО "Сжиженный природный газ"	Саха
Строительство завода по производству СПГ	Газпром трансгаз Екатеринбург	Екатеринбург
Создание производства метанола в рамках "Печора СПГ"	ООО «РУСХИМ ГАЗ»	Индиго
Строительство завода по производству СПГ	Лукойл	Буденовск
Строительство мини-завода по производству СПГ	На уровне принятия решений	Алтай

Источник: база Инвестпроектов, консолидация НААНС-МЕДИА

Ввод в эксплуатацию как крупнотоннажных, так и малотоннажных проектов в России будет востребован в перспективе как на внутреннем, так и внешнем рынке.

Россия располагает уникальным потенциалом интервенций СПГ на фоне сокращения добычи газа в 2022-2023 годах в связи с политикой энергонезависимости ЕС от российских энергоресурсов и подрывом инфраструктуры Северных Потоков.

На фоне снижения добычи газа в результате сокращения трубопроводных поставок газа в Европу в 2022 году новые проекты СПГ могут оказать стимулирующее воздействие на рост добычи газа в России, обеспечить поставки переработанного сырья с добавленной стоимостью, увеличить производственный потенциал страны.

В этой связи ускоренное развитие проектов СПГ в России обеспечит конкурентоспособность на мировом рынке, а российские производители СПГ успешно займут свою нишу на рынке стран АТР.

5.4. Анализ перспективных проектов в нефтехимии

Мировая нефтегазохимическая промышленность в отдельных странах имеет различную сырьевую ориентацию. Япония, Южная Корея, большинство европейских стран используют жидкое углеводородное сырье, в основном прямогонные бензиновые фракции (нафту). Другие страны (США, Канада, страны Ближнего Востока, прежде всего, Саудовская Аравия, Венесуэла) используют в основном газообразное сырье (этан, пропан, бутаны и др. углеводороды).

В настоящее время прямогонный бензин (нафта) составляет около 50% сырья для нефтехимического производства в России. Остальной объем поступает на предприятия нефтехимии в результате «вторичных» процессов нефтепереработки. При каталитическом крекинге образуется достаточно большое (до 20 % от количества газов, часть из которых является ценным нефтехимическим сырьем).

На ближнем Востоке наблюдается развитие партнерства в рамках реализации проектов переработки нефти в нефтехимическую продукцию, а также производства специальных нефтепродуктов высокой стоимости, вводятся в эксплуатацию трубопроводные системы для поставки полимеров.

Нефтехимическую промышленность с уверенностью можно назвать мультипликатором стоимости. Продвигаясь по технологической цепочке от

сырья к нефтехимическим полупродуктам, нефтехимикатам, полимерам и изделиям из полимеров, в нефтехимической отрасли идет наращивание стоимости до 8-15 раз от стоимости исходного сырья.

Соотношение темпов роста нефтегазохимической промышленности и ВВП получило название «коэффициент опережения».

Основной объем нефтехимической продукции, производимой в России, используется для внутреннего потребления. По итогам 2022 года российскими предприятиями было произведено 11,9 млн тонн продукции нефтехимии, из которых 77% было реализовано на внутреннем рынке (рисунок 44).

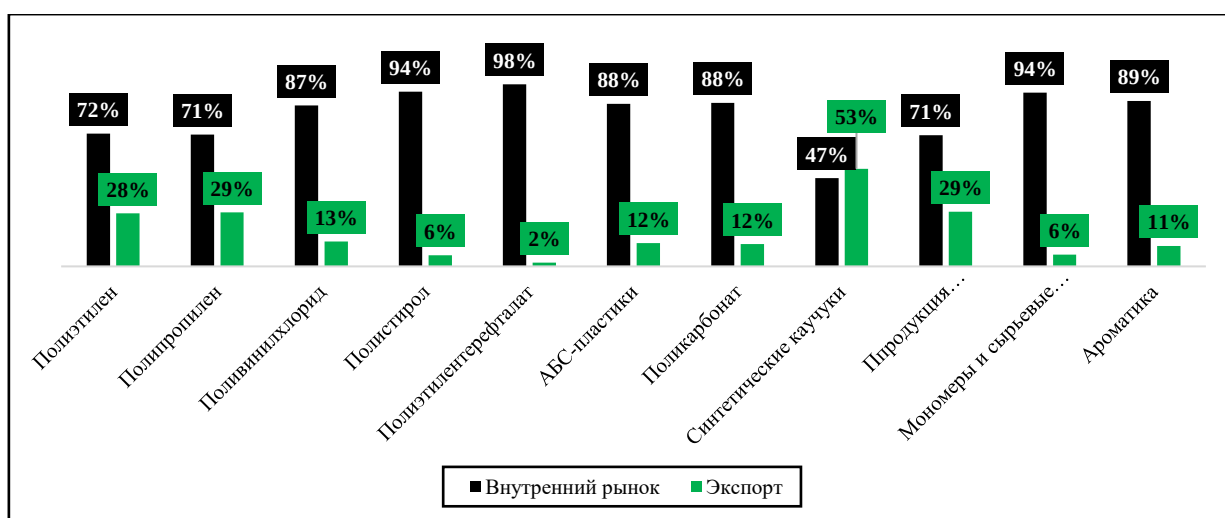


Рисунок 44 – Распределение в 2022 году нефтехимической продукции на внутренний рынок и экспорт

Источник: НААНС-МЕДИА, анализ автора

Основным производственным потенциалом российской нефтехимической отрасли располагает ПАО «Сибур Холдинг», составляющий 68% от общего объема производства нефтехимии в России (рисунок 45).

В состав ПАО «Сибур Холдинг» входят предприятия: Томскнефтехим, Сибур-Кстово, Запсибнефтехим, Сибур-ПЭТФ, Сибур-Химпром, Сибур-Нефтехим, РусВинил (СП с Solvay), НПП Нефтехимия (СП с ПАО "Газпром нефть"), Полиом (СП с ПАО "Газпром нефть" и ГК "Титан")), Казаньоргсинтез, Нижнекамскнефтехим, ПОЛИЭФ, Нижнекамскнефтехим, Казаньоргсинтез, Тольяттикаучук.

Доля ПАО «НК «Роснефть» на рынке нефтехимии составила 8% в 2022

году и включает следующие производственные мощности: Ангарский завод полимеров, Ангарская нефтехимическая компания, Новокуйбышевская НХК, Уфаоргсинтез, Филиал Башнефть-Уфанефтехим, Рязанская НПК.

ПАО «Лукойл» осуществляет производство нефтехимической продукции на предприятиях: Ставролен, ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез, ЛУКОЙЛ-ПНОС, доля которых на российском рынке нефтехимии составила в 2022 году 7%.

Доля нефтехимической продукции ПАО «Газпром», в состав которого входит базовое нефтехимическое предприятие «Газпромнефтехим Салават», составляет 6% согласно отчетности за 2022 год.

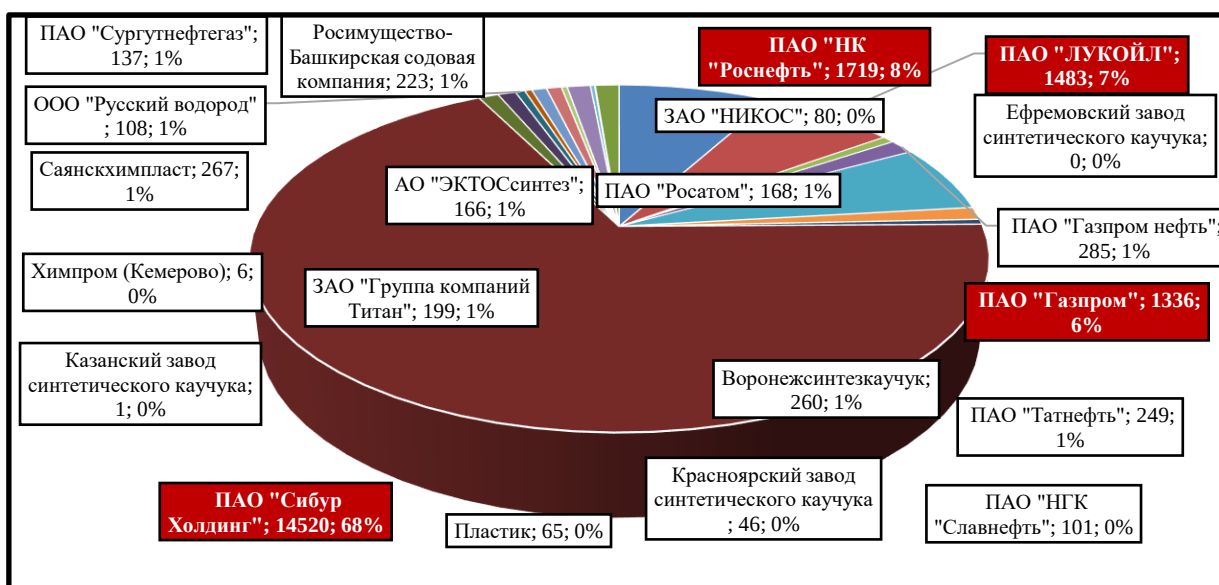


Рисунок 45 – Распределение в 2022 году производства продукции нефтехимии по компаниям, в тыс тонн и в %.

Источник: НААНС-МЕДИА, анализ автора

Следует отметить, что Россия также является импортером нефтехимической продукции, в этой связи рост потенциала нефтехимической отрасли позволит осуществить импортозамещение и обеспечение внутреннего спроса отечественной продукцией.

Перспективы развития химического и нефтехимического комплекса России определены Стратегией развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года, утвержденного приказом Минпромторга

России и Минэнерго России от 8 апреля 2014 года № 651/172 (в редакции, введенной в действие совместным приказом Минпромторга России и Минэнерго России от 14 января 2016 года N 33/11).

Стратегия предусматривает 6 перспективных кластеров и существующих региональных нефтегазохимических кластеров, представленных в таблице 39:

Таблица 39 -Региональные нефтегазохимические кластеры России

№	Регион (кластер)	Нефтегазохимические заводы
1	Западно-Сибирский	Тобольск Полимер Запсибнефтехим Новоуренгойский нефтехимический комплекс Томскнефтехим
2	Поволжский	Сибур-Химпром Сибур-Кстово Газпром Нефтехим Салават Нижнекамскнефтехим
3	Северо-Западный	Балтийский газохимический комплекс
4	Каспийский	Ставролен
5	Восточно-Сибирский	Ангарский полимерный завод Саянский нефтехимический комплекс
6	Дальневосточный	Восточная нефтехимическая компания

Источник: План развития газо и нефтехимии России на период до 2030 года.

При этом в России по состоянию на 01.04.2023 насчитывалось 41 предприятие, специализирующееся на производстве нефтехимической продукции.

Введенные в 2022 году санкции Европейского союза и США закрыли для российских нефтехимических предприятий доступ к технологиям и оборудованию и ограничили возможности экспорта.

Отрасль столкнулась с нарушением долгосрочных соглашений с иностранными лицензиарами и инжиниринговыми подрядчиками, по действующим контрактам были введены запреты на поставку оборудования.

Переориентация экспорта нефтехимической продукции с европейского направления в страны АТР требует оптимизации логистики, расширения

пропускных возможностей железной дороги, реализации новых проектов по развитию перевалки и строительству морских терминалов.

Обобщенные автором перспективные нефтехимические проекты представлены в таблице 40:

Таблица 40 - Планы компаний по развитию нефтехимических проектов.

Наименование предприятия	Статус	Оператор проекта/ собственник	Планируемый год запуска	Производственные мощности
Новоуренгойский нефтехимический комплекс	Реализация	ПАО «Газпром»	нет данных	Производство НГХК – 400 тыс. тонн полиэтилена низкой плотности (ПЭНП) в год с возможностью увеличения до 1,2 млн. тонн, 400 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и 1,48 млрд. куб. м метановой фракции
Восточная нефтехимическая компания	Остановлен	ПАО «НК «Роснефть»	приостановлен	3,4 млн тонн нефтехимической продукции после реализации 2 очереди
Иркутский завод полимеров	Реализация	ООО «ИНК»	2024	650 тысяч тонн полимеров в год.
ООО "Балтийский химический комплекс" Балтийский НХК в Усть-Луге	Реализация	ПАО «Газпром» АО «РусГазДобыча»	1 очередь — 4 квартал 2023–2024 2 очередь — 4 квартал 2024 – 1 квартал 2025.	Строительство технологически связанного с комплексом газохимического предприятия, которое будет перерабатывать получаемый с комплекса этан и производить полиэтилен. Запуск предприятия позволит нарастить российский экспорт СПГ, а также СУГ (на 30–40%).
Амурский ГХК	Реализация	ПАО «СИБУР»	2024-2025 синхронизировано с Амурским ГПЗ	2,3 млн тонн полиэтилена и 400 тыс. тонн полипропилена.
Амурский ГПЗ	Реализация	ПАО «Газпром»	2024-2025 синхронизировано с Амурским ГХК	Производство гелия — до 60 млн куб. м в год. Производство этана — около 2,5 млн тонн в год. Производство пропана — около 1 млн тонн в год. Производство бутана — около 500 тыс. тонн в год. Производство пентан-гексановой фракции — около 200 тыс. тонн в год.
Саянский ГХХ	Остановлен	ПАО «СИБУР»		Производство мономеров и полиэтилена около 1,5 млн тонн в год
Каспийский ГХХ в Буденовке	Остановлен	ПАО «ЛУКОЙЛ»		Производство полиэтилена, полипропилена

Источник: анализ автора.

По мнению автора, в перспективе продолжится реорганизация мировой нефтегазохимической промышленности, в результате которой будут

развиваться производственные мощности прежде всего в странах, имеющих собственное сырье для переработки.

При этом в странах-импортерах сырья может произойти сокращение первичных процессов, так как ресурсодержатели будут концентрировать перерабатывающие мощности на своей территории, при этом основной объем нефтехимической продукции будет подвергаться вторичной переработке после утилизации.

Если анонсированные инвестиционные планы российских компаний по производству СПГ могут оказаться избыточными, то прослеживается недостаточность заявленных проектов в российскую нефтехимическую отрасль для полного импортозамещения продукции нефтехимии и использования ресурсного потенциала страны.

5.5. Анализ перспективных проектов по производству водорода

Водород набирает популярность как ключевой источник энергии следующего поколения для борьбы с глобальным потеплением¹¹⁹.

Жидкий водород не загрязняет атмосферу углекислым (CO₂) или другими парниковыми озон разрушающими газами.

Предполагаемые области применения включают генерацию мощности электроэнергии и автомобили на топливных водородных элементах.

По оценкам Международного совета по водороду, ключевая роль в реализации сценария «с двумя градусами потепления» принадлежит именно водороду. Согласно этому сценарию, мир должен кардинально меняться из года в год, уменьшая выбросы CO₂, и к 2050 году сократить их на 60%. При

¹¹⁹ Сафонова Тамара «Водород набирает популярность как ключевой источник энергии следующего поколения для борьбы с глобальным потеплением» [Электронный ресурс]. URL: https://zen.yandex.ru/media/iap_zts/vodorod-nabiraet-populiarnost-kak-kliuchevoi-istochnik-energii-sleduiuscego-pokoleniia-dlia-borby-s-globalnym-potepleniem-6268d59aa060086abef7f53c/ (дата обращения 27.04.2022)

этом население Земли вырастет более чем на 2 млрд человек, и миллиарды граждан развивающихся стран присоединятся к глобальному среднему классу.

Водород — это единственный горючий газ, который не содержит атомов углерода, и должен стать одной из «зеленых» альтернатив нефти и газу, от которых ряд стран планируют отказаться.

В настоящее время существуют три основные технологические схемы производства водорода, которые находятся на различных этапах развития (жизненного цикла).

Первая технологическая схема — это электролиз воды (**«зеленый» водород**, по терминологии ЕС). Этот способ рассматривается как самый перспективный для зависимых от импорта энергоресурсов стран Евросоюза, хотя он и наиболее дорогой, и энергоемкий.

При производстве зеленого водорода предполагается использовать «избыточную» электроэнергию ВИЭ по нулевым или отрицательным ценам, чтобы уменьшить (сократить до нуля) энергетическую компоненту издержек.

Вторая технологическая схема — паровой риформинг метана (MSR) и (или) авто термический риформинг (ATR), который сопровождается выбросами CO₂ и поэтому требует использования технологий улавливания и захоронения CO₂ (CCS) (**«голубой» водород**, согласно терминологии ЕС).

Третья технологическая схема — (**«серый водород»**, согласно терминологии ЕС) — это набор технических решений для получения водорода из метана без доступа кислорода (пиролиз и ряд других методов) и иные аналогичные технологии производства чистого водорода из природного газа, то есть сразу без выбросов CO₂. Предполагает захоронение (или временное, пусть и долгосрочное, хранение) CO₂.

В настоящее время в России основными сферами применения водорода являются такие направления, как производство стекла, термическая обработка металлов, нефтепереработка и пищевая промышленность. Производство водорода осуществляется на предприятиях:

- АО «Линде газ рус» (Балашиха) производит газообразный водород различной степени чистоты для удовлетворения потребностей клиентов из различных областей: для использования в качестве теплоносителя, а также сжатый водород для промышленного использования – продается в баллонах различного размера и жидкий водород - для клиентов с высоким потреблением водорода с установкой криогенной емкости на территории клиента.
- ООО «НИИ КМ» (Москва) производит водород газообразный технический марки А, который используется в электронной, фармацевтической, химической промышленности, в порошковой металлургии: для осаждения тугоплавких соединений из окислов металлов; при спекании изделий из порошковых материалов, содержащих хром и нержавеющие стали, продается в баллонах под давлением
- ООО «Эр Ликид» (Москва) поставляет водород для многих отраслей промышленности с широким спектром способов его применения (производство стекла, термическая обработка металлов, нефтепереработка и пищевая промышленность) - продается в баллонах/моноблоках, в жидком виде или осуществляем производство газа на территории заказчика (проекты «on-site»).
- АО «Таиф-НК» (Нижнекамск) – производит водород, поступающий на установку каталитического крекинга
- АО «ТАНЕКО» (Нижнекамск) - входит в ПАО «Татнефть», производит водород технический
- ООО «Технические газы» (Ижевск) – имеется собственное производство водорода, продается в баллонах и автореципиентах
- ООО «Эйр Продактс Газ» (Ростовская область) – производит водород и реализует либо в баллонах, либо в системе «Microbulk» — это современная концепция, для потребителей небольшого количества газа, при которой криогенные резервуары заполняются газом на месте, в отличие от традиционного способа, когда требуется замена пустых баллонов или сосудов Дьюара на полные. Решение Microbulk предполагает использование специально разработанных автоцистерн со встроенными элементами управления и возможностью установки мобильных резервуаров-хранилищ. По технологии Microbulk, продукты могут подаваться конечному потребителю в виде чистых газов, криогенных жидкостей или газовых смесей через кран-смеситель, установленный на площадке. Кроме того, Air Products предлагает установку водородных газовых генераторов PRISM и крупномасштабные станции (совместное производство с компаний Technip), устанавливаемые непосредственно на объекте.

Российская Федерация обладает потенциалом для масштабного развития водородной энергетики, а именно близостью к рынкам сбыта водорода в Европе и Азиатско-Тихоокеанском регионе, ресурсной базой (запасы природного газа, нефти, угля, незагруженные мощности по производству электроэнергии).

План мероприятий "Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года" утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р¹²⁰.

В плане мероприятий указано, что в настоящее время одним из вызовов энергетической безопасности для Российской Федерации является изменение структуры спроса на энергоресурсы, включая замещение углеводородов энергетических ресурсов, в том числе водородом.

Таким образом, представлен комплекс мероприятий, направленных на успешную реализацию проектов в области водородной энергетики в Российской Федерации, однако сам план представляет лишь к 2024 году обеспечение создания, производства и применения пилотных установок производства водорода без выбросов углекислого газа, формирование опытных полигонов производства водорода на объектах переработки углеводородного сырья.

В России потенциальными возможностями для масштабного производства водорода располагают ПАО «Росатом», ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК».

Первыми производителями водорода могут стать «Газпром» и «Росатом», это следует из «дорожной карты». Компании должны запустить пилотные водородные установки в 2024 году — на атомных электростанциях, объектах добычи газа и предприятиях по переработке сырья.

До 2024 года «Газпром» будет изучать применение водорода и метано-водородного топлива в газовых установках (газотурбинных двигателях, газовых бойлерах и т. д.) и в качестве моторного топлива в разных видах транспорта.

«Росатом» намерен в 2024 году построить опытный полигон для железнодорожного транспорта на водороде. Речь идет о переводе поездов на

¹²⁰ Правительство РФ утвердило план мероприятий по развитию водородной энергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19194> (дата обращения 21.10.2021)

водородные топливные элементы на Сахалине, о котором объявили «РЖД», «Росатом» и «Трансмашхолдинг».

При необходимости некоторые газопроводы могут быть перепрофилированы для транспортировки водорода.

Уже существует мировой опыт поставок водорода: танкер - газовоз для транспортировки жидкого водорода охлажденного до -253°C , спустили на воду в японском порту Кобе в 2020 году.

Таким образом, в перспективе водород может оказаться альтернативой традиционным видам топлива, переваливаемым через российские морские терминалы.

5.6. Анализ перспектив развития альтернативной энергетики в России

Использование традиционных видов топлива: нефть, уголь и природный газ приводит к выделению углекислого газа в атмосферу, что создаёт парниковый эффект, и увеличивает среднюю температуру поверхности Земли, что в конечном счёте, приводит к глобальному потеплению.

В этой связи Евросоюз намерен к 2050 г. стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа, по мнению Еврокомиссии ускорение энергоперехода позволит модернизировать всю экономику. В странах Евросоюза и в США предполагается переход на общественный транспорт без выбросов углекислого газа, вводятся стимулы для распространения электромобилей, инвестиции в инфраструктуру.

Электрификация, повышение энергоэффективности, ускорение инноваций в широком спектре технологий, изменение поведения потребителей, расширение и модификация структуры энергоносителей – это факторы будущего влияния на трансформацию энергетики.

В предыдущем диссертационном исследовании¹²¹ автором отмечено,

¹²¹ Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016.

что на территории России возобновляемая энергетика не развивалась по причинам:

- переизбыток традиционных ресурсов углеводородного сырья;
- лоббирование крупными нефтяными компаниями продвижения продукции нефтегазопереработки;
- необходимость зонального распределения ВИЭ в зависимости от природных особенностей РФ;
- отсутствие универсальных подходов при производстве альтернативной энергии.

При этом инвестиции в возобновляемую энергетику позволят нефтегазовым компаниям:

- диверсифицировать структуру топливно-энергетических ресурсов;
- повысить конкурентоспособность отрасли за счет развития перспективных направлений энергетики;
- развивать инновационные технологии;
- создавать новые производственные мощности и рабочие места в отдаленных и труднодоступных регионах;
- гибко реагировать на изменения спроса на энергоресурсы, достигая необходимого баланса;
- повысить уровень энергетической безопасности.

Основными факторами, обеспечивающими перспективность развития альтернативной энергетики со стороны нефтегазовых компаний, является энергетическая безопасность, включающая возможность формирования резервного энергообеспечения в случае возникновения энергетического коллапса, а также возможность сосредоточить в рамках компании конкурентный бизнес, который неизбежно будет развиваться в долгосрочной перспективе, сужая объемы рынка углеводородного сырья.

Резкое падение цен на нефть, снижение рентабельности переработки может привести к остановке добычи ряда месторождений и отсутствию в достаточном количестве топлива, необходимого в том числе и для работы энергогенерирующих предприятий, сокращению транспортных грузопотоков, товарооборота. В кризисной ситуации возобновляемая энергетика может быть наиболее востребована.

С учетом мировых тенденций по неуклонному повышению доли возобновляемой энергетики диверсификация в связанные инновационные технологии и проекты может стать перспективным направлением развития российских компаний нефтегазового сектора. Преимущества инвестиций в возобновляемую энергетику представлены на рисунке 46:



Рисунок 46 - Преимущества инвестирования в возобновляемую энергетику

Источник: составлено автором

Основные направления государственной политики РФ в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.01.2019 г. № 1-р и исходят из приоритетного характера цели повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования

возобновляемых источников энергии¹²².

Распоряжением Правительства РФ от 1 июня 2021 года №1446-р продлены и скорректированы «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 2035 года»¹²³. Программа поддержки развития возобновляемых источников энергии предусматривает ввод в эксплуатацию 12 ГВт мощностей генерации на основе возобновляемых источников энергии, а объём господдержки проектов в сфере ВИЭ до 2035 года составит 360 млрд рублей.

Для расчета дополнительной мощности электрогенерации, которая необходима для обеспечения растущего производства электромобилей, а также эффективности использования электромобилей по сравнению с автомобилями внутреннего сгорания, автором проведен сравнительный расчет технических характеристик. В таблице 41 представлен расчет стоимости средневзвешенного значения суммарного годового расхода на заправку существующих моделей электромобилей на базе их паспортных характеристик, составившего 3275 кВтч. С учетом представленных расчетов прогноз по приобретению россиянами электромобилей к 2050 году по базовому сценарию автора может составить до 10 млн штук, а затраты электроэнергии 32,75 тераватт-часов.

При этом выработка электроэнергии ЕЭС России в 2022 году составила 1167 тераватт-часов, то есть при эксплуатации россиянами электромобилей к 2050 году в количестве 10 млн штук потребуется рост генерации электроэнергии в России на +3% (при условии отсутствия дополнительных расходов на генерацию ВИЭ).

¹²² Сайт Минэнерго [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/489> (дата обращения 27.09.2021)

¹²³ Правительство уточнило целевые показатели и условия поддержки проектов в сфере зелёной энергетики [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/docs/42377/> (дата обращения 27.09.2021)

Таблица 41 - Расчет годового расхода электроэнергии, расходов на заправку и приобретение электромобиля

	Tesla Model S 100D	Jaguar I-Pace	Mercedes B 250 e	Nissan Leaf	Hyundai IONIQ EV	BMW i3	Porsche Taycan 4S	Audi e-tron	Среднее значение
Годовой пробег, км	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Удельный расход энергии электромобиля, кВт/100 км	16,4	18,8	16,2	13,1	16,1	16,5	25,0	24,0	21,8
Суммарный годовой расход, кВтч	2460	2820	2430	1965	2419	2475	3750	3600	3275
Стоимость электроэнергии, руб за 1 кВт час	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Итого расходы на заправку, в тыс руб год	9,8	11,3	9,7	7,9	9,7	9,9	15,0	14,4	13,1
Стоимость автомобиля, в евро Nissan Leaf	101,0	87,8	24,7	22,0	55,0	48,0	96,9	78,0	74,3
Стоимость автомобиля, в тыс рублей	8585,0	7500,0	2099,0	1869,2	4675,0	4080,0	8236,5	6630,0	6315,5
<i>Дальность пробега на одной зарядке</i>	652,0	480,0	200,0	320,0	280,0	200,0	326,0	436,0	361,8
<i>Время зарядки высоковольтной батареи, от 40 А (80 %), час</i>	8,0	8,5	3,0	4,9	9,6	4,0	7,4	9,0	6,8
<i>Максимальная скорость км/ч</i>	250,0	200,0	160,0	145,0	165,0	160,0	250,0	210,0	206,7

Источник: паспортные характеристики электромобилей, расчет автора

Эксплуатируемый парк автомобилей в России по состоянию на 1 января 2023 года составлял 56 миллионов¹²⁴, а парк электротранспорта – 21 тысячу штук или 0,04% от общего эксплуатируемого парка.

Как представлено в разделе 2.1. настоящего исследования, все новые автомобили, которые получают регистрацию после 2035 года в Евросоюзе, будут иметь нулевой уровень выбросов, а это значит, что европейские производители прекратят выпуск автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, что повлияет на сокращение мирового спроса на углеводороды.

5.7. Выявленные перспективные тренды в нефтегазодобыче, нефтегазопереработке, нефтехимии, СПГ

Тренды в нефтегазодобыче:

В долгосрочной перспективе до 2050 года

- структурная перестройка мирового топливно-энергетического комплекса, связанная с экологической ситуацией и переходом на энергосберегающие и ресурсосберегающие технологии в энергетике и других секторах экономики,
- развитие технологий генерации, основанных на альтернативных источниках энергии¹²⁵,
- глобальное сокращение выбросов CO₂, добычи углеводородов,
- замещение электроэнергии традиционных ТЭЦ на электроэнергию, выработанную с использованием низко углеродных и возобновляемых источников энергии.

В краткосрочной перспективе до 2025 года:

- восстановление части фонда законсервированных скважин, выведенных из эксплуатации в рамках исполнения Соглашения ОПЕК+,

¹²⁴ В российском автопарке - почти 56 млн транспортных средств [Электронный ресурс]. URL: <https://www.autostat.ru/news/53953/> (дата обращения 01.04.2023)

¹²⁵ Сафонова, Т.Ю. «Труднопривлекательные запасы»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 18 – С.22-26 (0,4 п.л.).

- развитие технологий нефтедобычи труднодоступных и выработанных месторождений, освоение Арктики и Северного морского пути, реализация проекта «Восток Ойл»,
- на фоне санкционного давления переориентация экспортных грузопотоков в дружественные и нейтральные страны.

Тренды в нефтепереработке:

В долгосрочной перспективе до 2050 года

- сокращение спроса на моторное топливо углеводородного происхождения,
- рост мирового профицита мощностей нефтепереработки,
- производство новых видов топлива, таких как водород, биотопливо и экологичное авиатопливо,
- частичное перепрофилирование нефтеперерабатывающих предприятий под выпуск экологичных видов топлив.

В краткосрочной перспективе до 2025 года:

- завершение программы модернизации НПЗ в России,
- усовершенствование технологических процессов, увеличение глубины переработки, прирост выхода светлых нефтепродуктов,
- внедрение цифровых технологий,
- на фоне санкционного давления переориентация экспортных грузопотоков в дружественные и нейтральные страны,
- снижение субсидирования и мер налогового стимулирования нефтепереработки.

Тренды по СПГ:

В долгосрочной перспективе до 2050 года

- концентрация производственных мощностей по сжижению в странах-производителях газа,
- поддержка мирового спроса на СПГ,

- профицит заявленных проектов СПГ в странах, использующих для сжижения импортируемый ресурс.

В краткосрочной перспективе до 2025 года:

- рост потребления СПГ для дальнейшей регазификации в мире, а также в качестве топлива для морского и речного флота,
- ввод в эксплуатацию новых мощностей по регазификации в Европе и новых мощностей по производству СПГ.

Тренды в нефтехимии:

В долгосрочной перспективе до 2050 года

- рост вторичной/циклической переработки мусора, пластмасс и полиэтилена,
- сокращение потребления химической продукции, за исключением полимеров для производства медицинских изделий и оборудования, удобрений.

В краткосрочной перспективе до 2025 года:

- рост спроса на полиэтилен высокого давления, полимеры для производства медицинских изделий и оборудования, удобрения, пластмассы, синтетические каучуки,
- на фоне санкционного давления переориентация экспортных грузопотоков в дружественные и нейтральные страны,
- ввод в эксплуатацию новых предприятий по производству продукции нефтехимии и перевалочных мощностей в России.

Выводы по главе 5:

Для формирования сбалансированного прогноза развития нефтегазовой отрасли автором проанализировано текущее состояние и потенциал развития топлив углеводородного происхождения.

В последние годы объем инвестиций в новые проекты в нефтедобыче в мире сокращается на фоне снижения сроков окупаемости проектов в сфере

возобновляемой энергетики и привлекательности вложений в этой отрасли на долгосрочную перспективу. Диверсификация источников энергии в мире предполагает возможность отодвинуть разработку значительных залежей традиционных ископаемых ресурсов.

Арктический шельф представляет огромный потенциал для развития северных регионов и Северного морского пути, однако с учетом истощаемости нефтяных ресурсов важно, чтобы существующие резервы углеводородов использовались в рамках разработанной стратегии, соблюдая баланс между оптимальным извлечением сырья, уровнем потребления, прогнозами спроса и формированием резервов для будущих поколений.

Ожидаемый грузопоток нефти «Восток Ойл» по Северному морскому пути может составить в 2030 году – до 100 млн тонн. При реализации проекта в запланированном объеме увеличится грузооборот нефти в Арктике с 17,5 млн тонн в 2022 году (из портов Сабетта, Мурманск, Варандей) до 117,5 млн тонн к 2030 году.

После Арктики вторым перспективным регионом для добычи нефти на шельфе России является акватория Каспийского моря. К 2030 году в случае разработки новых месторождений прирост добычи на шельфе Каспия может составить: +2,7 млн тонн нефти и +35,9 млрд кубометров газа/год.

Развитие потенциала шельфовых месторождений напрямую зависит от налоговой политики, действующей как стимулирующий фактор. Внедрение системы налогообложения, ориентированной на взимание налогов с момента окупаемости проекта, может оказаться драйвером роста как экономики страны, так и нефтегазовой отрасли в целом.

Автором предлагается выделить вертикально-интегрированными компаниями финансирования в фонд разработки трудноизвлекаемых запасов за счет прибыли от реализации нефти по цене выше заложенной в бюджет компаний, сформировав так называемое «бюджетное правило» в рамках компаний, имеющих доступ к разработке шельфовых проектов.

Помимо инвентаризации запасов углеводородного сырья в России важно провести оценку уровня спроса на углеводороды в мире, сформировать баланс спроса на внешнем и внутреннем рынке на российские углеводороды в долгосрочной перспективе до 2050 года и долгосрочный прогноз добычи сырья в России с учетом ввода новых месторождений и сокращения фонда скважин эксплуатируемых месторождений.

Указанный прогноз позволит определить наличие профицита или дефицита баланса, подтверждающего целесообразность государственных и частных инвестиций по добыче углеводородов, в частности, в проекты на шельфе Арктики.

Систематизирована постсоветская история развития нефтепереработки в России и автором выделены следующие исторические периоды:

- с 1990 по 1998 года (после распада СССР и до кризиса 1998 года);
- с 1999 по 2010 год (восстановление экономики и формирование организованного рынка нефти и нефтепродуктов);
- с 2011 по 2021 год (период действия программы модернизации НПЗ);
- с 2022 по 2050 год (период сокращения мирового спроса на российскую продукцию нефтепереработки на фоне санкционного давления и перехода Евросоюза на альтернативные виды топлива).

На основании исследования, представленного в главе 5.2., автором сформулированы следующие выводы:

- основной рост объемов нефтепереработки в России произошел в период 2 - с 1999 по 2010 годы – до начала реализации программы модернизации НПЗ;
- «окно возможностей» (до активизации странами АТР строительства и ввода в эксплуатацию новых нефтеперерабатывающих мощностей) по росту производственных мощностей по нефтепереработке не было использовано: ресурсный экспорт российской нефти остался преобладающим по отношению к экспорту нефтепродуктов;

— параметры налогового маневра так и не простимулировали рост новых мощностей по нефтепереработке и нефтехимии на Востоке страны, произошла лишь частичная модернизация установок существующих предприятий.

Автором предложено провести инвентаризацию выходных параметров программы модернизации НПЗ и оценку сопоставимости с прогнозом спроса на моторное топливо на внутреннем и внешнем рынках для определения востребованности и целесообразности указанных инвестиций.

К 2022 году в России реализовано 5 проектов СПГ мощностью 34,7 млн тонн и 3,7 млрд куб м. Кроме того, инвесторами было заявлено к реализации не менее 18 новых крупнотоннажных российских проектов по производству СПГ в России общей производительностью 234,2–256,2 млн тонн.

Россия располагает уникальным потенциалом интервенций СПГ на мировой рынок на фоне сокращения добычи газа в 2022–2023 годах в связи с политикой энергонезависимости ЕС от российских энергоресурсов и подрывом инфраструктуры Северных Потоков.

В этой связи ускоренное развитие проектов СПГ в России обеспечит конкурентоспособность на мировом рынке, а российские производители СПГ успешно займут свою нишу на рынках дружественных и нейтральных стран.

Развитие малотоннажных СПГ-проектов в России может быть обусловлено потенциалом использования по направлениям: автономное, децентрализованное энергогазоснабжение, мобильная энергетика (в том числе плавучие электростанции), транспорт (грузовые перевозки, карьерная техника, автобусное хозяйство, уборочная техника), морской транспорт и бункеровка.

Водород набирает популярность как источник энергии следующего поколения для борьбы с глобальным потеплением. В России потенциальными возможностями для масштабного производства водорода располагают ПАО

«Росатом», ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК». В перспективе водород может оказаться альтернативой традиционным видам топлива, переваливаемым через российские морские терминалы.

Согласно результатам исследования прослеживается недостаточность заявленных проектов в российскую нефтехимическую отрасль для полного импортозамещения продукции нефтехимии и в производство водорода, очищенного от «углеродного следа».

Автором еще в 2016 году в диссертационном исследовании сделан вывод: «с учетом мировых тенденций по неуклонному повышению доли возобновляемой энергетики диверсификация в связанные инновационные технологии и проекты может стать перспективным направлением развития российских компаний нефтегазового сектора».

Все новые автомобили, которые получают регистрацию после 2035 года в Евросоюзе, будут иметь нулевой уровень выбросов, а это значит, что европейские поставщики автомобилей в Россию прекратят выпуск автомобилей с двигателями внутреннего сгорания.

С учетом мировых трендов по росту производства электромобилей автором представлен в исследовании расчет стоимости средневзвешенного значения суммарного годового расхода на заправку существующих моделей электромобилей на базе их паспортных характеристик.

Прогноз по приобретению россиянами электромобилей к 2050 году по базовому сценарию автора может составить до 10 млн штук, а затраты электроэнергии 32,75 тераватт-часов, в этом случае потребуется рост генерации электроэнергии в России на +3% относительного текущего уровня.

При этом мировой экономике необходимы стабильные источники энергии, и несмотря на анонсированный странами Евросоюза и Большой семёрки глобальный переход на альтернативную энергию, в перспективе безусловно потребуется ввод в эксплуатацию новых месторождений.

Выделение масштабных субсидий стран Евросоюза и Большой семёрки на развитие «зеленой» энергетики лишает стимулов по росту инвестиций в разработку месторождений в ЕС, США, Канаде.

В этой связи разработка новых месторождений в России обеспечит в перспективе энергетическую стабильность в мире.

Профицит мощностей по нефтепереработке является мировым трендом, однако указанный фактор не является препятствием для ввода в эксплуатацию в России новых нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов.

Санкционное давление на российский нефтегазовый сектор привело к ускоренному перераспределению российских ресурсов на экспорт в дружественные и нейтральные страны и показало, что все виды российской продукции углеводородного происхождения востребованы на мировом рынке.

В этой связи следует отметить, что «коридор возможностей» замены части ресурсного экспорта на продукты нефтепереработки с добавленной стоимостью стал открыт для России как раз в период ввода секторальных санкций в отношении России несмотря на избыточность нефтеперерабатывающих мощностей в мире.

По мнению автора, в перспективе продолжится также и реорганизация мировой нефтегазохимической промышленности, в результате которой будут развиваться производственные мощности прежде всего в странах, имеющих собственное сырье для переработки.

При этом в странах-импортерах сырья может произойти сокращение первичных процессов, так как ресурсодержатели будут концентрировать перерабатывающие мощности на своей территории, при этом основной объем нефтехимической продукции будет подвергаться вторичной переработке после утилизации.

6. АНАЛИЗ ПРОГНОЗОВ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И МИРА

6.1. Научная основа и анализ прогнозов научно-исследовательских институтов России

Задачей данного исследования является формирование прогнозной модели нефтегазовой отрасли в долгосрочной перспективе, а именно до 2050 года – срока, установленного Комиссией Евросоюза для достижения целей углеродной нейтральности.

Прогностика - наука, изучающая закономерности процесса прогнозирования.

В научных исследованиях представлено описание множества определений термина «прогноз» и методов прогнозирования.

В частности, наиболее полно отражающим, по мнению автора, является определение д.т.н, профессора РАНХиГС Матвеева В.В.: «Прогноз - это вероятностное суждение о состоянии какого-либо объекта (процесса или явления) в определенный момент времени в будущем и (или) альтернативных путях достижения каких-либо результатов. Прогнозирование — это процесс формирования прогнозов развития объекта на основе анализа тенденций его развития.¹²⁶».

М. Ю. Ксенофонтов¹²⁷ выявил актуальность долгосрочного прогноза социально-экономического развития по нескольким аспектам: «...долгосрочный прогноз является важным инструментом повышения эффективности, действенности экономической политики, что особенно важно в период кардинальных экономических преобразований, переживаемых нашей страной. Во-вторых, долгосрочный прогноз, являясь системным, комплексным и периодически повторяющимся масштабным научным

¹²⁶ Матвеев В.В. «Стратегия развития территорий», [Электронный ресурс]. URL: <https://en.ppt-online.org/661369> (дата обращения 27.09.2021)

¹²⁷ М.Ю. Ксенофонтов, Долгосрочный прогноз как инструмент разработки социально-экономической политики, [Электронный ресурс]. URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/books/ksen01/gl01.pdf> (дата обращения 27.09.2021)

проектом, стимулирует развитие методологии и методики социально-экономических исследований, обеспечивает формирование особой культуры междисциплинарных разработок и поддерживающей ее системы научных кооперационных связей. Долгосрочный прогноз (горизонт прогнозирования 15–30 лет) позволяет оценивать социально-экономические последствия практической реализации технологий, основанных на использовании новейших научных результатов, технологий, являющихся в период работы над прогнозом предметом экспериментальных разработок.».

В рамках настоящего исследования автором предлагается следующее определение: «Прогноз развития энергетики России и мира — это вероятностное суждение о перспективах развития топливно-энергетического комплекса России и мира к 2050 году на базе трех сценариев, зависящих от темпов реализации странами программ по сокращению углеродного следа».

В прогнозировании одним из наиболее используемых методов являются методы эконометрики - науки, изучающей количественные и качественные экономические взаимосвязи с помощью статистических и других математических методов и моделей.

Вплоть до 1970-х годов эконометрика занималась эмпирической оценкой моделей в экономической теории. Появление компьютеров повлияло на развитие статистического анализа временных рядов.

Среди зарубежных ученых, занимавшихся эконометрикой и ставших лауреатами Нобелевской премии, можно отметить: Рагнар Фриш и Ян Тинберген, американский экономист российского происхождения Василий Васильевич Леонтьев, Лоуренс Клейн, Джеймс Тобин, Трюгве Хаавельмо, Роберт Лукас, Джеймс Хекман и Дэниел МакФадден, Роберт Ф.Энгл, Клайв У.Дж.Грейнджер.

Но наиболее приближенным к теме моего исследования является работа Клайв У.Дж.Грейнджер, касающаяся методов анализа экономических временных рядов с общими трендами (коинтергация)¹²⁸.

В работе исследуется взаимосвязь между моделями коинтеграции и коррекции ошибок, предлагаются новые методы оценивания и тестирования, рассматриваются эмпирические примеры. Рассматриваются переменные, которые являются совместно эндогенными; при этом структура модели допускает слабые и сильные условия экзогенности. Например, двумерная коинтегрированная система должна иметь причинно-следственную связь по крайней мере в одном направлении. В качестве выводов в работе представлено следующее: потребление и доход являются коинтегрированными, заработная плата и цены нет, краткосрочные и долгосрочные процентные ставки коинтегрированы, номинальный валовой национальный продукт не является коинтегрированным с рядами матриц моментов или всеми ликвидными активами.

Однако как зарубежными, так и российскими учеными недостаточно исследована степень влияния на конкретные топливно-энергетические балансы стран макроэкономических показателей в мире, а также прогнозных изменений мирового энергетического баланса.

Среди эконометрических методов, разработанных зарубежными учеными, выделяются (рисунок 47):

- регрессионный анализ,
- анализ временных рядов,
- панельный анализ.

¹²⁸ Robert F. Engle and C. W. J. Granger. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica*, Vol. 55, No. 2. Mar., 1987, pp. 251–276



Рисунок 47 - Эконометрические методы прогнозирования

Источник: составлено автором.

В практике государственного регулирования ряда стран мира при прогнозировании макроэкономических процессов используют динамические стохастические модели общего экономического равновесия (DSGE-модели).

Любая DSGE-модель включает 3 обязательных компонента¹²⁹:

– динамический вариант уравнения IS для моделирования национального дохода;

– кейнсианская кривая Филлипса – для инфляции;

– правило Тейлора – для моделирования процентной ставки.

В своей статье Д. Л. Андрианов, Д.Н. Шульц, И.А. Ощепков описывают формулу динамического варианта кривой IS для моделирования ВВП:

$$Y_t = a_1 Y_{t-1} - a_2 mci_t + a_3 Y_t^* + e_t^y \quad (30)$$

где

Y_t – отклонение (разрыв) выпуска от равновесного (долгосрочного) уровня в момент времени t ;

Y_t^* – отклонение мирового выпуска от равновесного уровня в момент времени t ;

e_t^y – шок спроса в момент времени t ;

a_1 – коэффициент инерционности отклонений выпуска.

a_2 – коэффициент влияния монетарных условий на реальную экономику.

a_3 – коэффициент влияния зарубежного спроса на отклонения выпуска.

mci_t – индекс монетарных условий в момент времени t , рассчитываемый по формуле:

$$mci_t = a_4 r_t + (1 - a_4)(-z_t)$$

r_t – отклонение реальной ставки процента от равновесного значения в момент времени t ;

¹²⁹ Фаджиоло Д., Ровентини А., О научном статусе экономической политики: повесть об альтернативных парадигмах // Вопросы экономики. 2009. № 6. С. 24–47.

z_t – отклонение реального курса от равновесного значения в момент времени t ;
 a_4 – коэффициент значимости ставки процента в монетарной политике.

Обозначенные уравнения позволяют учесть следующие особенности экономики:

- инерционность изменения выпуска;
- влияние монетарной политики на реальную экономику, прежде всего процентной ставки, и немонетарных факторов;
- влияние внешнего спроса на отечественную экономику;
- выбор потребителей между сегодняшним и будущим потреблением;
- выбор потребителей между отечественными и импортными товарами.

Особенностью DSGE-моделей является применение фильтров для выделения долгосрочной тренд-циклической составляющей.

Для очистки временных рядов от нерегулярной составляющей разработаны¹³⁰:

- фильтр Ходрика – Прескотта
- фильтр Калмана,
- модель ненаблюдаемых компонентов,
- подход Бланшара – Кана.

Фильтр Ходрика – Прескотта является одним из самых широко распространенных методов выделения тренда и сглаживания макроэкономических временных рядов, позволяющих установить баланс между точностью и степенью гладкости тренд-циклической составляющей.

Значительный вклад в исследование проблем теории прогнозирования внесли институты Российской академии наук,

- Центральный экономико-математический институт РАН (ЦЭМИ РАН),
- Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН (ИНП РАН),

¹³⁰ Д.Л. Андрианов, Д.Н. Шульц, И.А. Ощепков, Динамическая стохастическая модель общего экономического равновесия России [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/dinamicheskaya-stohasticheskaya-model-obschego-ekonomicheskogo-ravnovesiya-rossii> (дата обращения 27.09.2021)

- Институт энергетических исследований Российской академии наук (И НЭИ РАН).

Так, Центральным экономико-математическим институтом разработана эконометрическая модель экономики России¹³¹ для целей краткосрочного прогноза и сценарного анализа, предназначенная для построения краткосрочных (на 1–2 квартала вперед) макроэкономических прогнозов и для многовариантных (сценарных) расчетов.

Акценты в модели сделаны на исследовании (в краткосрочной перспективе) зависимости экономической динамики от мировых цен на нефть, от графика выплат по внешнему долгу и от размеров государственных социальных расходов.

Модель представлена в виде системы одновременных уравнений и идентифицирована на квартальных макроэкономических данных, взятых из официальных статистических источников. Описание имеет открытый характер, т. е. допускает возможность эксплуатации модели внешними пользователями с целью актуализации оценки ее коэффициентов, получения краткосрочных прогнозов и проведения сценарных расчетов по заданным пользователем значениям предопределенных переменных.

Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН осуществляет выпуск квартальных прогнозов экономики¹³², которые учитывают основные экзогенные переменные (цены на нефть и газ, добычу нефти и газа в России, темпы прироста ВВП в Еврозоне, темпы прироста экономики США, дефлятор ВВП США, курс рубля к доллару и евро, индексация тарифов естественных монополий, ключевая ставка ЦБ, расходы бюджета РФ на экономику, эмиссия

¹³¹ Эконометрическая модель экономики России для целей краткосрочного прогноза и сценарного анализа / В.Л. Макаров, С.А. Айвазян, С.В. Борисова, Э.А. Лакалин. - М. : [Центр. экон.-мат. ин-т Рос. акад. наук], 2001. - 34 с. : ил., табл.; 21 см. - (Препринт / Центр. экон.-мат. ин-т. Рос. акад. наук; #WP/ 2001/121).; ISBN 5-8211-0169-7

¹³² Квартальный прогноз экономики инп ран. Выпуск №52 [Электронный ресурс]. URL: <https://ecfor.ru/publication/kvartalnyj-prognoz-ekonomiki-vypusk-52/> (дата обращения 04.10.2021)

внутренних госбумаг, размер пенсии, внешние займы, а также численность населения в трудоспособном состоянии).

При этом краткосрочное прогнозирование не решает вопросы инвестиционной политики на уровне компаний и Государства.

Прогноз, сформированный ИНП РАН 23.09.2021, предусматривает, в частности, обзор динамики разделов счета производства ВВП, в % с 2020 по 2024 годы, то есть в среднесрочной перспективе.

Институтом энергетических исследований РАН в сотрудничестве с Энергетическим институтом (ЭНИН) и НИУ "Высшая школа экономики" по заданию и при активном содействии Министерства энергетики России разработан "Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года"¹³³.

С его учетом был разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года¹³⁴.

Преимуществом прогнозов российских институтов является краткосрочное или среднесрочное прогнозирование, недостатком – недостаточность анализа предпосылок развития мировой и российской энергетики и отсутствие предложенных вариантов и методологии долгосрочного прогнозирования.

6.2. Анализ прогнозов и стратегий, утверждаемых органами исполнительной и законодательной власти России

Прогнозирование играет значимую роль в реализации инвестиционных и инновационных проектов в отрасли, оказывающих непосредственное влияние на перспективные производственные и экономические показатели.

¹³³ "Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года" (утв. Министром энергетики Российской Федерации 14 октября 2016 года) / М: Минэнерго России, 2016. – 106 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (дата обращения 27.09.2021)

¹³⁴ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 27.09.2021)

Поскольку топливно-энергетическая отрасль является бюджет образующей для России и ряда других стран, то корректность прогнозирования является ключевым фактором будущего экономического роста или, наоборот, стагнации.

В этой связи важна организация автоматизации процесса прогнозирования производства и реализации продукции как на экспорт, так и на внутреннем рынке с точностью, позволяющей принимать обоснованные решения на основании результатов работы автоматизированных моделей.

К основополагающим обновляемым прогнозам в топливно-энергетической сфере в России относятся:

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития¹³⁵,
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года¹³⁶,
- Генеральная схема развития нефтяной и газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года¹³⁷,
- Стратегия социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов¹³⁸,
- Прогноз развития энергетики мира и России ИНЭИ РАН и Московской школы управления Сколково¹³⁹.

¹³⁵Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html (дата обращения 27.09.2021)

¹³⁶Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 27.09.2021)

¹³⁷Решения, принятые на заседании Правительства 13 мая 2021 года [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/news/42175/> (дата обращения 27.09.2021)

¹³⁸ Проект стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf (дата обращения 09.10.2021)

¹³⁹Прогноз развития энергетики мира и России 2019 ИНЭИ РАН и Сколково [Электронный ресурс]. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf (дата обращения 27.09.2021)

Консенсус-прогноз изменения нефтедобычи в России

В Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года заложен устойчивый уровень добычи нефти на весь долгосрочный период, что позволит удовлетворить потребности внутреннего рынка и обеспечить экономически оправданный экспорт нефти и нефтепродуктов.

Основными регионами добычи нефти останутся Западная Сибирь и Урало-Поволжье, где стабилизация добычи осуществляется за счет нового бурения и геолого-технических мероприятий на действующих месторождениях.

Согласно прогнозу в Восточной Сибири продолжается освоение уже введенных в разработку Верхнечонского и Талаканского месторождений. Кроме того, началась промышленная добыча нефти на Сузунском и Тагульском месторождениях. Нарастает добыча нефти на месторождении им. В.Филановского, Приразломном и Новопортовском месторождениях. Увеличение добычи нефти в Восточной Сибири позволяет нивелировать эффект стабилизации и постепенного снижения добычи в Западной Сибири. Ожидается прирост добычи за счет бурения новых эксплуатационных скважин, повышения эффективности геолого-технических мероприятий, разработки трудноизвлекаемых запасов в низко проницаемых коллекторах и высоковязкой нефти. Вместе с тем основной прирост ожидается за счет ввода в разработку новых месторождений.

Прогноз МЭР предусматривает рост объема нефтедобычи к 2036 году на 1,1% к 2017 году (таблица 42).

Таблица 42 - Динамика добычи нефти и газового конденсата в % к соотв. периоду предыдущего года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036

	2018	2019–2024	2025–2030	2031–2036	итого
Объем добычи нефти и газового конденсата	0,5	0,2	-0,1	0	1,1

Источник: МЭР

Энергостратегия-2035 построена таким образом, что представляет данные об изменениях в отрасли с 2008 по 2018 год, а также показатели решения задач нефтяной отрасли (таблица 43).

Таблица 43 - Показатели решения задач нефтяной отрасли согласно Энергостратегии-2035: добыча нефти

	2018 факт	2024	2035
Добыча нефти и газового конденсата, млн тонн	555,9	555-560	490-555

Источник: Энергостратегия-2035

Прогноз ИНЭИ РАН и Сколково-2019 предусматривает следующие показатели добычи нефти России (таблица 44):

Таблица 44 - Прогноз добычи нефти согласно прогнозу ИНЭИ РАН и Сколково

	2020	2040 консервативный	2040 инновационный	2040 энергопереход
Добыча нефти, млн тонн	562	485	457	412

Источник: ИНЭИ РАН

В данной главе автором консолидированы данные перечисленных прогнозов, которые представлены на рисунке 48:

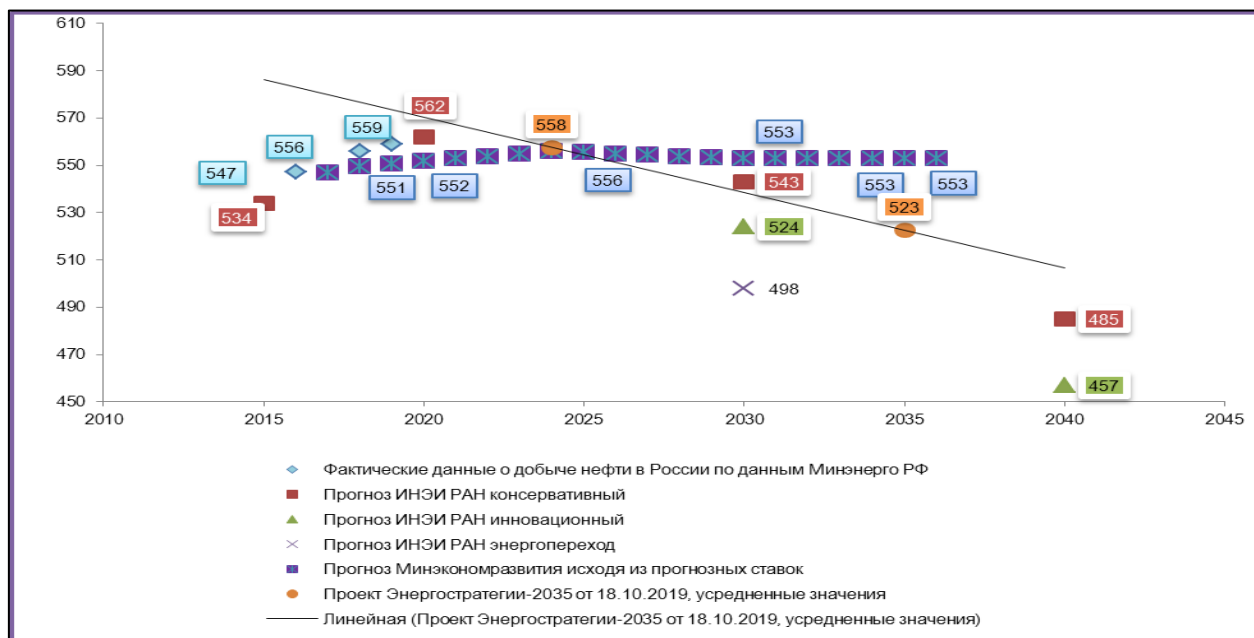


Рисунок 48 - Консенсус-прогноз добычи нефти в России на период до 2040 года

Источник: Прогноз Минэкономразвития-2036, Проект Энергостратегии-2035, Прогноз ИНЭИ РАН и Сколково, анализ автора

Таким образом, по оценке разработчиков российских прогнозов добыча нефти будет расти до 2023–2024 года, к 2035-2040 годам и будет находиться в диапазоне 412-555 млн тонн в год.

Прогноз ИНЭИ РАН и Сколково «оторван» от Проект Энергостратегии-2035 и от Прогноза Минэкономразвития-2036, что приводит к сложности формирования бизнес-планов на уровне компаний, осуществляющих деятельность в топливно-энергетической отрасли.

Консенсус-прогноз изменения добычи газа в России

Согласно прогнозу Минэкономразвития-2036 «рост добычи газа (до 897,3 млрд. куб. м. в 2030 году и до 912,3 млрд. куб. м. в 2036 году) будет обеспечиваться более активным освоением месторождений ПАО «Газпром», а также увеличением добычи независимыми производителями газа в условиях их недискриминационного доступа к Единой газотранспортной системе. При этом спрос на внутреннем рынке газа не претерпит сильных колебаний и к 2036 году составит 510,9 млрд. куб. м. (505,2 млрд. куб. м. в 2030 г.), а сохранение спроса на внешнем рынке позволит обеспечить экспорт газа на уровне 414,1 млрд. куб. метров (402,5 млрд. куб. м. в 2030 году)»

Динамика добычи газа согласно прогнозу Минэкономразвития-2036 представлена в таблице 45:

Таблица 45 - Динамика добычи газа в % к соотв. периоду предыдущего года

	2018	2019-2024	2025-2030	2031-2036	итого
Добыча газа	2,5	1,1	2,9	0,3	28,7

Источник: прогноз Минэкономразвития-2036

Энергостратегией-2035 предусмотрено поддержание добычи газа в период до 2024 года в диапазоне 795–820 млрд м3, а в период до 2035 года – в диапазоне 850–924 млрд м3 (таблица 46).

Таблица 46 - Показатели решения задач нефтяной отрасли согласно Энергостратегии-2035: добыча газа

	2019 факт	2024	2035
Добыча газа	738	795-820	850-924

Источник: Энергостратегия-2035.

Прогноз ИНЭИ РАН и Сколково 2019 предусматривает следующие показатели добычи газа в России (таблица 47):

**Таблица 47 - Прогноз добычи газа согласно прогнозу
ИНЭИ РАН и Сколково**

	2020	2040 консервативный	2040 инновационный	2040 энергопереход
Добыча нефти, млн тонн	699	854	900	833

По оценке автора газомоторное топливо в ближайшем будущем начнет обеспечивать возрастающий спрос, прежде всего, в труднодоступных регионах добычи газа, где нет региональных центров производства моторного топлива.

В данной главе автором консолидированы данные прогнозов добычи газа, обобщенные данные представлены на рисунке 49:

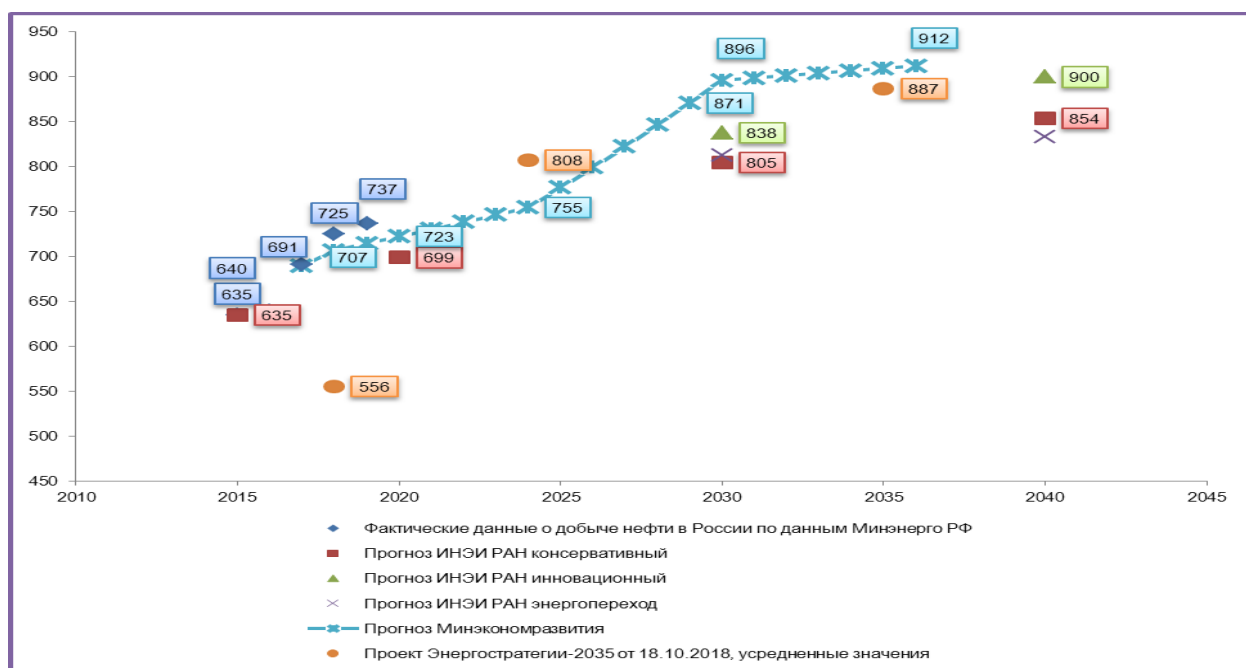


Рисунок 49 - Консенсус-прогноз добычи газа в России на период до 2040 года

Источник: Прогноз Минэкономразвития-2036, Проект Энергостратегии-2035, Прогноз ИНЭИ-РАН-2040, анализ автора

Таким образом, по оценке разработчиков российских прогнозов добыча газа будет неуклонно расти к 2035–2040 годам и будет находиться в диапазоне 833–912 млрд м куб в год.

Консенсус-прогноз изменения объемов нефтепереработки и производства моторного топлива

В Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года предусмотрено продолжение динамики замещения «темных» нефтепродуктов «светлыми» и, как следствие, увеличение глубины переработки нефтяного сырья. С учетом предусмотренных в соглашениях с нефтяными компаниями сроков модернизации нефтеперерабатывающих заводов, направленной на увеличение глубины переработки нефти, к 2036 году объем нефтяного сырья, направленного на первичную переработку, ожидается на уровне 291,8 млн тонн.

При этом в среднесрочной перспективе предусмотрен ввод ряда новых мощностей по первичной переработке нефти на отечественных НПЗ, а также продолжится закрытие ряда небольших неэффективных нефтеперерабатывающих предприятий с низкой глубиной переработки, производство нефтепродуктов на которых не отвечает установленным требованиям в техническом регламенте к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту.

Прогноз Минэкономразвития-2036 предусматривает рост объема первичной переработки нефтяного сырья к 2036 году на 1,7% к 2017 году, производство автобензина должно возрасти на 43%, дизельного топлива – на 52% (таблица 48).

Таблица 48 - Динамика первичной переработки нефтяного сырья в % к соответствующему периоду предыдущего года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036

	2018	2019-2024	2025-2030	2031-2036	итого
Первичная переработка нефтяного сырья	0,9	0,3	0,0	0,0	1,7
Производство автомобильного бензина	3,3	3,4	1,1	1,6	43,0
Производство дизельного топлива	2,6	2,4	2,2	2,6	52,0

Источник: Минэкономразвития-2036

Таким образом, с использованием процентных значений Прогноза Минэкономразвития-2036 производство дизельного топлива в России должно возрасти до 120 млн тонн, а бензина до 58,1 млн тонн (рисунок 50).

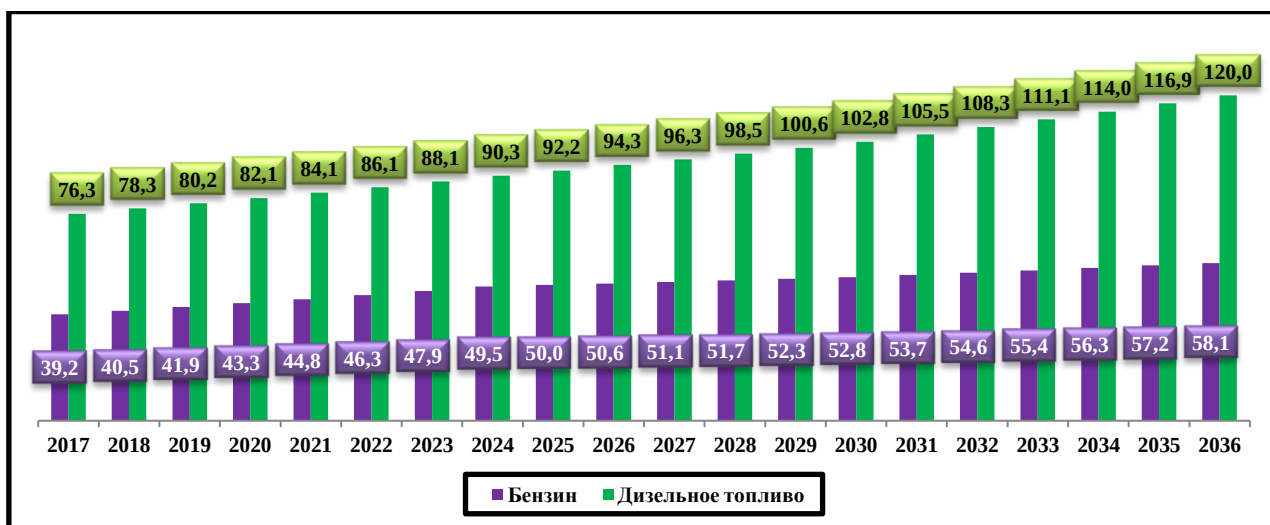


Рисунок 50 - Расчетные значения производства бензина и дизельного топлива в России на период до 2036 года

Источник: Прогноз Минэкономразвития-2036, анализ автора.

Целевые показатели нефтепереработки на период до 2035–2040 годов Энергостратегией-2035 и прогнозом ИНЭИ РАН не предусмотрены.

По мнению автора, оценка реализации прогноза настолько значимого роста объема производства моторного топлива в России невозможна без оценки перспективного потребления.

По данным на 01.01.2023 год 45% производимого в России дизельного топлива и 18% бензина было направлено на экспорт, а внутренние потребности полностью покрывались собственной продукцией.

Курс на «дизелизацию» был выбран многими российскими компаниями-собственниками НПЗ в рамках программы модернизации НПЗ.

Но в 2015 году грянул экологический скандал, известный как Dieselgate, в ходе которого выяснилось, что автоконцерн «Фольксваген» занижал выбросы своих дизельных автомобилей. В результате мощнейшей информационной атаки популярность автомобилей на дизельном топливе начала стремительно снижаться.

Многие автогиганты сокращают производство автомобилей, работающих на дизельном топливе.

Таким образом, на фоне роста емкости рынка электромобилей в мире, реализации программы декарбонизации и снижения выбросов CO₂ потребности в таком приросте производства моторного топлива, как это представлено на рисунке 50, требуют синхронизации с программой инвентаризации предприятий и оценкой мирового спроса на топливо углеводородного происхождения.

Консенсус-прогноз изменения объемов производства сжиженного природного газа (СПГ) в России

Согласно базовому варианту Прогноза Минэкономразвития-2036 (рисунок 51) за период с 2017 по 2036 год экспорт сжиженного природного газа вырастет на 57,2 млн. тонн (с 11,5 до 68,8 млн тонн), консервативному варианту экспорт сжиженного природного газа вырастет на 52,1 млн тонн (с 11,5 до 63,6 млн тонн).

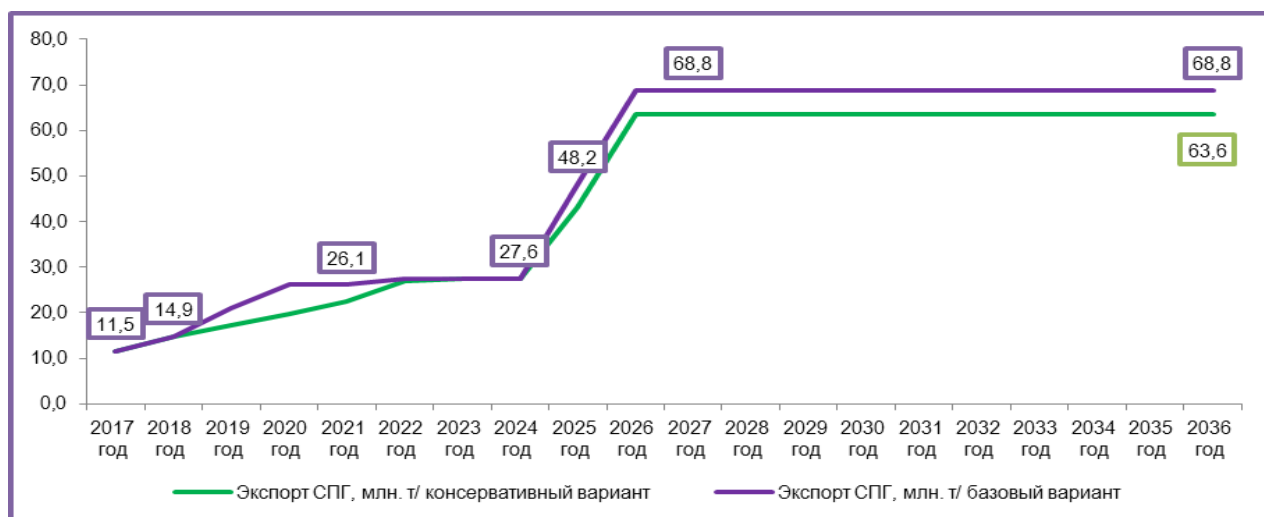


Рисунок 51 - Прогноз экспорта СПГ из России на период до 2036 года согласно Прогнозу Минэкономразвития-2036

Источник: Прогноз Минэкономразвития-2036, составлено автором.

В Проекте Энергостратегии-2035 сказано, что ключевую роль в процессе формирования мирового (глобального) рынка газа будет играть развитие производства и поставок СПГ. Доля СПГ в международной торговле газом существенно вырастет. Также предусмотрен комплекс мер,

обеспечивающих модернизацию и строительство вспомогательной инфраструктуры (портовой, транспортной, электроэнергетической и др.) на принципах государственно-частного партнерства; создание в Арктической зоне Российской Федерации специализированных центров (хабов) по перевалке, хранению и торговле СПГ, реализация проектов строительства терминалов на Камчатке и в Мурманске; развитие производства малотоннажного СПГ и формирование на его основе внутреннего рынка СПГ как инструмента обеспечения энергетической безопасности.

Согласно Энергостратегии-2035 прогнозом на 2024 год предусмотрено производство СПГ в объеме 46–65 млн тонн, в 2035 году - 70–82 млн тонн (таблица 49).

Таблица 49 - Показатели решения задач газовой отрасли согласно Энергостратегии-2035

	2018 факт	2024	2035
Производство СПГ, млн.тонн	18,9	46-65	70-82

Источник: Энергостратегия-2035

Согласно Прогнозу ИНЭИ-РАН-2040 точные экспортные показатели по СПГ не представлены, однако в описании указано, что «потенциал наращивания поставок российского газа в СНГ во многом будет связан с ситуацией на Украине и решениями по энергообеспечению страны после окончания срока эксплуатации действующих АЭС».

Консенсус-прогноз изменения производства электроэнергии в России

Согласно проекту Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов доля ВИЭ в энергобалансе страны составит 4% к 2050 году, а основную долю по-прежнему будут составлять теплоэлектростанции - 57%, предполагался рост производства электроэнергии атомными электростанциями на 21% (таблица 50).

Таблица 50 - Прогноз изменения производства электроэнергии до 2050 года.

Показатели	2017	2020	2030	2050	+/- в % 2050/2017	доля в 2050 году в общем энергобала нсе
Производство электро- энергии, млрд квт час	1094	1083	1300	1240	+15%	100%
ТЭС	703	652	839	706	+8%	57%
АЭС	203	216	225	260	+21%	21%
ГЭС	187	214	211	219	+2%	18%
ВИЭ	1	1	25	55	рост в 55 раз	4%

Источник: Данные за 2017, 2030, 2050 годы согласно проекту Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов, анализ автора

Консенсус-прогноз выбросов парниковых газов в России

Новый вариант стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов¹⁴⁰, разработанный Минэкономразвития, предполагает два сценария: инерционный и целевой (интенсивный), который и предлагается как основной.

В первоначальном проекте в базовом сценарии предполагался рост выбросов парниковых газов с 1578 млн т CO₂ в 2017 году до 2077 млн т CO₂ в 2030 году и 1993 млн т CO₂ в 2050 году, то есть предусматривался рост выбросов в промышленности, сельском хозяйстве и отходах, а доля энергетики в общих выбросах страны занимает самую высокую долю – 80% (таблица 51).

Таблица 51 - Прогноз выбросов парниковых газов в России до 2050 года

Показатели	2017	2030	2050	+/- в % 2050/2017	доля в 2050 году
Объем выбросов парниковых газов, млн т CO ₂	1578	2077	1993	+26%	100%
энергетика	1699	1822	1594	-6%	80%
промышленность	233	246	263	+13%	13%
сельское хозяйство	128	144	159	+24%	8%
землепользование и лесное хозяйство	-577	-246	-132	-87%	-7%
отходы	95	111	109	+15%	5%

¹⁴⁰ Проект стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf (дата обращения 09.10.2021)

Источник: Данные за 2017, 2030, 2050 годы согласно проекту Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов, анализ автора

В окончательной редакции Стратегии¹⁴¹ исключены детализированные расчеты по секторам и представлены показатели массы выбросов и поглощений парниковых газов (таблица 52):

Таблица 52 - Показатели массы выбросов и поглощений парниковых газов, в млн тонн эквивалента углекислого газа

Показатели	2019 год	2030 год	2050 год	+/- в % 2050 к 2019
Инерционный сценарий				
Выбросы парниковых газов	2119	2253	2521	+19%
Поглощения	-535	-535	-535	
Нетто-выбросы	1584	1718	1986	+25%
Целевой (интенсивный) сценарий				
Выбросы парниковых газов	2119	2212	1830	-14%
Поглощения	-535	-539	-1200	
Нетто-выбросы	1584	1673	630	-60%

Источник: Данные за 2019, 2030, 2050 годы согласно Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов, анализ автора

Следует отметить, что Стратегия России, как и Китая, предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году. По мнению автора, такое отставание от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.

При этом российской стратегией предусмотрен по инерционному сценарию рост выбросов парниковых газов на +19% к 2050 году, по целевому сценарию – сокращение на -14% к 2050 году по сравнению с уровнем 2019 года.

Преимуществом прогнозов российских государственных органов является видение необходимости действий для встраивания в мировую

¹⁴¹ Стратегия социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс].

URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtlpyzWfHaiUa.pdf>

(дата обращения 25.01.2022)

систему достижения углеродной нейтральности, недостатком – использование устаревшей ретроспективной статистики, несоответствие данных между государственными организациями – разработчиками прогнозов и отсутствие периодических обновлений и корректировок.

6.3. Анализ прогноза Международного энергетического агентства (IEA)

Прогноз Международного энергетического агентства World Energy Outlook 2020 (Outlook)¹⁴² основывается на предположении, что пандемия будет взята под контроль в 2021 году (примечание автора: пандемия коронавируса в 2021 году продолжает распространение).

«В этом сценарии мировой ВВП вернется к докризисным уровням в 2021 году, а мировой спрос на энергию в начале 2023 года, но результаты резко различаются в зависимости от топлива. Возобновляемые источники энергии удовлетворяют 90% сильного роста мирового спроса на электроэнергию в течение следующих двух десятилетий, что обусловлено продолжающимся высоким уровнем внедрения солнечных фотоэлектрических установок, но глобальное использование угля никогда не вернется к предыдущим уровням» (примечание автора: экспорт российского угля возрос за 8 месяцев 2021 года на 7% несмотря на полемику о снижении углеродного следа и отказа от угольной генерации).

«К 2040 году доля угля в мировом спросе на энергию впервые в современной энергетической истории опустится ниже 20%» - представлено в отчете.

В отчете МЭА также указано, что несколько стран: Норвегия, Дания, Новая Зеландия, Швеция, Венгрия, Франция, Великобритания, Германия установили целевые показатели по достижению чистого нуля выбросов к 2050 году. Эти цели включены и достигнуты в Сценарий устойчивого развития

¹⁴² Выписка из отчета «Обзор и основные выводы» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020/overview-and-key-findings> (дата обращения 27.09.2021)

(SDS), но все большее внимание уделяется тому, что будет означать для энергетического сектора во всем мире достижение чистого нуля выбросов к 2050 году. Это рассматривается в новом случае в Прогнозе, называемом Чистые нулевые выбросы к 2050 году (NZE2050).

Согласно отчету МЭА «возобновляемые источники электроэнергии были устойчивы во время кризиса Covid-19 и настроены на сильный рост, увеличившись на две трети с 2020 по 2030 год. Возобновляемые источники энергии обеспечивают 80% роста мирового спроса на электроэнергию в течение следующего десятилетия и к 2025 году превзойдут уголь в качестве основного средства производства электроэнергии. К 2030 году гидроэнергетика, ветер, солнечные фотоэлектрические, биоэнергетические, геотермальные, концентрирующие солнечную и морскую энергию обеспечивают почти 40% электроснабжения» (примечание автора: в одном абзаце сразу три неопределенности: «увеличение ВИЭ в мире на две трети» (+ 66%), далее «ВИЭ обеспечивают 80% роста мирового спроса на электроэнергию», далее «ВИЭ обеспечивают 40% электроснабжения» без указания фактических и целевых значений).

Отчетом МЭА также предусмотрено, что «достижение нулевых нетто-выбросов в мировом масштабе к 2050 году, как это предусматривается в варианте «Нулевые нетто-выбросы к 2050 году», потребует ряда значительных дополнительных действий в течение следующих десяти лет. Чтобы сократить выбросы примерно на 40% к 2030 году, необходимо, например, чтобы мощности с низким уровнем выбросов обеспечивали около 75% мирового производства электроэнергии в 2030 году (по сравнению с менее чем 40% в 2019 году) и чтобы более 50% продаваемых во всем мире легковых автомобилей в 2030 году были бы электрическими (по сравнению с 2,5% в 2019 году). Электрификация, значительный рост эффективности энергетики и изменения в поведении людей играют свою роль, равно как и ускорение

инноваций в широком спектре технологий: от водородных электролизеров до небольших модульных ядерных реакторов.

В то время, когда Covid-19 создает чрезвычайную неопределенность, правительства обладают уникальными возможностями действовать и направлять действия других. Они могут стать лидерами, обеспечивая стратегическое видение, стимулируя инновации, создавая стимулы для потребителей, предоставляя политические сигналы и государственные финансы, которые стимулируют действия частных компаний, а также поддерживая те группы населения, на доходы которых могут негативно повлиять быстрые изменения в этой области. Они несут ответственность за предотвращение непредвиденных последствий для надежности или доступности поставок энергии...»

По сценарию МЭА «заявленной политики» к 2050 году спрос на нефть, газ, ядерную энергию возрастет по сравнению с 2020 годом, по сценарию «Чистые нулевые выбросы» – снизится.

Как представлено в таблице 53, прогнозные параметры МЭА учитывают разные временные границы, избирательно включает исторические данные за истекший 2020 год и целевые значения по прогнозам, используются разные единицы измерения, что создает сложности при формировании консенсус-прогноза мировой энергетики с учетом аналитических данных МЭА.

Преимуществом прогноза МЭА является общее видение действий, необходимых странам мира для достижения углеродной нейтральности, недостатком – выборочное раскрытие информации, отсутствие системности представляемых данных, корреспондирующих между собой, которые возможно было бы без дополнительных допущений в абсолютном значении применить при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.

Таблица 53. Параметры сценариев МЭА развития энергетики до 2030 года.

Показатели	2019 год	2020 год	Stated Policies Scenario/ Сценарий заявленно й политики	Sustainable Development Scenario/ Сценарий устойчивог о развития	Net Zero Emissions by 2050 case/ Чистые нулевые выбросы к 2050 году (NZE2050).	Delayed Recovery Scenario/ Сценарий отложенног о восстановл ения
Среднегодовой рост ВВП по сценарию, 2019-2030 годы	3,6%		3,0%			2,2%
Рост мирового спроса на первичную энергию по сценарию, 2019-2030 годы			+10%			+5%
Выбросы CO ₂ 2010-2030		0,1	0,08		0,06	
Доля электромобилей	2,5%				50%	
Изменение спроса на энергоносители с 2019 по 2030 год, МТОЕ						
ВИЭ			+864	+1514	+1926	
Природный газ			+475		-309	
Ядерная энергия			+76	+168	+251	
Нефть	99 млн барр/сутки		+249	-562	-1537	
Биомасса			-44	-588	-588	
Уголь	5400		-271	-1531	-2226	
Изменение глобального производства электроэнергии по источникам в сценарии заявленной политики, 2019-2040 годы, тераватт-часов						
Солнечная энергия			+4813			
Природный газ			+2070			
Ветроэнергетика			+4019			
Ядерная энергия			+650			
Гидроэнергетика			+1614			
Биоэнергия			+784			
Уголь			-864			

Источник: МЭА, составлено автором.

6.4. Анализ прогноза управления энергетической информации США (EIA)

Прогнозом АЕО2021¹⁴³, представляемым Управлением энергетической информации США (EIA) перспектив энергетики страны до 2050 года предусматривается следующее:

- «Возврат к уровням энергопотребления в США в 2019 году займет годы; выбросы углекислого газа, связанные с энергетикой, еще больше снизятся, прежде чем выровняться или увеличиться.
- Потребление энергии сократилось быстрее, чем валовой внутренний продукт в 2020 году, и темпы, с которыми они вернутся к уровням 2019 года, остаются неопределенными.
- Нефть останется наиболее потребляемым топливом в Соединенных Штатах, поскольку выбросы углекислого газа, связанные с энергетикой, снижаются до 2035 года, а затем *увеличиваются в последующие годы*.
- Стимулы к возобновляемым источникам энергии и снижение затрат на технологии поддерживают сильную конкуренцию с природным газом, поскольку доля угля и атомной энергии в структуре производства электроэнергии снижается.
- Спрос на электроэнергию растет умеренными темпами в течение всего прогнозируемого периода.
- По мере вывода из эксплуатации угольных и атомных генерирующих мощностей новые мощности в основном создаются за счет природного газа и возобновляемых технологий.
- Производство возобновляемой электроэнергии растет более быстрыми темпами».

¹⁴³ Годовой энергетический прогноз на 2021 год, [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (дата обращения 05.10.2021)

Основные выводы прогноза АЕО2021 также заключаются в следующем: «В условиях неопределенности Соединенные Штаты продолжают оставаться важным мировым поставщиком сырой нефти и природного газа.

Цена на нефть является основной движущей силой прогнозируемой буровой деятельности и темпах добычи нефти в США. Таким образом, учитывая текущий экономический спад, ЕИА ожидает, что снижение цен в краткосрочной и среднесрочной перспективе приведет к снижению темпов добычи нефти в США...» (комментарий автора: прогноз оторван от реалий -за 8 месяцев 2021 года биржевая цена на нефть марки WTI возросла на 67%, с уровня 38,2 до 64,0 \$/баррель).

ЕИА прогнозирует, что потребление природного газа также будет продолжать расти, что обусловлено ожиданиями того, что цены на природный газ останутся низкими по сравнению с историческими уровнями. В базовом сценарии промышленный сектор станет крупнейшим потребителем природного газа, начиная с начала 2020-х годов. Этот сектор расширит использование природного газа в качестве сырья для химической промышленности, а также для промышленного производства тепла и электроэнергии.

Использование угля до 2050 года будет сокращаться с выводом из эксплуатации угольных электростанций в Соединенных Штатах. В 2020 году все виды выработки энергии, включая уголь, наблюдался спад в потреблении электроэнергии из-за COVID-19 мер, однако снижение спроса на уголь для производства электроэнергии повлияло то, что среднегодовая цена природного газа опустилась до самого низкого уровня за более чем 20 лет.

Изменения в топливной смеси снижают выбросы в эталонном случае до 2035 года. Изменения выбросов двуокиси углерода (CO₂) в базовом случае отражают изменение потребления топлива: выбросы уменьшаются с 2023 по 2035 год в результате перехода от угля к использованию природного газа и возобновляемых источников энергии. После 2035 года выбросы в США

начнут расти, отражая общее увеличение потребления энергии в результате увеличения численности населения и экономического роста.

Эта тенденция сохраняется во всех сценариях АЕО2021. Сценарий Economic Growth предусматривает, что в случае экономического роста наблюдается наибольшее увеличение выбросов, а в случае низкого экономического роста - наименьшее. Снижение как энергоемкости (потребление энергии на валовой внутренний продукт), так и углеродоемкости (CO₂ на потребление энергии) уменьшает последствия экономического роста.

В случае высокого экономического роста выбросы CO₂, связанные с энергетикой, остаются ниже пикового уровня 2007 года в 6 миллиардов метрических тонн до 2050 года.

Установка фотоэлектрических (фотоэлектрических) систем на крышах, в первую очередь в жилых и коммерческих зданиях, и комбинированных теплоэнергетических систем в промышленных и некоторых коммерческих приложениях, составит более 7% от общего объема производства электроэнергии к 2050 году.

Наибольший потенциал для увеличения спроса на электроэнергию имеется в транспортном секторе, спрос на электроэнергию в этом секторе остается менее чем на 3% от общего спроса на электроэнергию в течение всего прогнозируемого периода. По прогнозам, действующие законы и нормативные акты не приведут к значительному росту рынка, несмотря на продолжающееся совершенствование электромобилей (электромобилей) за счет эволюционного развития рынка.

Как продажи, так и использование транспортных средств (пройденные мили) должны будут существенно увеличиться для электромобилей для повышения темпов роста спроса на электроэнергию более чем на долю процентного пункта в год.

Хотя капитальные затраты как на ветроэнергетику, так и на солнечную энергетику продолжают снижаться в течение всего прогнозируемого периода

без дополнительного политического вмешательства, ветроэнергетика не так конкурентоспособна по цене, как солнечная энергия.

Вывод из эксплуатации угольных энергоблоков в основном произойдет к 2025 году, после вступления в силу закона о доступной чистой энергии (ACE/84 FR 32520) более эффективные угольные установки продолжат работать в течение всего периода прогнозирования. Низкие цены на природный газ в первые годы прогнозируемого периода также поспособствуют выводу из эксплуатации угольных и атомных электростанций, поскольку как угольные, так и ядерные генераторы в эти годы менее прибыльны, так как производство природного газа, как правило, устанавливает цены на электроэнергию на оптовых рынках электроэнергии».

В прогнозе упоминаются два сценария, однако конкретные значения представлены в прогнозе только по базовому сценарию, количество конечных показателей ограничено (таблица 54).

Таблица 54 - Параметры прогноза Управления энергетической информации США (EIA) развития энергетики до 2050 года.

2050 год Reference case/ Базовый сценарий	
Цена на газ	до 3,5 \$ за MMBtu.
Экономический рост в США	2,1% в год
Совокупный прирост мощности за счет ВИЭ	60%
Совокупный прирост мощности за счет традиционных энергоресурсов	40%
Спрос на электроэнергию на автотранспорте	3% от общего спроса на электроэнергию

Источник: EIA

Проанализировав прогноз Управления энергетической информации США (EIA), автором выявлены противоречия между прогнозными параметрами и программой Администрации президента США Джо Байдена¹⁴⁴ по сокращению выбросов парниковых газов за счет 100-процентного перехода к 2035 году на чистую электроэнергию в рамках энергетического сектора (на

¹⁴⁴ Байден: нужно действовать решительно, чтобы перевести Америку на чистую энергию, [Электронный ресурс]. URL: <https://www.golosameriki.com/a/biden-clean-energy/6252073.html> (дата обращения 05.10.2021)

который приходится 80% выбросов в США) и достижения чистых нулевых выбросов в масштабах всей экономики не позднее 2050 года.

При этом прогнозом Управления энергетической информации США (EIA) предусматривается, что «потребление природного газа будет продолжать расти», «нефть останется наиболее потребляемым топливом в Соединенных Штатах, поскольку выбросы углекислого газа, связанные с энергетикой, снижаются до 2035 года, а затем увеличиваются в последующие годы», «более эффективные угольные установки продолжают работать в течение всего периода прогнозирования».

По мнению автора, отсутствие в прогнозе Управления энергетической информации США консолидированных данных по мировому энергетическому рынку, отсутствие соответствия прогноза программам Администрации президента США по сокращению выбросов парниковых газов за счет 100-процентного перехода к 2035 году на чистую электроэнергию, лоббирование использования углеводородов в перспективе, минимальное количество анализируемых показателей и предпосылок, создает неопределенности в части возможности использования указанного прогноза для формирования консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.

6.5. Анализ прогноза BP Energy Outlook

Прогнозом BP Energy Outlook¹⁴⁵ предусматривается три сценария:

- Сценарий быстрого перехода (Rapid) предполагает значительный рост цен на углеводороды и снижение выбросов углерода в результате использования энергии к 2050 году ориентировочно на 70%, что приведет к росту температуры на Земле к 2100 году на 2 градуса Цельсия выше доиндустриального уровня.

¹⁴⁵ BP Energy Outlook 2020, [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf> (дата обращения 05.10.2021)

- Сценарий чистого нуля (Net Zero) предполагает, что меры политики воплощенные в Rapid, усилены значительными сдвигами в общественном поведении, которые в дальнейшем ускорят сокращение выбросов углерода от снижения энергопотребления более чем на 95% к 2050 г., что в целом соответствует предельному повышению температуры на Земле до 1,5 градуса Цельсия.
- Текущий базовый сценарий (Business-as-usual Scenario - BAU) предполагает, что правительства, политики, технологии и социальные предпочтения продолжают развиваться текущими темпами, пик выбросов углерода будет зафиксирован в середине 2020-х гг., а сокращение выбросов углерода от потребления энергии к 2050 г. будет на 10% ниже уровня 2018 года.

При этом спрос на первичную энергию увеличивается:

- примерно на + 10% в сценарии Rapid и Net Zero
- примерно на + 25% в сценарии BAU.

Перспективы нефтепереработки неутешительны, отражая воздействие Covid-19 в ближайшей перспективе, в сочетании со снижением спроса на жидкое топливо и усиление конкуренции со стороны альтернативной энергетики.

Производительность НПЗ в сценариях Rapid и BAU значительно ниже в ближайшая перспектива в результате Covid-19 снижение спроса на моторное топливо, особенно в транспортном секторе.

Что касается общего спроса на жидкое топливо, нефтеперерабатывающая отрасль по сценарию Rapid никогда «полностью не выздоровеет от болезни до коронавируса», так как спрос на топливо углеводородного происхождения будет все менее востребовано, уровень потерь может составить - 45 млн баррелей в сутки к 2050 году.

По сценарию BAU, объемы нефтепереработки восстановятся близко к уровням до COVID-19 в течение следующих нескольких лет и оставаясь около

этих уровней до начала 2030-х годов, затем к 2050 году постепенно снижается на -10 млн баррелей в сутки от уровня 2018 года.

Согласно прогнозу ВР¹⁴⁶, «в последнее время анонсированы планы построить около 9 млн баррелей в сутки новых перерабатывающих мощностей, возникают избыточные мощности переработки, которые могут быть даже больше, если развивающиеся экономики например, в Индии и Африке ограничат зависимости от импорта готовой продукции.

Избыточные перерабатывающие мощности, которые предусмотрены в сценариях ВАU и Rapid, приведут к усилению конкуренции и возможному отключению наименее конкурентоспособных НПЗ, в частности, в развитых странах - Европе, Азии ОЭСР и части Северной Америки – где происходит падение внутреннего спроса и экспортная ориентированность нефтеперерабатывающих заводов на высоко конкурентом рынке.

Избыток мощностей нефтепереработки: по сценарию Rapid - 50 млн баррелей в сутки к 2050 году. Устойчивость сохраняют НПЗ, имеющие доступ к выгодному сырью, высокий уровень модернизации, интеграции с нефтехимией, господдержка.

Уже в ближайшем десятилетии энергетические рынки претерпят значительные изменения, переход к возобновляемым и источникам и другим видам энергии с нулевым или низким содержанием углерода, нивелируя значимость нефти и газа.

Энергетический баланс станет более разнообразный, более управляемый выбором потребителя, и все менее связанный с доступностью ресурсов.

Использование угля в промышленности падает резко во всех трех сценариях. Прекращение использования угля в промышленность гораздо более выражено в Rapid и Net Zero, где он почти полностью исключен в обоих

¹⁴⁶ BP Energy Outlook 2020, [Электронный ресурс]. URL:<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf> (дата обращения 05.10.2021)

сценариях к 2050 году и заменен на увеличивающуюся долю электроэнергии, биомассы и водорода.

Спрос на промышленную энергию в сценариях Rapid и Net Zero не предполагает значительных скачков за счет повышения эффективности в промышленных процессах и цикличности повторного использования и переработки таких материалов, как сталь, алюминий, пластмассы. промышленный сектор падает примерно на

Падение потребления энергии в промышленном секторе на 15% к 2050 году в сценарии Rapid и на 25% в Net Zero компенсируется за счет увеличения использования электроэнергии для производства водорода, особенно в Net.

Промышленный спрос на энергию в сценарии BAU увеличивается примерно на 15% (0,5% в год) к 2050 году за счет растущего использования газа и электроэнергии.

Смена источников энергии с низким содержанием углерода наиболее ярко выражен в сценарии Net Zero.

Спрос на пассажирский и личный транспорт увеличивается во всех трех сценариях, рост конечной энергии для заправки увеличенного парка легковых автомобилей, грузовиков и самолетов компенсируется энергоэффективностью транспорта. Моторное топливо углеводородного происхождения замещается электричеством и водородом. Переход к электричеству и водороду наиболее выражен в Rapid и Net Zero, где в целом первичная энергия увеличивается примерно на 25% и 35% соответственно к 2050 году, в сценарии BAU увеличивается почти на 25% с преобладающей долей использования нефтепродуктов.

Использование нефти на транспорте достигает пика в середине-конце 2020-х годов во всех трех сценариях BP.

Доля нефти в общем потреблении падает с более чем на 90% в BAU, на 40% в Rapid и на 20% в Net Zero. Все более широкое распространение получают электричество, водород, биотопливо и газ. Доля электроэнергии в

конечном использовании энергии на транспорте увеличивается до 30–40% к 2050 году в Rapid and Net Zero. Увеличивается доля роботакси (беспилотников), работающих на электричестве.

Биотопливо играет важную роль в декарбонизация авиационного сектора, так как ни батареи, ни водород не способны обеспечить необходимые для авиации параметры.

Доля биотоплива для авиации увеличивается с менее чем 1% в 2018 году примерно до 30% к 2050 году в Rapid и почти 60% в Net Zero.

Согласно прогнозу ВР, в отличие от авиации, топливный баланс в секторе судоходства может диверсифицироваться и использовать водород, СПГ и биотопливо. В Rapid и Net Zero, не ископаемое топливо составляет 40% и 85% топлива для морского транспорта на 2050 г. соответственно, более чем половина этого приходится на водород.

И наоборот, по ВАУ, морской спрос на нефть незначительно увеличивается на 2050 г., с увеличением доли СПГ на 15% и на не ископаемое на 1%.

Рост мирового спроса на энергию во всех трех сценариях происходит полностью за счет стран с развивающейся экономикой, потребление энергии в развитых странах будет падать за счет повышения энергоэффективности.

Таким образом, сценарий чистого нуля (Net Zero) может оказаться основополагающим при определении стратегии развития компаний нефтегазового сектора, не достижение компанией нулевых выбросов углекислого газа означает невозможность участия в перспективе в международной деятельности и потерю экспортных рынков.

При этом ВР считает, что отчет Energy Outlook представляет сценарии, которые не являются прогнозами.

При этом по факту спрос на нефть возрос с уровня 100,1 в 2021 году до уровня 101,4 млн баррелей в сутки в 2022 году.

В таблице 55 автором консолидированы параметры прогноза ВР:

Таблица 55 - Параметры сценариев ВР развития энергетики до 2050 года.

	Rapid хода	Net Zero чистого нуля	BAU -o)
Цены на нефть и газ	Рост цен		
Снижение выбросов углерода	- 70%	-95%	-10%
Стоимость парниковых выбросов	150–250 \$/тонну	150–250 \$/тонну	40–60 \$/тонну
Изменение температуры на Земле	+2 градуса Цельсия	+1,5 градуса Цельсия	
Спрос на первичную энергию	+10%	+10%	+25%
Возобновляемая энергия - включая ветер, солнечная, геотермальная и биоэнергетика, но без учета гидроэнергетики	Увеличение доли на 40%	Увеличение доли на 60%	
Спрос на нефть	- 45 млн баррелей в сутки	- 30 млн баррелей в сутки	-10 млн баррелей в сутки
Спрос на нефть	Снижение на 50%	Снижение на 80%	Незначительное снижение
Потребление природного газа	Сохранение уровня 2018 года	Снижение на 40%	Рост на 35%
Доля нефти в общем потреблении энергии (снижение в 2050 к 2018 году)	-40%	-20%	
Избыток мощностей нефтепереработки	50 млн баррелей в сутки		
Спрос на несжигаемое топливо	+ 0,5% в год	-25% от уровня 2018 года	+ 1,1% в год
Инвестиции в области разведки нефти и газа		Снижение на 4,3% в год для нефти на 4,8% в год для газа	
Использование нефти при производстве пластмасс	6 млн баррелей в сутки	2 млн баррелей в сутки	3 млн баррелей в сутки
Потребление угля	Падение на 80% (заменен на увеличивающуюся долю электроэнергии, биомассы и водорода)	Падение на 80% (заменен на увеличивающуюся долю электроэнергии, биомассы и водорода)	
Спрос на энергию в промышленном секторе	-15%	-25% компенсируется за счет увеличения использования электроэнергии для производства водорода	+15% за счет растущего использования газа и электроэнергии.
Спрос на энергию зданиями и сооружениями	+0,2% в год	+0,1% в год	+1% в год
Спрос на газ в зданиях	-50%	-90%	
Спрос на первичную энергию в транспорте	+25%	+35%	+25%
Доля электротранспорта к 2050 году	80-85%	70-80%	35%
Доля роботакси (беспилотников), работающих на электричестве к 2035 году	40%	40%	20%
Доля биотоплива для авиации	+30%	+60%	Не меняется
Использование водорода, СПГ и биотоплива в морском транспорте	40%	85%	15% СПГ 1% водород и биотопливо

Источник: ВР, консолидация и анализ автора.

Преимуществом прогноза ВР является представление будущего мировой энергетики по трем сценариям развития, глобальность подходов, детализированная обработка данных, представление исторических данных по странам и источникам энергии, что безусловно является прогрессивным фактором.

Недостатком прогноза ВР является отсутствие системности в представлении аналитических данных: в некоторых сегментах, наиболее

интересных для изучения выбранных моделей распределения рядов, дается сокращенное видение.

Кроме того, Energy Outlook полностью соответствует зеленой стратегии развития ВР, и, более того, сценарии, основанные на развитии сегментов альтернативной энергетики, могут позволить ВР развивать новое направление по консультированию и формированию стратегий для других компаний.

Однако из всех представленных в Исследовании прогнозов, работа ВР может являться наиболее прогрессивной при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.

6.6. Анализ прогноза ОПЕК World Oil Outlook-2045

Согласно прогнозу ОПЕК World Oil Outlook-2045¹⁴⁷ «мировой спрос на энергию увеличится с 275,4 млн баррелей в сутки в 2020 году до 352 млн баррелей в сутки к 2045 году.

Ожидается, что спрос на первичную энергию стран, не входящих в ОЭСР, составит более 70% мирового спроса на первичную энергию в долгосрочной перспективе, увеличившись со 174 миллионов баррелей нефтяного эквивалента в день в 2020 году до 252 нефтяного эквивалента в день в 2045 году. Этот рост в основном объясняется увеличением численности населения и ростом экономики в Азии, Африке и на Ближнем Востоке.

В регионе ОЭСР спрос на энергию в долгосрочной перспективе будет снижаться. Это подчеркивает дальнейший отрыв от экономического роста из-за структурных изменений и политического толчка, который продолжает уделять все большее внимание энергоэффективности и внедрению низкоуглеродных энергетических технологий. После частичного восстановления после последствий пандемии COVID-19 спрос на энергию в регионе достигнет пика в среднесрочной перспективе, а затем снизится примерно до 102 млн

¹⁴⁷ <https://woo.opec.org/chapter.php?chapterNr=206>

баррелей в сутки к 2045 году, достигнув уровня, аналогичного уровню, наблюдаемому в 2020 году.

По прогнозу ОПЕК, нефть останется топливом с наибольшей долей в мировом энергобалансе до 2045 года.

Другие возобновляемые источники энергии и природный газ, по прогнозам, внесут наибольший вклад в увеличение спроса на энергию в будущем.

Более жесткая политика направлена на сокращение спроса на уголь почти на 12 млн баррелей в сутки в течение прогнозируемого периода.

Параметры сценария ОПЕК развития энергетики до 2045 года представлены в таблице 56:

Таблица 56 - Параметры сценария ОПЕК развития энергетики до 2045 года.

Наименование топлива	Уровни спроса, mbot/d/ млн баррелей нефтяного эквивалента в день						+/- в 2045 к 2020 году, mbot/d	+/- в % 2045 к 2020 году	Доля топлива в общем балансе (%)	
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Нефть	82,5	94,5	97,3	98,6	98,9	99,0	16,5	20%	30%	28%
Уголь	72,9	74,4	71,7	67,9	64,4	61,3	-11,6	-16%	26%	17%
Газ	64,2	69,8	74,8	79,5	83,2	85,7	21,5	33%	23%	24%
Ядерный	14,3	16,0	17,5	19,0	20,7	22,0	7,7	54%	5%	6%
Гидро	7,5	8,2	8,9	9,5	10,2	10,5	3,0	40%	3%	3%
Биомасса	27,2	29,4	31,7	33,8	35,7	37,0	9,8	36%	10%	11%
Другие возобновляемые источники энергии	6,8	11,3	17,4	24,0	31,2	36,6	29,8	438%	2%	10%
Весь мир	275,4	303,6	319,3	332,3	344,3	352,0	76,6	28%	100%	100%

Источник: ОПЕК, анализ автора

Ожидается, что за период с 2020 по 2045 год мировой спрос на нефть увеличится на 16,5 млн баррелей в сутки/или +20%, природный газ на +21,5 млн баррелей в сутки/или +33%.

Общий объем поставок нефти в страны, не входящие в ОПЕК, по прогнозам, вырастет с 62,9 млн баррелей/сутки в 2020 году до 70,4 млн

баррелей/сутки в 2026 году. Ключевыми участниками роста являются США, Бразилия, Россия, Гайана, Канада, Казахстан, Норвегия и Катар.

Согласно прогнозу ОПЕК, трудноизвлекаемая нефть в США является ключевым фактором роста в среднесрочной перспективе, но достигнет пика примерно к 2030 году.

В долгосрочной перспективе поставки жидких углеводородов ОПЕК увеличат долю рынка.

Потребности в инвестициях, связанных с нефтью, составляют 11,8 триллиона долларов США, 80% из которых необходимы для добычи.

Мировой спрос на нефть достигнет плато во второй половине прогнозного периода (Примечание автора: несоответствие текста ОПЕК с данными таблицы, где прогнозируется рост спроса на нефть до 2045 года).

Значительное увеличение спроса произойдет в секторе автомобильного транспорта и авиации. Долгосрочный рост спроса на нефть будет ограничен ростом проникновения электромобилей.

Эффект сильного увеличения мощности нефтепереработки будет компенсирован ожидаемым закрытием НПЗ в среднесрочной перспективе на уровне 4,5 баррелей/сутки баррелей/сутки.

В среднесрочной перспективе ожидается 6,9 млн баррелей/сутки новых мощностей по нефтепереработке, что соответствует высоким перспективам спроса в развивающихся регионах. Учитывая тенденции мирового спроса на нефть, это приведет к увеличению мощностей по переработке нефти к 2026 году. Однако во время продолжающейся волны рационализации, ускоренной шоком спроса 2020 года и изменениями стратегии некоторых нефтяных компаний, около 4,5 млн баррелей в сутки нефтеперерабатывающих мощностей могут быть закрыты, в основном в развитых регионах. Это должно помочь сбалансировать нисходящий рынок в среднесрочной перспективе.

Ожидается, что производительность по переработке сырой нефти увеличится на 14 млн баррелей/сутки в период с 2021 по 2045 год при значительном замедлении темпов необходимых добавлений.

Значительное увеличение вторичных мощностей будет обусловлено более строгими техническими характеристиками продукции и переходом на продукцию высокого качества.

Глобальная торговля сырой нефтью и конденсатом восстановится после шока 2020 года с постепенным долгосрочным увеличением и значительными региональными сдвигами.

Этому способствует возросший спрос на нефть в Азиатско-Тихоокеанском регионе и рост предложения сырой нефти и конденсата на Ближнем Востоке.

Параметры прогноза ОПЕК спроса на нефть по регионам до 2045 года представлены в таблице 57:

Таблица 57 - Спрос на нефть по регионам, 2020-2045 годы

Наименование топлива	Уровни спроса, mbot/d/ млн баррелей нефтяного эквивалента в день						+/- в 2045 к 2020 году, mbot/d	+/- в % к 2020 году	Доля топлива в общем балансе (%)	
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Страны Северной и Южной Америки ОЭСР	18,6	21,1	20,3	18,9	17,2	15,7	-2,9	-16%	23%	16%
Европа ОЭСР	11,1	11,9	11,1	10,2	9,3	8,5	-2,6	-23%	13%	9%
Азия Океания ОЭСР	6,5	6,8	6,3	5,7	5,1	4,6	-1,9	-29%	8%	5%
ОЭСР	36,3	39,8	37,7	34,8	31,6	28,7	-7,6	-21%	44%	29%
Китай	12,6	14,5	15,1	15,4	15,6	15,6	3,0	24%	15%	16%
Индия	4,4	5,8	7,1	8,4	9,7	10,8	6,4	145%	5%	11%
ОПЕК	7,8	9,1	10	10,7	11,2	11,6	3,8	49%	9%	12%
Другие страны	16,9	19,7	21,7	23,5	25,2	26,7	9,8	58%	20%	27%
Россия	3,1	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4	0,3	10%	4%	3%
Евразия	1,6	2	2,1	2,1	2,1	2,1	0,5	31%	2%	2%
Не входящие в ОЭСР	46,3	54,6	59,6	63,8	67,3	70,3	24,0	52%	56%	71%
Мир	82,5	94,5	97,3	98,6	98,9	99	16,5	20%	100%	100%

Источник: ОПЕК, анализ автора

Пандемия повлияла на процессы изменения климата и устойчивого развития ООН, что имеет последствия для осуществления Парижского соглашения и Повестки дня на период до 2030 года

В 2020 году был достигнут незначительный прогресс в переговорах Организации Объединенных Наций (ООН) по климату из-за COVID-19.

Ряд Сторон объявили о своих новых целевых показателях и мерах, однако предполагаемые сокращения выбросов в результате их осуществления значительно отстают от того, что требуется для достижения целевого показателя значительно ниже 2°C.

Выполнение обязательств развитых стран по таким важнейшим вопросам, как финансирование деятельности в области изменения климата, потребуется для того, чтобы все страны могли активизировать свои действия по смягчению последствий и снизить уязвимость к вредным последствиям изменения климата.

Неопределенность в отношении будущего экономического развития, энергетической политики и технологий расширила диапазон возможных изменений спроса на нефть.

По мнению ОПЕК, более быстрое внедрение более строгой экологической политики и внедрение энергоэффективных технологий может снизить спрос на нефть, представленный в таблице 52, более чем на 8 млн баррелей/сутки в 2045 году по сравнению с исходным случаем. Спрос на нефть только в секторе автомобильного транспорта может сократиться примерно на 3 млн баррелей/сутки в 2045 году.

В целом моделирование поставок ОПЕК предполагает диапазон неопределенности в 10 млн баррелей/сутки в долгосрочной перспективе, сильно смещенный в сторону снижения – также указано в прогнозе ОПЕК.

Мировой спрос на природный газ по данным ОПЕК должен возрасти к 2045 году на 34%, сокращение спроса может коснуться Европы на фоне

реализации программы декарбонизации энергетики и России как основного поставщика газа в Европу.

Параметры прогноза ОПЕК спроса на природный газ по регионам до 2045 года представлены в таблице 58:

Таблица 58 - Спрос на природный газ по регионам, 2020-2045 годы

Наименование топлива	Уровни спроса, mbot/d/ млн баррелей нефтяного эквивалента в день						+/- в 2045 к 2020 году, mbot/d	+/- в % 2045 к 2020 году	Доля топлива в общем балансе (%)	
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Страны Северной и Южной Америки ОЭСР	16,8	18,0	18,2	18,5	18,7	19,0	2,2	13%	26%	22%
Европа ОЭСР	8,3	8,4	8,2	7,9	7,5	7,1	-1,2	-14%	13%	8%
ОЭСР Азия Океания	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	0,1	3%	5%	4%
ОЭСР	28,6	29,9	29,9	30,0	29,8	29,7	1,1	4%	45%	35%
Китай	5,0	6,7	8,1	9,1	9,8	10,1	5,1	102%	8%	12%
Индия	1,0	1,5	2,0	2,6	3,2	3,8	2,8	280%	2%	4%
ОРЕС	8,5	9,4	10,5	11,4	12,1	12,4	3,9	46%	13%	14%
Другие страны	10,0	11,3	13,2	15,2	17,1	18,8	8,8	88%	16%	22%
Другие страны	3,0	3,3	3,5	3,8	3,9	4,0	1,0	33%	5%	5%
Россия	7,9	7,7	7,5	7,4	7,2	6,9	-1,0	-13%	12%	8%
Не входящие в ОЭСР	35,4	39,9	44,8	49,5	53,3	56,0	20,6	58%	55%	65%
Мир	64,0	69,8	74,7	79,5	83,1	85,7	21,7	34%	100%	100%

Источник: ОПЕК, анализ автора

Мировой спрос на уголь по данным ОПЕК должен сократиться к 2045 году на -16%, самое значимое сокращение спроса может коснуться Европы и Америки на фоне развития «зеленой» энергетики (-76% и -48% соответственно) и России как экспортера угля.

Параметры прогноза ОПЕК спроса на уголь по регионам до 2045 года представлены в таблице 59:

Таблица 59 - Спрос на уголь по регионам, 2020-2045 годы

Наименование топлива	Уровни спроса, млн баррелей нефтяного эквивалента в день						+/- в 2045 к 2020 году, mbot/d	+/- в % 2045 к 2020 году	Доля топлива в общем балансе (%)	
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Страны Северной и Южной Америки ОЭСР	5,4	5,2	4,5	3,8	3,3	2,8	-2,6	-48%	7%	5%
Европа ОЭСР	4,1	3,4	2,6	1,9	1,4	1,0	-3,1	-76%	6%	2%
ОЭСР Азия Океания	4,6	4,4	4,2	3,9	3,7	3,4	-1,2	-26%	6%	6%
ОЭСР	14,1	13,0	11,3	9,6	8,4	7,2	-6,9	-49%	19%	12%
Китай	39,8	39,9	37,3	33,5	30,2	27,6	-12,2	-31%	54%	45%
Индия	7,6	9,4	10,9	12,4	13,4	13,8	6,2	82%	10%	23%
ОПЕК	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0%	0%	0%
Другие страны	7,5	8,0	8,4	8,7	9,1	9,6	2,1	28%	10%	16%
Россия	2,3	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	-0,8	-35%	3%	2%
Другая Евразия	1,7	1,8	1,7	1,6	1,6	1,4	-0,3	-18%	2%	2%
Не входящие в ОЭСР	59,0	61,5	60,5	58,2	56,1	54,0	-5,0	-8%	81%	88%
Мир	73,1	74,5	71,8	67,8	64,5	61,2	-11,9	-16%	100%	100%

Источник: ОПЕК, анализ автора

Мировой спрос на возобновляемые источники энергии по данным ОПЕК должен возрасти к 2045 году на +437%, самый значимый рост может наблюдаться в Индии, странах ОЭСР в Азии и Океании, Китае.

Параметры прогноза ОПЕК спроса на возобновляемые источники энергии по регионам до 2045 года представлены в таблице 60:

Таблица 60 - Спрос на возобновляемые источники энергии в разбивке по регионам, 2020-2045 годы

Наименование топлива	Уровни спроса, mbot/d/ млн баррелей нефтяного эквивалента в день						+/- в 2045 к 2020 году, mbot/d	+/- в % 2045 к 2020 году	Доля топлива в общем балансе (%)	
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Страны Северной и Южной Америки ОЭСР	1,2	1,9	2,7	3,6	4,5	5,6	4,4	367%	18%	15%
ОЭСР Европа	1,6	2,2	3,0	3,5	4,1	4,6	3,0	188%	24%	13%
ОЭСР Азия Океания	0,4	0,7	1,1	1,6	2,0	2,4	2,0	500%	6%	7%
ОЭСР	3,2	4,8	6,8	8,7	10,6	12,6	9,4	294%	47%	35%
Китай	2,0	3,5	5,3	7,1	8,7	10,5	8,5	425%	29%	29%

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2020-2045	2020-2045	2020	2045
Индия	0,3	0,6	1,0	1,7	2,5	3,6	3,3	1100%	4%	10%
ОПЕК	0,0	0,3	1,1	2,1	3,4	4,3	4,3		0%	12%
Другие страны	1,3	2,0	2,9	3,9	5,2	4,0	2,7	208%	19%	11%
Россия	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7	0,7		0%	2%
Другая Евразия	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,8	0,8		0%	2%
Не входящие в ОЭСР	3,6	6,5	10,5	15,3	20,7	23,9	20,3	564%	53%	65%
Мир	6,8	11,3	17,3	24,0	31,3	36,5	29,7	437%	100%	100%

Источник: ОПЕК, анализ автора

По мнению автора, преимуществом прогноза ОПЕК является представление в открытом доступе большого объемам статистических данных, прогнозных значений для каждого энергоресурса будущего мировой энергетики.

Недостатком прогноза ОПЕК является основной ориентир на рост мирового спроса на нефть в перспективе, что, с одной стороны отражает интересы стран-экспортеров нефти, с другой стороны, входит в противоречие с реализуемой в мире стратегией по сокращению углеродного следа и переходу на электротранспорт. В этой связи прогноз ОПЕК скорее отражает базовые ожидания ОПЕК, но реалистичность такого прогноза вызывает сомнения.

6.7. Консенсус-прогноз мирового спроса и предложения на нефть

К зарубежным организациям, формирующим прогнозы, относятся ОПЕК, Международное энергетическое агентство, BP, Shell и многие другие организации, заинтересованные в реализации прогнозов, согласованных с их собственной стратегией развития.

До пандемии коронавируса прогнозы спроса на жидкие углеводороды, рассчитанные на среднесрочную и долгосрочную перспективу Минэнерго США, Организацией стран-экспортеров нефти, Международным энергетическим агентством и британской нефтяной компанией BP, а именно на период с 2019 по 2040 годы, предполагали планомерный рост спроса на

нефть в долгосрочном периоде, однако разница в оценках к 2040 году достигала 5,7 млн. баррелей в сутки.

Согласно перечисленным прогнозам, с уровня 2019 года 100 млн барр./сутки показатель мирового спроса на нефть к 2040 году мог установиться в интервале 106,0 - 111,7 млн барр./сутки, а после 2040 года ожидалась отрицательная динамика.

Обновленные в 2020 году долгосрочные прогнозы спроса и предложения на нефть в мире, сформированные экспертами Организации стран-экспортеров нефти, Международного энергетического агентства, а также британской нефтяной компанией BP, которая все более явно начинает делать акцент на консалтинговые услуги, в целом имеют преобладающий единый лейтмотив, заключающийся в том, что глобальные потребности в нефти с высокой вероятностью достигли своего пикового уровня в 2019 году, после чего начнут постепенно снижаться ввиду влияния внешних факторов – масштабной политики декарбонизации мировой экономики, направленной на снижение уровня вредных выбросов, а также длительного процесса восстановления экономики после эпидемии коронавирусной инфекции, учитывая, что он займет десятилетия, в результате чего глобальная экономика тоже более не будет иметь прежний облик.

Эксперты ОПЕК в комментариях к своему прогнозу указывают на то, что в последнее время на нефтяном рынке наблюдается заметная стабилизация наряду с первыми признаками восстановления спроса, подчеркивая, что в отношении предложения остается неопределенность относительно того, как быстро и устойчиво производство может восстановиться или снова расти, учитывая тот факт, что в условиях масштабных изменений на рынке «черного золота» в 2020 году не было ясности относительно того, до какой степени некоторые скважины или даже месторождения могут перестать быть технически или экономически жизнеспособны после их консервации.

По мнению аналитиков ОПЕК, траектория предложения на ближайшие

годы будет зависеть от ожиданий в отношении спроса на нефть, а также стабилизации цен на «черное золото» и перспектив восстановления инвестиций в нефтедобычу.

Базовый сценарий картеля предполагает относительно быстрое возвращение производственных мощностей традиционных экспортеров сырья к ранее ожидаемым темпам роста, хотя некоторые долговременные последствия беспрецедентного удара по мировым поставкам нефти и сохранятся.

В то же время ОПЕК предусматривает и сценарий ускоренной декарбонизации мировой экономики, предполагающий, что спрос на нефть не будет в должной степени успевать за предложением, в связи с чем на рынке существуют риски возникновения профицита.

В свою очередь, консультанты Международного энергетического агентства, комментируя свои прогнозные ожидания в отношении спроса на нефть в долгосрочной перспективе, указывают на то, что для органичного восстановления отрасли в целом требуется увеличение инвестиций в разведку и добычу, подкрепленных повышением цены на нефть до 75 \$/bbl к 2030 году.

Наконец, эксперты ВР склонялись к тому, что спрос на углеводороды никогда полностью не восстановится после падения, вызванного COVID-19.

Согласно консенсус-прогнозу мирового спроса, сформированному автором по состоянию на 12.01.2021, интервал оценки мирового спроса к 2045 году составлял: от 42 до 109,1 млн баррелей в сутки (рисунок 52).

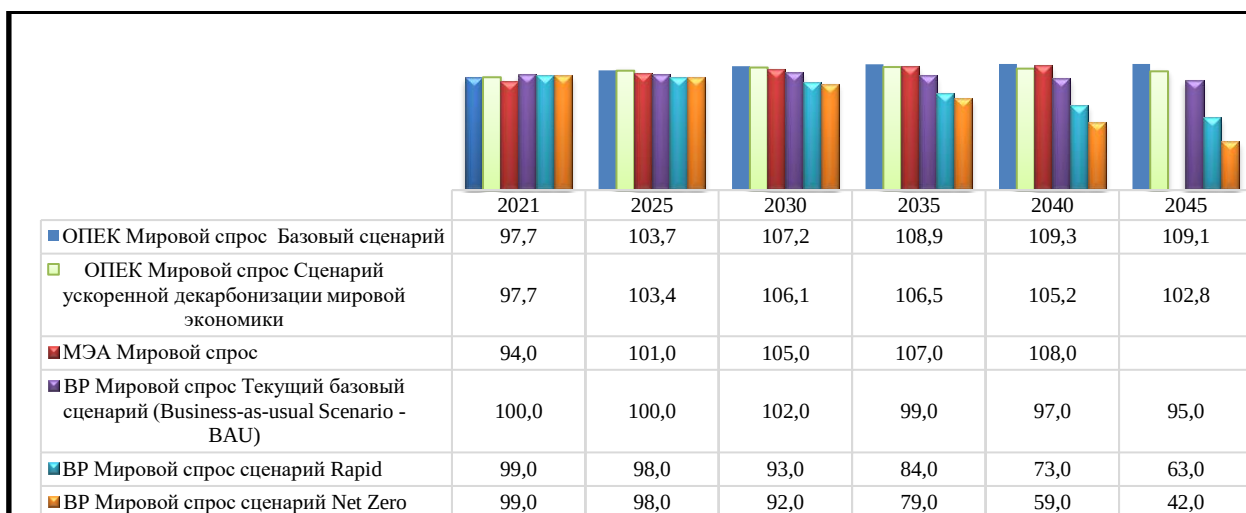


Рисунок 52 - Консенсус-прогноз мирового спроса на нефть до 2045 года
 Источник: ОПЕК, Международное энергетическое агентство, BP, анализ автора

Минимальные прогнозные значения представлены BP, полностью корреспондирующие со стратегией компании по сокращению добычи нефти и увеличению производства альтернативной энергетики.

Максимальные прогнозные значения представлены ОПЕК, при этом стратегией альянса является наращивание нефтедобычи при удержании цен на нефть на уровне выше 50\$/баррель, используя для этих целей параметры балансировки мирового спроса и предложения и ограничений нефтедобычи.

Согласно консенсус-прогнозу мирового предложения, сформированному автором, интервал оценки мирового предложения к 2045 году составляет: от 35 до 109,3 млн баррелей в сутки (рисунок 53).

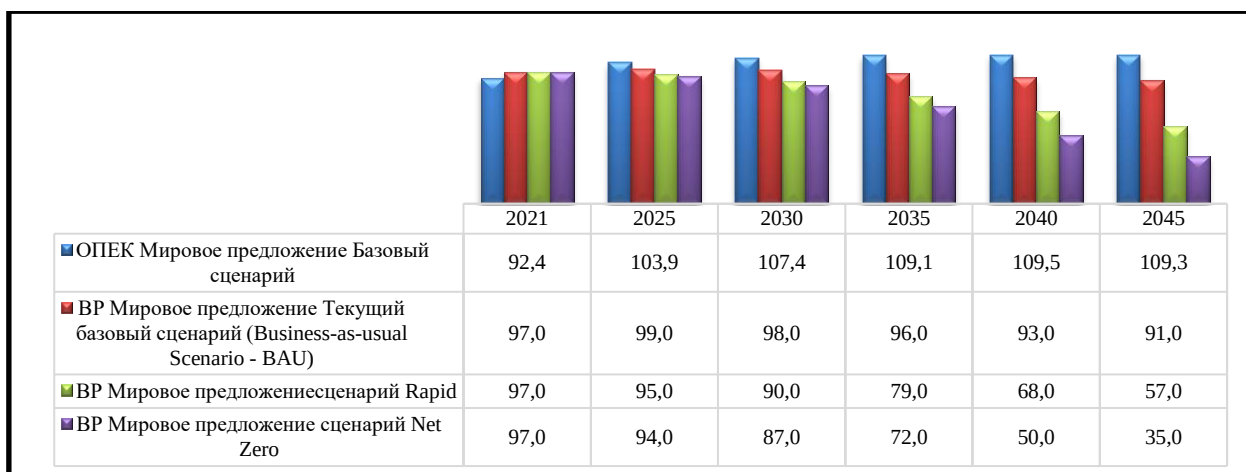


Рисунок 53 - Консенсус-прогноз мирового предложения на нефть до 2045 года
 Источник: ОПЕК, Международное энергетическое агентство, BP, НААНС-МЕДИА, анализ автора

Минимальные прогнозные значения, как по спросу, так и предложению нефти на мировом рынке, представлены ВР и соответствуют стратегии компании по сокращению добычи нефти и увеличению производства альтернативной энергетики. Максимальные прогнозные значения по мировому предложению представлены ОПЕК.

МЭА подчеркивает, что в новых условиях нет ясности, придут ли инвестиции на разработку новых месторождений вовремя, и если они появятся, то из каких источников, принимая во внимание то обстоятельство, что на момент разработки прогноза традиционные производители уже довольно долгое время испытывали огромную нагрузку из-за падения цен и доходов.

Исходя из полученных расчетов баланса мирового спроса и предложения на нефть ОПЕК прогнозирует дефицит ресурсов нефти перспективе (рисунок 54).

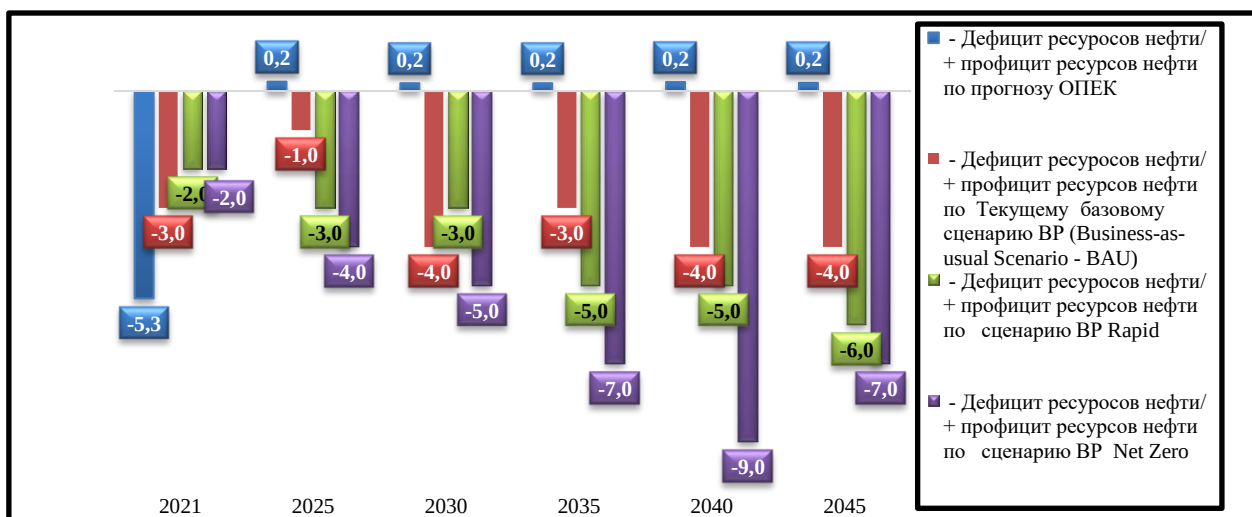


Рисунок 54 - Баланс мирового спроса и предложения на нефть согласно прогнозам до 2045 года

Источник: ОПЕК, Международное энергетическое агентство, ВР, анализ автора

По мнению автора, сокращение добычи нефти в мире в результате распространения коронавирусной инфекции может привести к невозможности восстановления фонда скважин и при отсутствии инвестиций в новые проекты

в краткосрочной перспективе может возникнуть дефицит нефтяного сырья на мировом рынке.

6.8. Консенсус-прогноз мирового производства энергоносителей к 2050 году.

Все компании-разработчики используют разные базовые периоды для прогнозов: 2018 год -ВР, 2019 год – МЭА и УЭИ США, 2020 год – ОПЕК, а также различные единицы измерения (млн баррелей в сутки, млрд куб м, джоули, тераватт-часы, МТОЕ -миллион тонн нефтяного эквивалента, МВОЕ - миллион баррелей нефтяного эквивалента), представляют неполную выборку данных, в совокупности указанные разночтения создают сложности при формировании консенсус-прогнозов.

Кроме того, в прогнозах часто представлены не согласованные исторические данные. Так, например, факт мирового спроса на нефть представлен на рисунке 55.

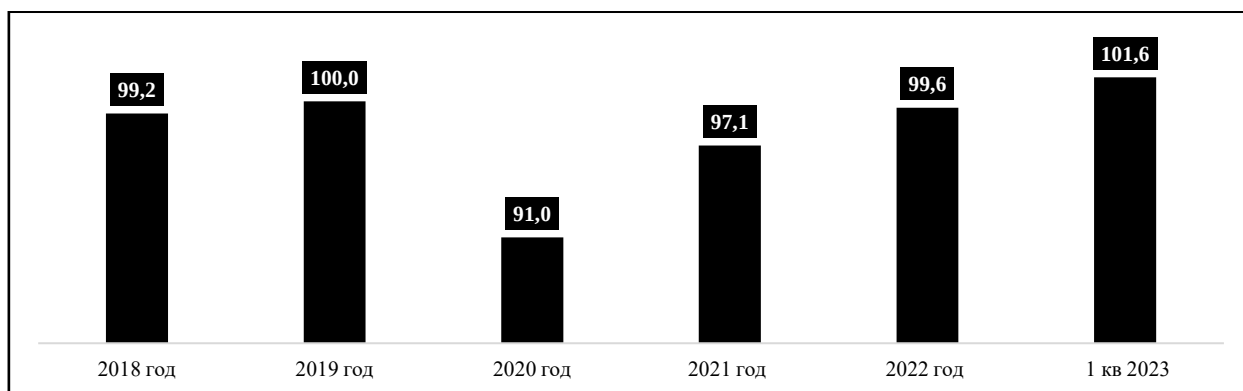


Рисунок 55 - Спрос на нефть в мире в 2018-2023 гг, млн баррелей/сутки

При этом в прогнозах могут быть статистические расхождения не только за прогнозные, но и за отчетные периоды.

Консенсус-прогноз зарубежных разработчиков, составленный автором, представлен в таблице 61:

Таблица 61 - Консенсус-прогноз производства энергоносителей до 2050 года

Наименование топлива	Автор прогноза	Сценарий	Уровни производства, млн баррелей нефтяного эквивалента в день								
			2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Нефть	ОПЕС			97,5	91,6	94,5	97,3	98,6	98,9	99,0	
	BP	Rapid	94,9	95,0	88,4						49,9
		Net Zero	94,9	95,0	88,4						64,9
		BAU	94,9	95,0	88,4						84,9
	МЭА****)	Stated Policies Scenario					100,5				
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario					84,6				
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					65,5				
Консенсус-прогноз добычи нефти			94,9	95,6	89,2	94,5	87,0	98,6	98,9	99,0	66,5
Уголь	ОПЕС				72,9	74,4	71,7	67,9	64,4	61,3	
	BP*)	Rapid	73,8	75,0	71,3						14,8
	BP*)	Net Zero	73,8	75,0	71,3						14,8
	BP*)	BAU	73,8	75,0	71,3						
	МЭА****)	Stated Policies Scenario					69,7		60,5		
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario					45,0				
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					31,4				
Консенсус-прогноз добычи угля			73,8	75,0	71,7	74,4	54,5	67,9	62,4	61,3	14,8
Газ	ОПЕС				64,2	69,8	74,8	79,5	83,2	85,7	
	BP**)	Rapid	67,9	70,0	67,9						67,9
	BP**)	Net Zero	67,9	70,0	67,9						40,7
	BP**)	BAU	67,9	70,0	67,9						91,6
	МЭА****)	Stated Policies Scenario					60,7		34,8		
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario									
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					64,0				
Консенсус-прогноз добычи газа			67,9	70,0	66,9	69,8	66,5	79,5	59,0	85,7	66,7
Ядерная энергия	ОПЕС				14,3	16,0	17,5	19,0	20,7	22,0	
	BP*)	Rapid	10,8	11,2	10,7						
	BP*)	Net Zero									
	BP*)	BAU									
	МЭА****)	Stated Policies Scenario					12,7		10,9		
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario					14,5				
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					16,1				

			2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Консенсус-прогноз производства ядерной энергии			10,8	11,2	12,5	16,0	15,2	19,0	15,8	22,0	
Гидро	ОПЕС				7,5	8,2	8,9	9,5	10,2	10,5	
	ВР*)	Rapid	16,7	16,9	17,1						
	МЭА*****)	Stated Policies Scenario							27,2		
Консенсус-прогноз производства гидроэнергии			16,7	16,9	12,3	8,2	8,9	9,5	18,7	10,5	
Биомасса	ОПЕС				27,2	29,4	31,7	33,8	35,7	37,0	
	МЭА****)	Stated Policies Scenario					26,1				
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario					15,5				
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					15,5				
Консенсус-прогноз производства биомассы					27,2	29,4	22,2	33,8	35,7	37,0	
Другие возобновляемые источники энергии	ОПЕС				6,8	11,3	17,4	24,0	31,2	36,6	
	ВР*)	Rapid	1,7	1,9	2,1						
	ВР*)	Net Zero	1,7	1,9	2,1						
	ВР*)	BAU	1,7	1,9	2,1						
	МЭА*****)	Stated Policies Scenario					18,8		148,6		
	МЭА****)	Sustainable Development Scenario					31,5				
	МЭА****)	Net Zero Emissions NZE2050					39,6				
Консенсус-прогноз производства ВИЭ			1,7	1,9	3,3	11,3	26,8	24,0	89,9	36,6	

*) в отчете ВР exajoules, перевод автором в млн баррелей в день

**) в отчете ВР billion cubic metres, перевод автором в млн баррелей в день

***) данные отчета ОПЕС

****) в прогнозе МЭА к 2030 году представлено увеличение по сравнению с 2019 годом в МТОЕ, пересчет в млн баррелей в день произведен автором

*****) в прогнозе МЭА к 2040 году представлено увеличение по сравнению с 2019 годом в тераватт-часов, пересчет в млн баррелей в день произведен автором

6.9. SWOT-анализ зарубежных и российских прогнозов энергетики и предложения по усовершенствованию методологии прогнозирования

По оценке автора Исследования:

К сильным сторонам существующих прогнозов энергетики мира относятся:

- Возможность отражения собственного видения организациями-разработчиками прогнозов развития мировой энергетики,
- ОПЕК: представление в открытом доступе большого объемам статистических данных, прогнозных значений для каждого энергоресурса будущего мировой энергетики,
- ВР: представление будущего мировой энергетики по трем сценариям развития, глобальность подходов, детализированная обработка данных, представление исторических данных по странам и источникам энергии, что безусловно является прогрессивным фактором,
- МЭА: общее видение действий, необходимых странам мира для достижения углеродной нейтральности,
- Прогнозы российских государственных органов: видение необходимости действий для встраивания в мировую систему достижения углеродной нейтральности.

Стратегия России, как и Китая, предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году. По мнению автора, такое отставание от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.

К слабым сторонам существующих прогнозов энергетики мира относятся:

- Ни один прогноз не учитывал в превентивном порядке пандемию и связанное с ней падение мирового спроса на энергоносители, а также дефицит

углеводородов, рост цен на нефть, газ, нефтепродукты, с которым столкнулся мир в 2022 году.

- Для всех прогнозов: отсутствие единого последовательного подхода в представлении данных, использование моделей, выгодно отражающих стратегию авторов прогнозов, отсутствие детализации сегментов и раскрытия информации, не вписывающейся в видение авторов, что создает сложности в абсолютном значении без дополнительных допущений применить при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.
- ОПЕК: ориентир на рост мирового спроса на нефть в перспективе, что, с одной стороны отражает интересы стран-экспортеров нефти, с другой стороны, входит в противоречие с реализуемой в мире стратегией по сокращению углеродного следа и переходу на электротранспорт.
- ВР: отсутствие системности в представлении аналитических данных - в некоторых сегментах, наиболее интересных для изучения выбранных моделей распределения рядов, дается сокращенное видение.
- Управление энергетической информации США: отсутствие консолидированных данных по мировому энергетическому рынку, отсутствие соответствия прогноза программам Администрации президента США по сокращению выбросов парниковых газов за счет 100-процентного перехода к 2035 году на чистую электроэнергию, лоббирование использования углеводородов в перспективе, минимальное количество анализируемых показателей и предпосылок.
- МЭА: разные временные границы, избирательное включение фактических данных и целевых значений по прогнозам.
- Данные российских прогнозов (Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, Энергостратегия-2035, Прогноз ИНЭИ-РАН-2040, проект Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов) не совпадают, используются устаревшие данные за базовый период, предусматривается рост

выбросов в промышленности, сельском хозяйстве и отходах, а доля энергетики в общих выбросах страны по-прежнему занимает самую высокую долю – 80%, доля ВИЭ в энергобалансе страны составит 4% к 2050 году

Угрозы:

- Разночтения в прогнозах авторитетных организаций создают неопределенности для формирования консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики, бизнес-моделей организаций
- ОПЕК: отражает базовые ожидания в интересах стран-экспортеров нефти (за период с 2020 по 2045 год рост мирового спроса на нефть на +20%, природный газ на +33%)
- Управление энергетической информации США: прогнозом предусмотрено, что нефть останется наиболее потребляемым топливом, потребление природного газа также будет продолжать расти, что обусловлено ожиданиями того, что цены на природный газ останутся низкими по сравнению с историческими уровнями¹⁴⁸, рост выбросов после 2035 года в США, отражающих общее увеличение потребления энергии в результате увеличения численности населения и экономического роста.
- По сценарию МЭА «заявленной политики» к 2050 году спрос на нефть, газ, ядерную энергию возрастет по сравнению с 2020 годом, по сценарию «Чистые нулевые выбросы» – снизится.
- Прогнозы российских государственных органов: несогласованность данных.

Возможности использования прогнозов:

- Формирование кумулятивной оценки видения будущего энергетики с учетом стратегий организаций-разработчиков прогнозов.
- Использование лучших практик формирования прогнозов и ориентация на прозрачность формируемых данных и системность представления информации по всем источникам энергии.

¹⁴⁸ Прогноз не соответствует реалиям 2022 года, когда цены на природный газ в мире возросли на фоне дефицита энергобаланса в мире. Ценовой рекорд в 3892 доллара/тыс. м куб был достигнут 7 марта 2022 года.

- Отставание России и Китая от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.
- ВР: полностью соответствует зеленой стратегии развития и может являться основополагающим при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой энергетики.

Анализ сильных и слабых сторон, потенциальных возможностей и угроз применения существующих прогнозов энергетики России и мира представлен в SWOT-анализе на рисунке 56:

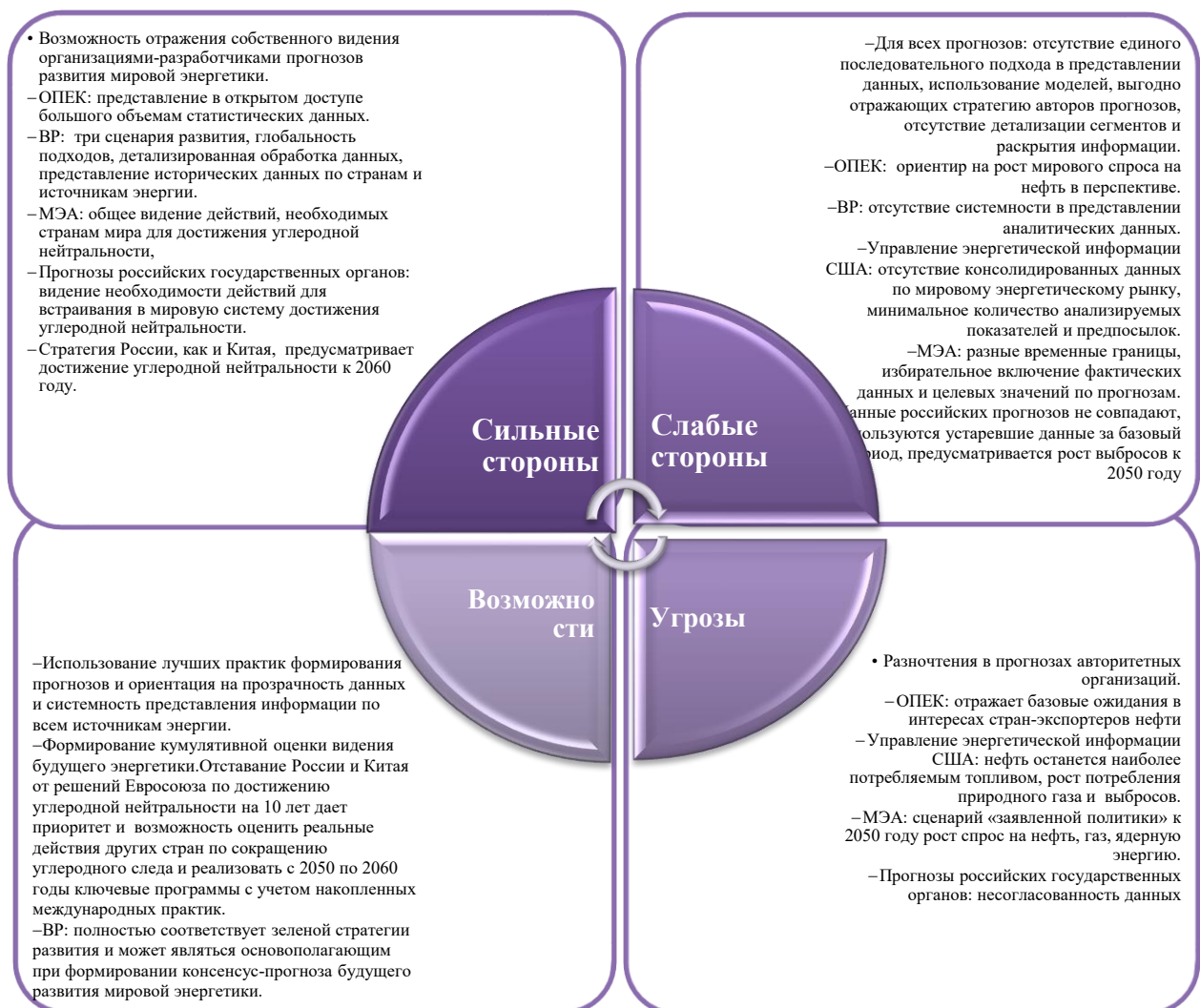


Рисунок 56 - SWOT-анализ применения существующих прогнозов энергетики России и мира

Источник: составлено автором

6.10. Предложения по вариантам нейтрализации слабых и использования сильных сторон существующих прогнозов энергетики России и мира

Сильные стороны

- Возможность отражения собственного видения организациями-разработчиками прогнозов развития мировой энергетики.
- ОПЕК: представление в открытом доступе большого объемам статистических данных, прогнозных значений для каждого энергоресурса будущего мировой энергетики.
- ВР: представление будущего мировой энергетики по трем сценариям развития, глобальность подходов, детализированная обработка данных, представление исторических данных по странам и источникам энергии, что безусловно является прогрессивным фактором.
- МЭА: общее видение действий, необходимых странам мира для достижения углеродной нейтральности,
- Прогнозы российских государственных органов: видение необходимости действий для встраивания в мировую систему достижения углеродной нейтральности.
- Стратегия России, как и Китая, предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году.

Слабые стороны

- Ни один прогноз не учитывал в превентивном порядке пандемию и связанное с ней падение мирового спроса на энергоносители, а также дефицит углеводородов, рост цен на нефть, газ, нефтепродукты, с которым столкнулся мир в 2022 году

Предложения автора по использованию сильных сторон

- Использование консенсус-прогноза по каждому направлению развития энергетики дает возможность сформировать кумулятивную оценку видения будущего энергетики с учетом стратегий организаций-разработчиков прогнозов.
- Использование лучших практик формирования прогнозов и ориентация на прозрачность формируемых данных и системность представления информации по всем источникам энергии.
- Отставание России и Китая от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.

Предложения автора по вариантам нейтрализации слабых сторон

- Прогноз должен представлять модифицированную модель, адаптированную к регулярным вызовам на информационном поле энергетики мира, то есть выходные параметры прогноза должны оперативно меняться

- Для всех прогнозов: отсутствие единого последовательного подхода в представлении данных, использование моделей, выгодно отражающих стратегию авторов прогнозов, отсутствие детализации сегментов и раскрытия информации по ним, не вписывающейся в видение авторов, что создает сложности применить эти данные (в абсолютном значении без дополнительных допущений) при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.
- ОПЕК: ориентир на рост мирового спроса на нефть в перспективе, что, с одной стороны отражает интересы стран-экспортеров нефти, с другой стороны, входит в противоречие с реализуемой в мире стратегией по сокращению углеродного следа и переходу на электротранспорт.
- ВР: отсутствие системности в представлении аналитических данных - в некоторых сегментах, наиболее интересных для изучения выбранных моделей распределения рядов, дается сокращенное видение.
- Управление энергетической информации США: отсутствие консолидированных данных по мировому энергетическому рынку, отсутствие соответствия прогноза программам Администрации президента США по сокращению выбросов парниковых газов за счет 100-процентного перехода к 2035 году на чистую электроэнергию, лоббирование использования углеводородов в перспективе, минимальное количество анализируемых показателей и предпосылок.
- МЭА: разные временные границы, избирательное включение фактических данных и целевых значений по прогнозам.
- Данные российских прогнозов (Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, Энергостратегия-вслед за изменениями конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка.
- Методология прогнозирования должна предусматривать единообразие выходных форм для каждого вида энергоресурсов, исключать выборочность представления данных.
- Автоматизация формирования прогнозов должна предусматривать фиксацию оперативных изменений и обоснование таких изменений.

2035, Прогноз ИНЭИ-РАН-2040, проект Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов) не совпадают, используются устаревшие данные за базовый период, предусматривается рост выбросов в промышленности, сельском хозяйстве и отходах, а доля энергетики в общих выбросах страны по-прежнему занимает самую высокую долю – 80%, доля ВИЭ в энергобалансе страны составит 4% к 2050 году

Проанализировав существующие методики прогнозирования, автором предложено при разработке прогнозов применять принципы балансировки, используемые при формировании ретроспективных балансов, а именно формулу (31):

$$O_H + П_H = O_K + P + П + Д, \quad (31)$$

где

O_H – остатки производственные на начало отчетного периода,

$П_H$ – объем производства либо оказанных услуг за отчетный период,

O_K – остатки производственные на конец отчетного периода,

P – объем реализации продукции производства либо оказанных услуг за отчетный период,

$П$ – объем потерь при производстве за отчетный период,

$Д$ – дисбаланс (излишки либо недостача) при производстве за отчетный период.

Указанная формула может применяться и для формирования прогнозной финансовой модели, при этом дисбаланс может возникать при оценке производственных показателей в результате погрешности измерений (определения) количества и качества продукции.

Автором в рамках настоящего Исследования предлагается разделить балансы на ретроспективные (сформированные на базе фактических или отчетных данных) и прогнозные (рисунок 57). В свою очередь, прогнозный баланс может включать прогнозный производственный баланс и финансовую модель (интегрированный прогнозный баланс).

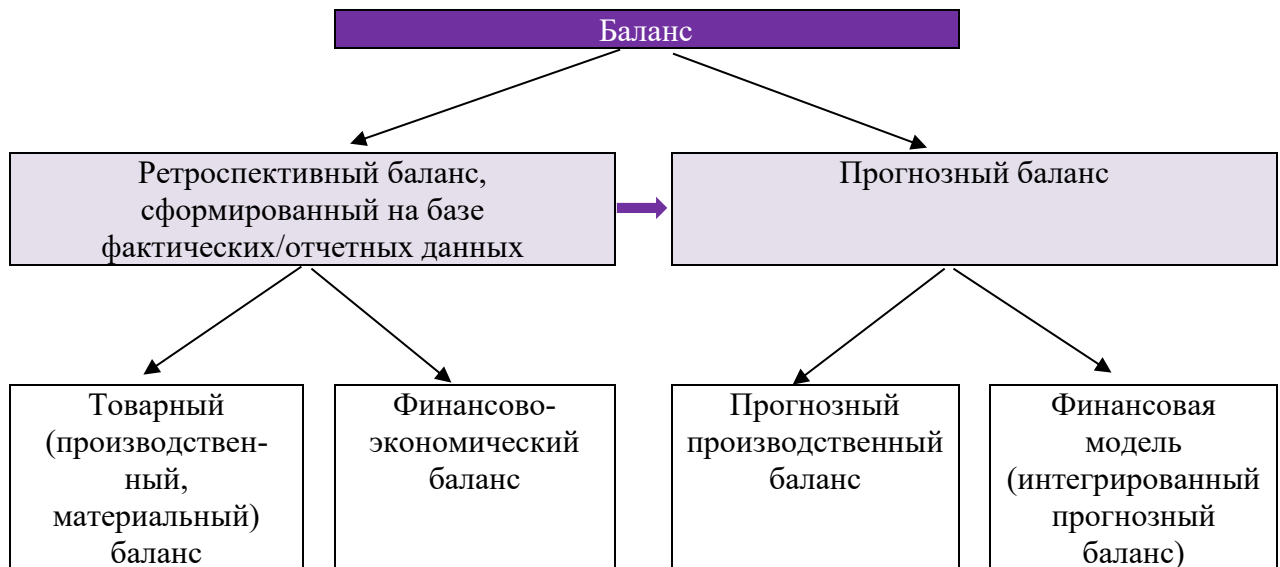


Рисунок 57 - Схема распределения ретроспективных и прогнозных балансов

Источник: составлено автором

Автором предлагается применение формулы (32) для расчета прогноза производственных показателей топливно-энергетического комплекса России с учетом консолидированных институциональных оценок мирового энергетического баланса с применением коэффициентов влияния, оцениваемых с использованием методов эконометрического анализа и экспертным путем.

$$\Pi_t = \Phi_{t-1} * \Delta\Pi_{t-1} * a_1 * a_2 * a_3 * a_4 * a_5, \quad (32)$$

где

Π_t – прогноз добычи/производства энергоресурса в период (год) t ;

Φ_{t-1} – фактическое значение добычи/производства энергоресурса в период (год) $t-1$;

$\Delta\Pi_{t-1}$ – отношение прогноза добычи/производства энергоресурса на международном рынке в период (год) t к фактическому объему добычи/производства энергоресурса на международном рынке в период (год) $t-1$. Прогнозные значения на международном рынке учитываются исходя из сформированного консенсус-прогноза.

a_1 – коэффициент влияния изменения баланса спроса и предложения на энергоресурс в мире на добычу/производство в России.

a_2 – коэффициент влияния динамики производства и продаж электромобилей.

a_3 — коэффициент влияния мировой цены на внутреннюю цену на энергоресурс.

a_4 — коэффициент влияния макроэкономических показателей в мире на покупательную способность российских энергоресурсов.

a_5 — коэффициент влияния геополитических факторов (эмбарго, санкции, ограничительные или стимулирующие законодательные акты стран) и прочих информационных поводов на производственные показатели ТЭК России.

Коэффициенты влияния **a** между признаками могут находиться в диапазоне: от 0,9 до 1. Если коэффициент корреляции менее 0,9, то такой фактор не учитывается, так как степень зависимости считается «низкой». Например, для определения коэффициентов влияния между объемом производства бензина в России и ценой на бензин формируется следующий расчет регрессии (таблица 62):

Таблица 62 - Пример корреляции объемов производства бензина и внутренних цен на бензин

	х независимая переменная объем производства бензина, млн тонн	у зависимая переменная цена на бензин, тыс руб/тонну	ху	х ²	у ²	х - $\bar{x}$	(х - $\bar{x}$) ²	у - $\bar{y}$	(у - $\bar{y}$) ²
январь	3,56	52,17	186	13	2721	0,03	0,001	10,05	100,99
февраль	3,30	51,73	171	11	2676	-0,23	0,052	9,61	92,34
март	3,42	44,93	154	12	2019	-0,11	0,012	2,81	7,89
апрель	3,40	40,84	139	12	1668	-0,13	0,016	-1,28	1,64
май	3,50	37,61	132	12	1415	-0,03	0,001	-4,51	20,35
июнь	3,60	40,26	145	13	1621	0,07	0,005	-1,86	3,46
июль	3,81	40,69	155	15	1655	0,28	0,080	-1,43	2,05
август	3,77	47,20	178	14	2228	0,24	0,059	5,08	25,80
сентябрь	3,43	42,49	146	12	1805	-0,10	0,010	0,37	0,14
октябрь	3,21	37,13	119	10	1379	-0,32	0,101	-4,99	24,91
ноябрь	3,54	34,68	123	13	1203	0,01	0,000	-7,44	55,37
декабрь	3,79	35,72	135	14	1276	0,26	0,069	-6,40	40,97
итого	42,34					0,00	0,405	0,00	375,89
среднее	3,53	42,12	148,49			0,00		0,00	31,324

<i>сигма (среднеквадратическое отклонение) признаков σ</i>	<i>0,0337</i>
<i>$v = (\text{ср знач } ху - \bar{x} * \bar{y}) / \sigma^2$</i>	<i>-3,5</i>
<i>коэффициент регрессии $r = b * \sigma_x / \sigma_y$</i>	<i>-0,114</i>
<i>коэффициент детерминации r^2</i>	<i>0,013</i>

Источник: расчеты автора

Коэффициент регрессии **r** должен быть приближен к 1, чтобы продемонстрировать высокую степень зависимости X от переменной Y, в случае обратной зависимости коэффициент регрессии – отрицательный. Коэффициент

детерминации $r^2 = 0,01$ показывает, что уравнением регрессии объясняется лишь 1% дисперсии результативного признака, а на долю прочих факторов приходится 99%. В случае, рассмотренном на примере в таблице 62, продемонстрировано отсутствие корреляции между объемом производства бензина в России и ценой на бензин.

В то же время, согласно регрессионному анализу добычи нефти в мире и в России оценивается высокий уровень зависимости (таблица 63).

Таблица 63- Пример корреляции объемов добычи нефти в мире и в России

	х	у	ху	х ²	у ²	х - х _{ср}	(х - х _{ср}) ²	у - у _{ср}	(у - у _{ср}) ²
	Добыча угля в России, млн тонн	Добыча угля в мире, млн тонн							
2012	518	4112	2130016	268324	16908544	-17	286	-178	31650
2013	523	4126	2159136	273843	17023876	-12	135	-164	26865
2014	527	4223	2224676	277518	17833729	-8	66	-67	4476
2015	534	4365	2329164	284729	19053225	-1	2	75	5639
2016	547	4380	2397174	299537	19184400	12	153	90	8117
2017	547	4386	2397826	298881	19236996	12	139	96	9234
2018	556	4487	2493875	308914	20133169	21	436	197	38846
2019	560	4478	2508826	313887	20052484	25	642	188	35380
2020	513	4171	2138726	262924	17397241	-22	491	-119	14138
2021	524	4222	2214346	275077	17825284	-10	109	-68	4611
2022	535	4239	2268498	286391	17968746	0	0	-51	2596
итого	5884	47189	25262264	3150025	202617694	0	2459	0	181553
среднее значение	535	4290	2296569	286366	18419790				

<i>сигма (среднеквадратическое отклонение) признаков σ</i>	15
<i>$\sigma = (\text{ср знач } ху - х^2 * у) / \sigma^2$</i>	8,1
<i>коэффициент регрессии $r = b * \sigma_x / \sigma_y$</i>	0,94
<i>коэффициент детерминации r^2</i>	0,88

Источник: расчеты автора

Коэффициент детерминации $r^2 = 0,88$ показывает, что уравнением регрессии объясняется 88% дисперсии результативного признака, а на долю прочих факторов приходится 12%. Представленный анализ позволил оценить для целей прогнозирования зависимость добычи нефти в России от показателей мировой добычи.

Создание регрессионной модели представляет собой итерационный, исследовательский процесс, направленный на поиск эффективных независимых переменных, чтобы объяснить зависимые переменные, которые необходимо смоделировать, запуская инструмент регрессии.

Процесс построения регрессионной модели должен основываться на экспертной оценке полученных результатов.

Таким образом, согласно предложенной автором формуле ключевым фактором влияния на прогноз производственных показателей топливно-энергетического комплекса конкретной страны оказывает международный энергетический баланс спроса и предложения на конкретные энергоресурсы, что исключает оторванность прогнозирования от факторов реорганизации внешних рынков, а расширенный перечень коэффициентов влияния, сформированных с учетом регрессионного анализа, позволяет учесть особенности конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка для каждого энергоносителя.

Выводы по главе 6:

Автором проанализированы наиболее авторитетные зарубежные прогнозы, формируемые Организацией стран-экспортеров нефти (ОПЕК), Международным энергетическим агентством (IEA), Управлением энергетической информации США (EIA), энергетическим холдингом British Petroleum (BP) и основополагающие прогнозы в топливно-энергетической сфере в России, среди которых:

- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития¹⁴⁹,
- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года¹⁵⁰,
- Генеральная схема развития нефтяной и газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года¹⁵¹,
- Стратегия социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким

¹⁴⁹Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития [Электронный ресурс]. URL:

https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html (дата обращения 27.09.2021)

¹⁵⁰Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 27.09.2021)

¹⁵¹ Решения, принятые на заседании Правительства 13 мая 2021 года [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/news/42175/> (дата обращения 27.09.2021)

уровнем выбросов парниковых газов¹⁵²,

- Прогноз развития энергетики мира и России 2016 ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ¹⁵³.

и на их базе сформированы консенсус-прогнозы добычи нефти, газа, производства моторного топлива и СПГ.

В российских прогнозах, так же, как и в зарубежных, имеются значимые расхождения в оценках перспектив развития нефтегазовой отрасли.

Если расхождения в зарубежных прогнозах объяснимы различной стратегий бенефициаров, то прогнозы российских министерств, по мнению автора, должны соответствовать по ключевым показателям, так как проходят обязательное согласование между ответственными ведомствами.

Следует отметить, что прогнозирование играет значимую роль в реализации инвестиционных и инновационных проектов в отрасли, оказывающих непосредственное влияние на перспективные производственные и экономические показатели.

Поскольку топливно-энергетическая отрасль является бюджет образующей для России и ряда других стран, то корректность прогнозирования является ключевым фактором будущего экономического роста или, наоборот, стагнации.

В этой связи актуальна организация автоматизации процесса прогнозирования производства и реализации продукции как на экспорт, так и на внутреннем рынке с точностью, позволяющей принимать обоснованные решения на основании результатов работы автоматизированных моделей.

По оценке автора Исследования:

К сильным сторонам существующих прогнозов энергетики мира относятся:

¹⁵² Проект стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf (дата обращения 09.10.2021)

¹⁵³ Прогноз развития энергетики мира и России 2016 ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/10585.pdf> (дата обращения 27.09.2021)

- Возможность отражения собственного видения организациями-разработчиками прогнозов развития мировой энергетики.
- ОПЕК: представление в открытом доступе большого объемам статистических данных, прогнозных значений для каждого энергоресурса будущего мировой энергетики.
- ВР: представление будущего мировой энергетики по трем сценариям развития, глобальность подходов, детализированная обработка данных, представление исторических данных по странам и источникам энергии, что безусловно является прогрессивным фактором.
- МЭА: общее видение действий, необходимых странам мира для достижения углеродной нейтральности.
- Прогнозы российских государственных органов: видение необходимости действий для встраивания в мировую систему достижения углеродной нейтральности.
- Стратегия России, как и Китая, предусматривает достижение углеродной нейтральности к 2060 году. По мнению автора, такое отставание от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.

К слабым сторонам существующих прогнозов энергетики мира относятся:

- Ни один прогноз не учитывал в превентивном порядке пандемию и связанное с ней падение мирового спроса на энергоносители, а также глобальный дефицит углеводородов, рост цен на нефть, газ, нефтепродукты, с которым столкнулся мир в 2022 году.
- Для всех прогнозов: отсутствие единого последовательного подхода в представлении данных, использование моделей, выгодно отражающих стратегию авторов прогнозов, отсутствие детализации сегментов и раскрытия

информации, не вписывающейся в видение авторов, что создает сложности в абсолютном значении без дополнительных допущений применить при формировании консенсус-прогноза будущего развития мировой и российской энергетики.

- ОПЕК: ориентир на рост мирового спроса на нефть в перспективе, что, с одной стороны отражает интересы стран-экспортеров нефти, с другой стороны, входит в противоречие с реализуемой в мире стратегией по сокращению углеродного следа и переходу на электротранспорт.
- ВР: отсутствие системности в представлении аналитических данных - в некоторых сегментах, наиболее интересных для изучения выбранных моделей распределения рядов, дается сокращенное видение.
- Управление энергетической информации США: отсутствие консолидированных данных по мировому энергетическому рынку, отсутствие соответствия прогноза программам Администрации президента США по сокращению выбросов парниковых газов за счет 100-процентного перехода к 2035 году на чистую электроэнергию, лоббирование использования углеводородов в перспективе, минимальное количество анализируемых показателей и предпосылок.
- МЭА: разные временные границы, избирательное включение фактических данных и целевых значений по прогнозам.
- Данные российских прогнозов (Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, Энергостратегия-2035, Прогноз ИНЭИ-РАН-2040, проект Стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов) не совпадают, используются устаревшие данные за базовый период, предусматривается рост выбросов в промышленности, сельском хозяйстве и отходах, а доля энергетики в общих выбросах страны по-прежнему занимает самую высокую долю – 80%, доля ВИЭ в энергобалансе страны составит 4% к 2050 году

Автором представлены предложения по использованию сильных сторон существующих прогнозов энергетики России и мира:

- Использование консенсус-прогноза по каждому направлению развития энергетики дает возможность сформировать кумулятивную оценку видения будущего энергетики с учетом стратегий организаций-разработчиков прогнозов.
- Использование лучших практик формирования прогнозов и ориентация на прозрачность формируемых данных и системность представления информации по всем источникам энергии.
- Отставание России и Китая от решений Евросоюза по достижению углеродной нейтральности на 10 лет дает приоритет и возможность оценить реальные действия других стран по сокращению углеродного следа и реализовать с 2050 по 2060 годы ключевые программы с учетом накопленных международных практик.

Предложения автора по вариантам нейтрализации слабых сторон существующих прогнозов энергетики России и мира:

- Прогноз должен представлять модифицированную модель, адаптированную к регулярным вызовам на информационном поле энергетики мира, то есть выходные параметры прогноза должны оперативно меняться вслед за изменениями конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка.
- Методология прогнозирования должна предусматривать единообразие выходных форм для каждого вида энергоресурсов, исключать выборочность представления данных.
- Автоматизация формирования прогнозов должна предусматривать фиксацию оперативных изменений и их обоснование.

Автором предлагается применение формулы (32) для расчета прогноза производственных показателей топливно-энергетического комплекса России с учетом консолидированных институциональных оценок мирового энергетического баланса с применением коэффициентов влияния, оцениваемых с использованием методов эконометрического анализа и экспертным путем.

$$П_t = \Phi_{t-1} * \Delta П_{t-1} * a_1 * a_2 * a_3 * a_4 * a_5, \quad (32)$$

где

$П_t$ – прогноз добычи/производства энергоресурса в период (год) t ,

Φ_{t-1} – фактическое значение добычи/производства энергоресурса в период (год) $t-1$,

$\Delta П_{t-1}$ – отношение прогноза добычи/производства энергоресурса на международном рынке в период (год) t к фактическому объему добычи/производства энергоресурса на международном рынке в период (год) $t-1$. Прогнозные значения на международном рынке учитываются исходя из сформированного консенсус-прогноза,

a_1 – коэффициент влияния изменения баланса спроса и предложения на энергоресурс в мире на добычу/производство в России,

a_2 – коэффициент влияния динамики производства и продаж электромобилей,

a_3 – коэффициент влияния мировой цены на внутреннюю цену на энергоресурс,

a_4 – коэффициент влияния макроэкономических показателей в мире на покупательную способность российских энергоресурсов,

a_5 – коэффициент влияния геополитических факторов (эмбарго, санкции, ограничительные или стимулирующие законодательные акты стран) и прочих информационных поводов на производственные показатели ТЭК России.

Коэффициенты влияния a между признаками могут находиться в диапазоне: от 0,9 до 1. Если коэффициент корреляции менее 0,9, то такой фактор не учитывается, так как степень зависимости считается «низкой».

Таким образом, согласно предложенной автором формулы ключевым фактором влияния на прогноз производственных показателей топливно-энергетического комплекса конкретной страны оказывает международный энергетический баланс спроса и предложения на конкретные энергоресурсы, что исключает оторванность прогнозирования от факторов реорганизации внешних рынков, а расширенный перечень коэффициентов влияния позволяет учесть особенности конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка для каждого энергоносителя.

7. ТРАНСФОРМАЦИЯ ГРУЗОПОТОКОВ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ФОНЕ ЭМБАРГО И ВВЕДЕНИЯ ПОТОЛКА ЦЕН НА РОССИЙСКУЮ НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

7.1. Перспективы формирования балансового дефицита нефти и газа в мире в результате санкционированного сокращения российских экспортных грузопотоков

Если по итогам 2021 года спрос на нефть в мире (97,1 млн баррелей в сутки) оказался выше предложения/добычи (95,6 млн баррелей в сутки), то в 2022 году спрос (99,6 млн баррелей в сутки) оказался ниже предложения (100,1 млн баррелей в сутки), при этом мировой баланс нефти на 11% зависит от российской нефтедобычи.

Среди крупнейших экономик мира, которые в 2021 году потребляли нефти меньше, чем добывали (рисунок 58), следует выделить¹⁵⁴:

- Саудовскую Аравию с экспортным потенциалом 363 млн тонн
- Россию 237 млн тонн
- Канаду 171 млн тонн
- Ирак 166 млн тонн
- ОАЭ 123 млн тонн

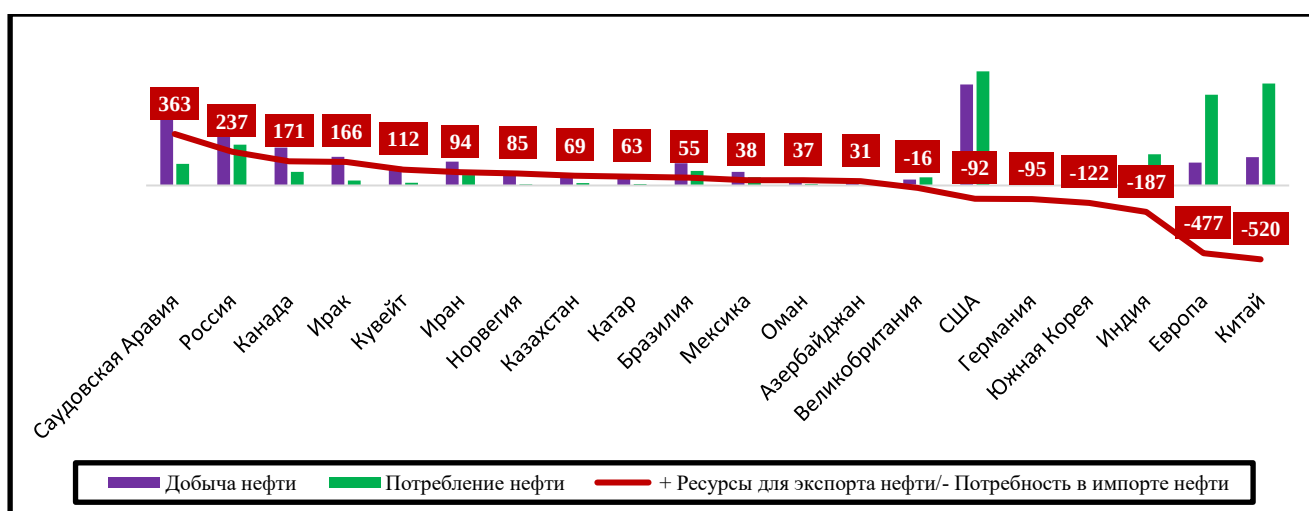


Рисунок 58 - Профицит(+)/дефицит(-) ресурсов нефти по ключевым странам-экспортерам и странам-импортерам, млн тонн в год

Источник: НААНС-МЕДИА, анализ автора

¹⁵⁴ Сафонова Т.Ю. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка»// Государственная служба. - 2023. Том 25 № 1. <https://DOI: 10.22394/2070-8378-2023-25-1-48-54>

Ключевыми странами-потребителями, у которых внутренний спрос значительно выше добычи нефти, являются:

- Китай с потенциалом импорта 520 млн тонн
- Страны Европы 477 млн тонн
- Индия 187 млн тонн.

Профицитными балансами с потенциалом экспорта в большей степени располагают страны ОПЕК+, а также страны бывшего Советского Союза. Россия является второй страной в мире после Саудовской Аравии, располагающей профицитными ресурсам нефти.

По итогам 2021 года спрос на газ в мире был сопоставим с добычей, составившей 4038 млрд куб м., а мировой баланс газа на 18% зависел от объемов российской добычи.

Среди крупнейших стран-экспортеров газа (рисунок 59), которые в 2021 году добывали больше, чем потребляли, следует выделить:

- Россию с экспортным потенциалом 246 млрд куб м
- Катар 137 млрд куб м
- Норвегию 110 млрд куб м
- Австралию 108 млрд куб м
- США 107 млрд куб м
- Канаду 55 млрд куб м
- Туркменистан 53 млрд куб м
- Малайзию 43 млрд куб м
- Азербайджан 33 млрд куб м
- Казахстан 19 млрд куб м
- Киргизия 17 млрд куб м
- Иран 16 млрд куб м
- Оман 12 млрд куб м
- Тринидад и Тобаго 9 млрд куб м
- Египет 6 млрд куб м
- Узбекистан 4 млрд куб м
- Индия -34 млрд куб м
- Япония -104 млрд куб м
- Китай -169 млрд куб м
- Европа -361 млрд куб м

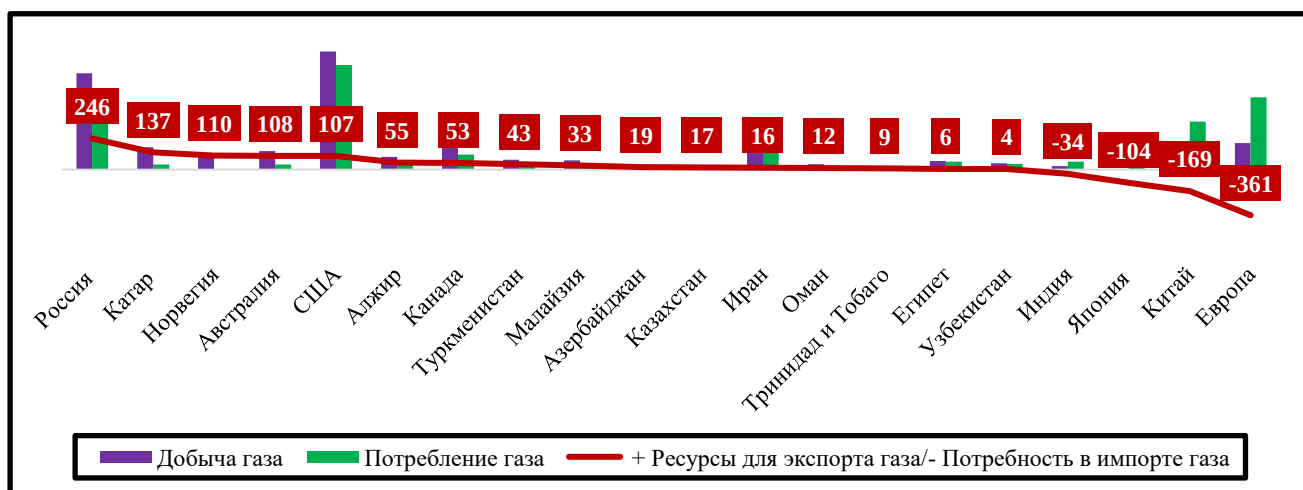


Рисунок 59 - Профицит(+)/дефицит(-) ресурсов газа по ключевым странам-экспортерам и странам-импортерам, млн тонн в год

Источник: НААНС-МЕДИА, анализ автора

Следует отметить, что Россия является первой страной в мире, располагающей самым значимым объемом профицитных ресурсов газа в мире.

Ключевыми странами-потребителями, у которых внутренний спрос значительно выше добычи газа, являются:

- Страны Европы с потенциалом импорта 361 млрд куб м,
- Китай – 169 млрд куб м,
- Япония - 104 млрд куб м.

С одной стороны, ярко выраженная зависимость Евросоюза от импорта нефти и газа и стремление к энергетической безопасности стала драйвером утверждения Еврокомиссией законопроектов, целью которых является получение к 2050 году до 80% всей энергии из альтернативных источников¹⁵⁵.

С другой стороны, на фоне разрастающегося в мире энергокризиса Еврокомиссия была заинтересована в получении дисконтированной российской нефти, и в октябре 2022 года в ЕС было имплементировано соглашение G7 об экспорте российской нефти.

Согласно данным Еврокомиссии¹⁵⁶ был введен запрет ЕС на импорт российской морской нефти и нефтепродуктов, а ограничение цен, после его введения, должен был позволить европейским операторам осуществлять и поддерживать транспортировку российской нефти в третьи страны, при условии, что ее цена остается на уровне заранее установленного “ограничения”.

Последовательность событий в рамках применения санкционных пакетов в 2022–2023 годах представлена в главе 2.5. настоящего исследования.

В ответ на принятые коалицией ЕС, G7 и Австралией ценовые ограничения в отношении поставок российской нефти подготовлен Указ Президента РФ¹⁵⁷, который ввел запрет на продажу нефти из России, при условии если получателем

¹⁵⁵ «ЕК опубликовала стратегию создания экономики с нулевыми углеродными выбросами к 2050 году», [Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/5846230>, (дата обращения 27.09.2021)

¹⁵⁶ Сайт Еврокомиссии [Электронный ресурс]. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5989 (дата обращения 07.11.2022)

¹⁵⁷ <https://www.vedomosti.ru/>

сырья является страна, которая поддержала потолок цен на нефть из России или в контракте с инопокупателем представлены упоминания о потолке цен.

Ограничения, вводимые G7 и Евросоюзом на поставки российской нефти, привели, как результат, к отказу российских компаний от поставок нефти на внешние рынки по нерыночным ценам.

При этом рост поставок СПГ в Европу, замещающих российский трубопроводный газ, сопровождался сокращением поставок в другие регионы мира, что привело к разрастанию в мировом масштабе энергокризиса, первоначально сформированного в зоне Евросоюза.

Следует отметить, что российские порты, традиционно ориентированные на отгрузку нефти в направлении европейских стран, сосредоточены в Черноморском, Балтийском и Арктическом бассейнах.

Если совокупная отгрузка нефти через порты Новороссийск, Приморск, Усть-Луга, Калининград, Варандей, Мурманск, Сабетта за 2021 год составила 2,1 млн баррелей/сутки (как в направлении Европы, так и стран АТР), то за 2022 год отгрузка нефти из перечисленных портов возросла до 2,6 млн баррелей/сутки (или на 22% относительно уровня 2021года) за счет значительного роста спроса на российские сорта нефти Юралс, Арко, Варандей, Новопортовая легкая (таблица 64).

Таблица 64 - Объем перевалки нефти через порты Черноморского, Балтийского и Арктического бассейнов за 2021 - 2022 годы.

	2021 год	2022 год	+/- 2022 к 2021 году	+/- в % 2022 к 2021 году
Новороссийск	19662	28158	8496	43%
Приморск	36253	41755	5501	15%
Усть-Луга	23175	31329	8154	35%
Калининград (Светлый)	412	327	-85	-21%
Варандей	4618	5859	1242	27%
Мурманск	15548	16387	839	5%
Сабетта	7223	6754	-470	-6%
итого по портам Балтики и Арктики, в тыс тонн	106891	130568	23677	22%
итого по портам Балтики и Арктики, в млн барр/сутки	2,1	2,6	0,5	22%

Источник: НААНС-МЕДИА, составлено автором

То есть, санкционное давление на энергетический сектор России сработало не в направлении снижения спроса на российскую нефть, а, наоборот, спровоцировало рост продаж российской нефти на экспорт¹⁵⁸.

7.2. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка».

Следует отметить продуктивную работу российских компаний по диверсификации направлений экспорта нефтеналивных грузов из Европы в дружественные и нейтральные страны еще до начала ввода в действие санкционного пакета и после введения эмбарго с 5 декабря 2022 года.

Так, в ноябре 2022 года в порту Приморск, традиционно ориентированном на поставки нефти в Европу (рисунок 60), доля поставок нефти в дружественные страны: Индию уже составляла 50%, в Египет - 19%, в нейтральные ОАЭ – 6%. На недружественные страны Евросоюза (Нидерланды, Италию) пришлось 19% отгрузок из порта Приморск в ноябре 2022 года.

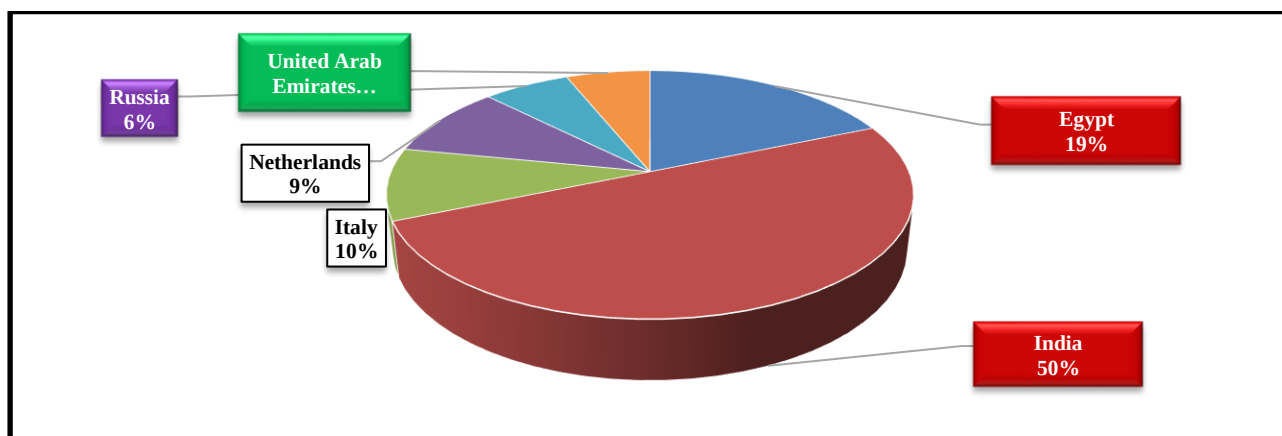


Рисунок 60 - Структура перевалки нефти через порт Приморск в ноябре 2022 года с детализацией по странам

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, составлено автором

¹⁵⁸ По отчетным данным за 11 месяцев 2022 года

В порту Усть-Луга доля поставок российской нефти в ноябре 2022 года в дружественные Индию, Турцию и Египет составила 77% (рисунок 61).¹⁵⁹ Доля недружественных стран: Великобритании, Сингапура, Нидерландов в ноябре 2022 года составила 23%.

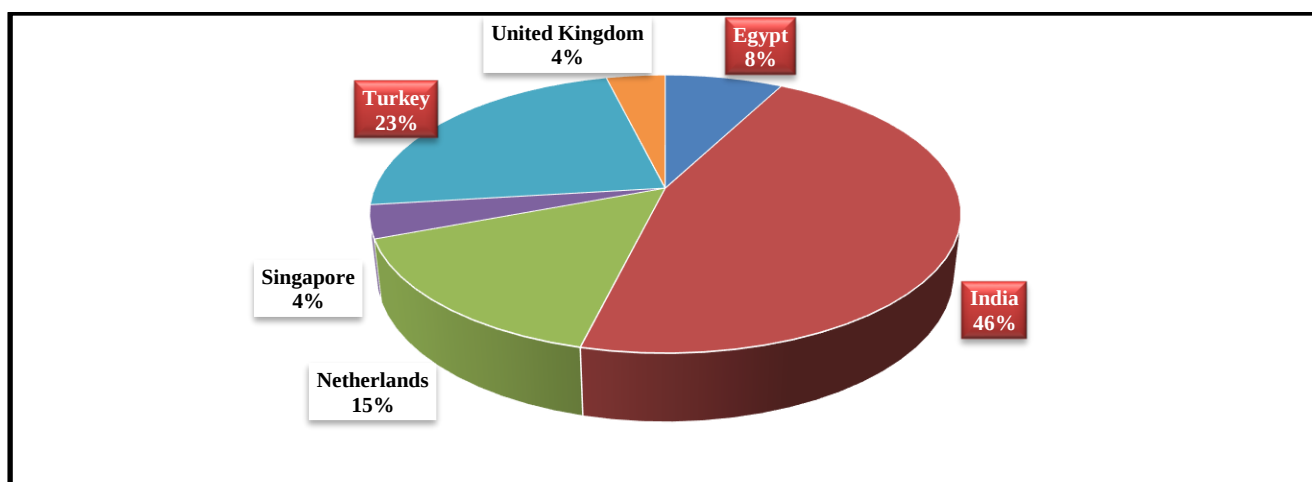


Рисунок 61 - Структура перевалки нефти через порт Усть-Луга в ноябре 2022 года с детализацией по странам

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, составлено автором

Доля дружественных стран в структуре поставок нефти из порта Новороссийск в ноябре 2022 года составила 46% (рисунок 62), на недружественные страны Евросоюза пришлось 54% отгрузок из порта Новороссийск - в Болгарию, Италию и Хорватию. При этом транзит нефти Казахстана, который выведен из периметра санкций, составил 27% от общего перевалки нефти из порта Новороссийск.

Кроме того, санкции, сопряженные с потолком цен, не коснулись поставок нефти и нефтепродуктов в Болгарию, Хорватию и страны Евросоюза, у которых нет выходов к морю. В частности, Болгария сможет до 31 декабря 2024 года закупать в России нефть и нефтепродукты, транспортируемые по морю. Хорватии

¹⁵⁹ Европейскому союзу предрекли обнищание из-за его энергетической политики — эксперт РАНХиГС Сафонова [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3758187.html> (дата обращения 09.12.2022)

разрешено до 31 декабря 2023 года импортировать вакуумный газойль, произведенный в РФ, в случае отсутствия альтернативных вариантов поставок.

Таким образом, в ноябре 2022 года из порта Новороссийск в недружественную Италию, которая одобрила «потолок» цен, была направлена только одна партия нефти российских производителей.

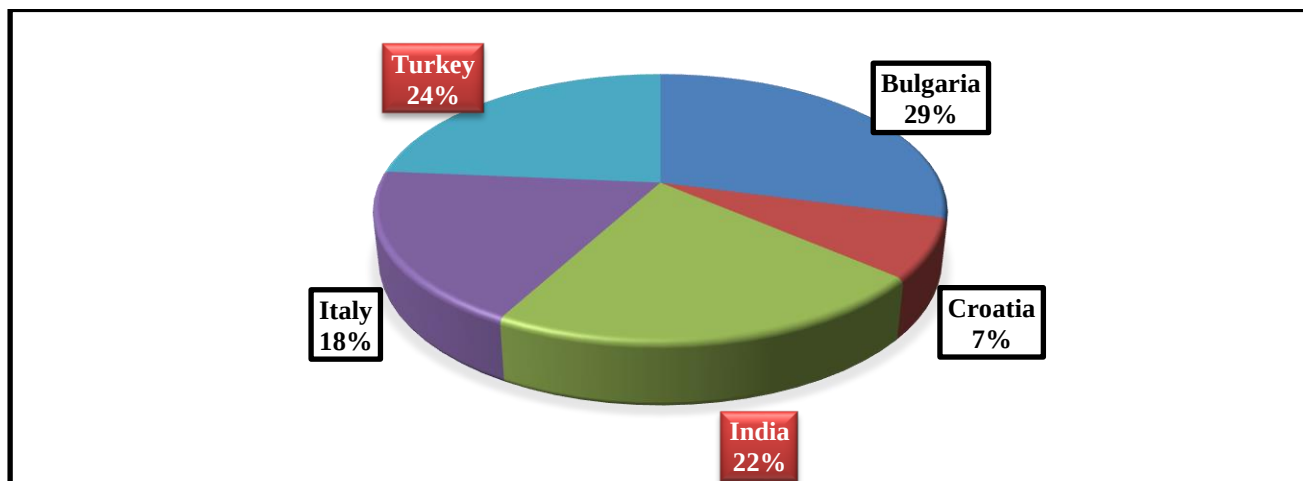


Рисунок 62 - Структура перевалки нефти через порт Новороссийск в ноябре 2022 года с детализацией по странам

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, составлено автором

До начала ввода санкций в ноябре 2022 года доля дружественных стран Индии и Египта в структуре поставок нефти из арктического порта Мурманск составила 76% (рисунок 63), на недружественные страны Евросоюза пришлось 24% отгрузок (в Италию, Нидерланды и Испанию).

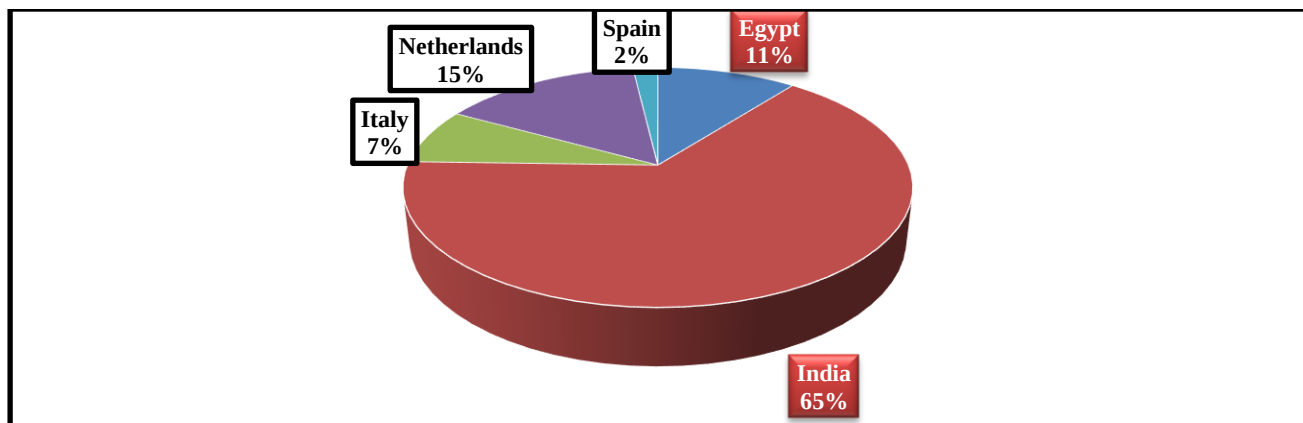


Рисунок 63 - Структура перевалки нефти через порт Новороссийск в ноябре 2022 года с детализацией по странам

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, составлено автором

Рост поставок российской нефти через морские порты Новороссийск, Приморск, Усть-Луга в 1 квартале 2023 года компенсировал выпавшие объемы поставок нефти по трубопроводу "Дружба".

Германия отказалась от приема нефти по трубопроводу "Дружба", начиная с 1 января 2023 года. Этот шаг стал результатом усилий властей Польши, которая добивалась введения санкций против этого трубопроводного маршрута, однако сама Польша увеличила прием российской нефти в январе 2023 года до 0,5 млн тонн. В результате объем экспортных отгрузок нефти трубопроводным транспортом по нефтепроводу «Дружба» в январе 2023 года составил 1,7 млн тонн, сократившись на 1,0 млн тонн по сравнению с декабрем 2022 года. В феврале 2023 года Польша также отказалась от закупки российской нефти. Германия в феврале и в марте 2023 года закупила по 20 тыс. тонн нефти из ресурсов Казахстана, что составило 1% от традиционной ежемесячной поставки в 2022 году.

Таким образом, за 3 месяца 2023 года произошел обвал трубопроводных поставок нефти в Европу по системе магистральных нефтепроводов «Дружба» на 64% (рисунок 64).

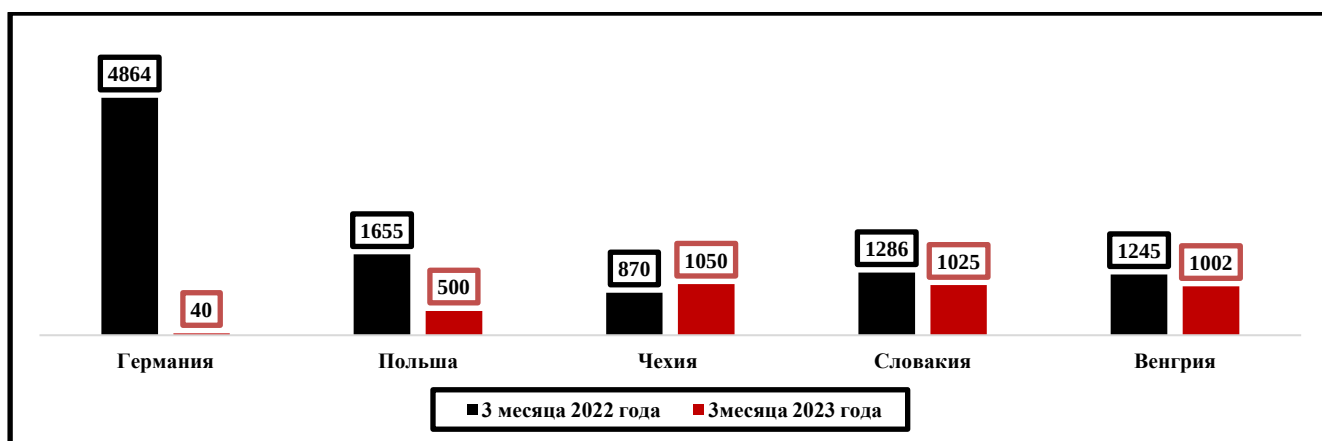


Рисунок 64 – Изменение поставок нефти в Европу по системе магистральных нефтепроводов «Дружба» за 1 квартал 2022 и 2023 года, в тыс тонн

Источник: НААНС-МЕДИА, анализ автора

В январе-марте 2023 года сохранились поставки нефти по южной ветке нефтепровода «Дружба»:

в Венгрию для НПЗ в Сазхаломбатте,

в Чехию на НПЗ Литвинов,

в Словакию для Братиславского НПЗ.

Исследование перераспределения основных объемов российской нефти из портов Балтийского, Черноморского и Арктического бассейнов, а также поставок нефти по трубопроводной системе «Дружба» позволили автору сделать следующие выводы:

- российскими нефтяными компаниями проведена эффективная превентивная работа по диверсификации экспорта нефти и выявлена безусловная заинтересованность дружественных стран в глобальном развороте поставок нефтеналивных грузов из России¹⁶⁰,
- запрет на морские перевозки нефти из России, стоимость которых превышает установленный ЕС потолок, привел к тому, что российское сырье было перенаправлено в дружественные страны, а государства Европейского союза стали закупать нефть из альтернативных источников по мировым ценам¹⁶¹,
- Индия, Турция и Египет стали основными распределительными хабами российской нефти сорта Юралс, в недружественные страны ЕС направляется остаточный российский ресурс,
- в период санкционного давления и глобальной трансформации мировых нефтегазовых грузопотоков российские трубопроводные системы, ориентированные на конкретные рынки сбыта, оказались более уязвимыми в части потери грузооборотов в направлении недружественных стран по сравнению с поставками морским путем, предусматривающими маневренность изменений направления экспорта.

С учетом востребованности российских энергоресурсов на мировых рынках в 2023 году российские компании имеют потенциал полностью трансформировать

¹⁶⁰ Европейскому союзу предрекли обнищание из-за его энергетической политики — эксперт РАНХиГС Сафонова [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3758187.html> (дата обращения 09.12.2022)

¹⁶¹ В мире наблюдается резкий рост спроса на российскую нефть — эксперт РАНХиГС Сафонова [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3724090.html> (дата обращения 07.11.2022)

грузопотоки нефти в дружественные и нейтральные страны из перечисленных портов Черноморского, Балтийского и Арктического бассейнов.

7.3. Оптимизация экспортных грузопотоков российских нефтепродуктов и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка».

Страны коалиции Европейского союза, Большой Семерки и Австралии с 5 февраля 2023 года ввели эмбарго на импорт российских нефтепродуктов и ценовой потолок для их перевозки морским транспортом в третьи страны.

С 5 февраля 2023 года были установлены ценовые лимиты на уровне \$100 за баррель для премиальных нефтепродуктов, \$45 за баррель для нефтепродуктов, торгующихся со скидкой.

После ввода в действие эмбарго в отчетах авторитетных международных организаций все чаще представляются оценки, подтверждающие, что объем экспорта нефти и нефтепродуктов из России превысил ожидания коалиции, которые инициировали санкции и потолки цен.

Международные аналитики предполагали, что российские компании будут вынуждены снизить добычу в связи с невозможностью распределения потоков нефтепродуктов из России. Однако согласно прогнозу управления энергетической информации Минэнерго США (EIA) от 16.03.2023, оценка добычи нефти в России в 2023 году была повышена на 0,4 млн баррелей в сутки по сравнению с предыдущим отчетом - до 10,3 млн баррелей в сутки, так как "недавний экспорт нефтепродуктов из России превысил ожидания"¹⁶².

По итогам «короткого» февраля 2023 года, после введения «потолка» цен на российские нефтепродукты, произошло незначительное снижение экспорта нефтепродуктов из России, среднесуточный показатель экспорта нефтепродуктов

¹⁶² Прогноз управления энергетической информации Минэнерго США (EIA) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/> (дата обращения 19.03.2023)

через порты Черноморского и Балтийского бассейнов снизился на 11% относительно уровня января 2023 года (таблица 61).

В марте 2023 года экспорт нефтепродуктов из портов Черноморского и Балтийского бассейнов, традиционно ориентированных на европейских потребителей, превысил показатели января 2023 года, а прирост поставок к уровню февраля 2023 года, составил 35% (таблица 65).

Таблица 65. Экспорт нефтепродуктов через порты Черноморского и Балтийского бассейнов в январе -марте 2023 года, в тыс тонн.

наименование порта	январь 2023	февраль 2023	март 2023	+/- в март к февралю 2023	+/- в % март к февралю 2023
порт Санкт-Петербург	992	664	920	256	39%
порт Приморск	1804	1728	1959	231	13%
порт Высоцк	859	851	949	99	12%
порт Усть-Луга	3325	2815	3229	414	15%
порт Калининград	40	23	77	54	239%
порт Новороссийск	1814	1257	2073	816	65%
порт Туапсе	1208	928	1425	497	54%
порт Ростов--на-Дону	259	236	327	91	39%
порт Тамань	1073	772	1411	639	83%
порт Темрюк	66	23	66	44	193%
порт Кавказ	508	331	509	177	54%
порт Ейск	98	59	99	40	68%
Итого, тыс тонн в месяц	12045	9685	13044	3359	35%
среднесуточный экспорт нефтепродуктов, тыс тонн	389	346	421	32	22%

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, анализ автора

При этом российским компаниям к февралю 2023 года удалось перераспределить нефтепродукты в основном в дружественные и нейтральные страны.

Так, по итогам февраля 2023 года (рисунок 65):

- 78% дизельного топлива было направлено в дружественные страны: Турцию, Саудовскую Аравию, Египет, Алжир, Тунис, Бразилию, Марокко,
- 13% - в страны Евросоюза (Латвия, Болгария) и в Гибралтар, являющийся заморской территорией Великобритании,
- 9% - в нейтральные страны-импортёры: ОАЭ, Грузию, Ливию, Гану и Того.

Экспорт дизельного топлива составляет около 45% от объёма производства российскими нефтеперерабатывающими заводами и занимает ключевую позицию в структуре экспорта российских нефтепродуктов.

Кроме того, на внешнем рынке востребован бензин, нефтя, газойли, а также мазут российского происхождения несмотря на стратегию декарбонизации, анонсированную странами ЕС и G7.

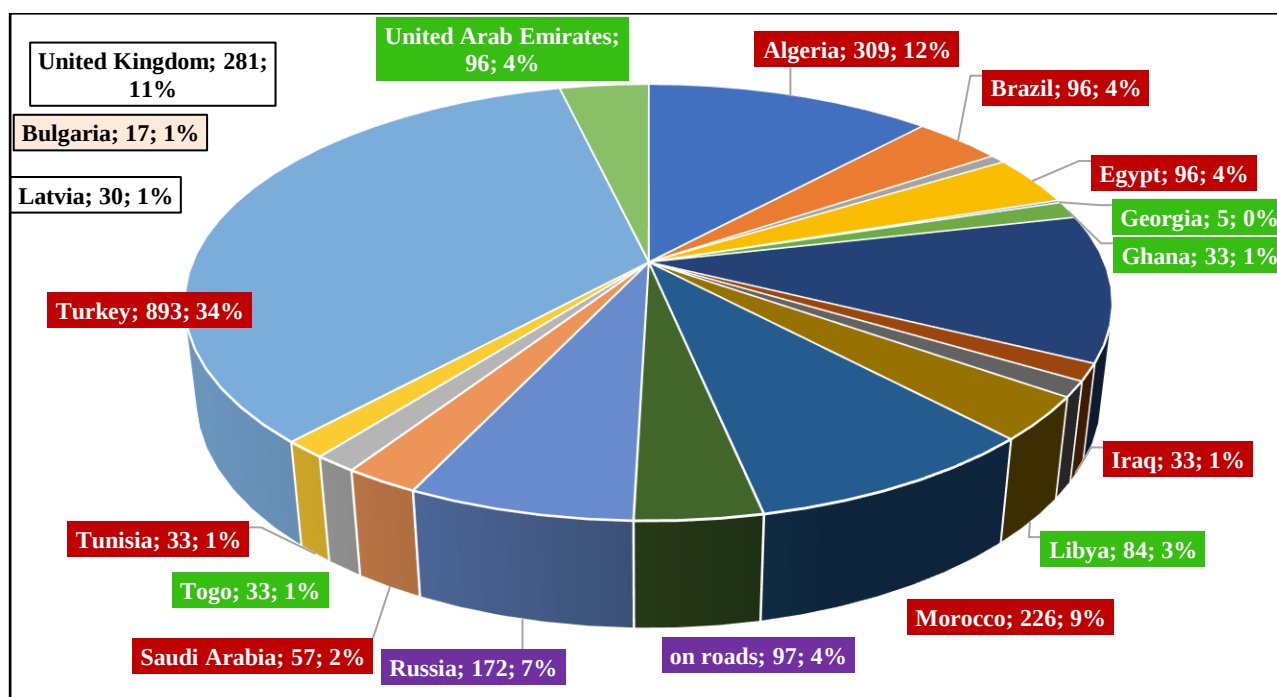


Рисунок 65. Распределение по странам поставок дизельного топлива из России в феврале 2023 года, после ввода в действие эмбарго на российские нефтепродукты.

Источник: данные судовых брокеров, НААНС-МЕДИА, анализ автора

Таким образом, результаты санкционного давления оказались не на стороне инициаторов. Под давлением санкций российскими компаниями разработана и внедрена программа "лояльности" для дружественных стран с предложением индивидуальных скидок партнерам, заинтересованным в долгосрочном сотрудничестве.

7.4. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире

Традиционно основными потребителями российского трубопроводного газа являлись страны Евросоюза.

После запуска экспортного трубопровода «Братство» в 1967 году Россия осуществляла бесперебойные поставки российского природного газа в Европу, что поддерживало энергетическую и экономическую стабильность в странах-импортерах на протяжении 55 лет.

По данным отчета ПАО «Газпром» за 2021 год¹⁶³, потребление природного газа в Европе составило 578,4 млрд куб. м, из которых:

- поставки из Норвегии, Великобритании и Нидерландов — 180,7 млрд куб. м (31%);
 - поставки трубопроводного газа из России¹⁶⁴ — 174,3 млрд куб. м (30%);
 - поставки СПГ из России — 17,7 млрд куб. м (3%);
 - поставки из Алжира — 53,2 млрд куб. м (9%);
 - поставки СПГ из США — 29,8 млрд куб. м (5%);
 - поставки из Катара — 22,9 млрд куб. м (4%);
 - поставки из Нигерии — 13,2 млрд куб. м (2%);
 - поставки из Азербайджана — 9,1 млрд куб. м (2%);
- на прочие поставки пришлось 14% (рисунок 66).

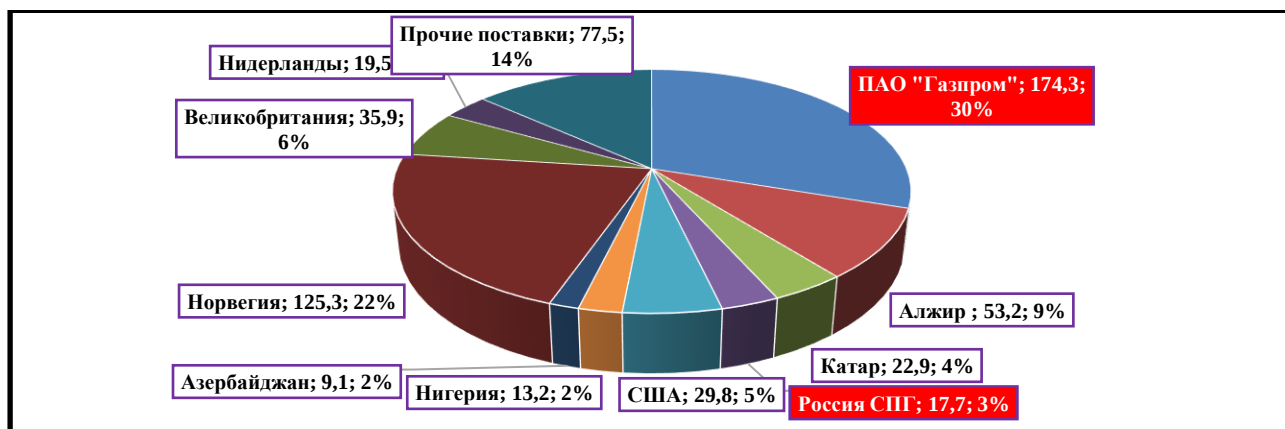


Рисунок 66. Структура поставок природного газа и СПГ в Европу по данным за 2021 г., млрд куб. м и в %

Источник: ПАО «Газпром», анализ автора

¹⁶³ Синергия успеха. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2021 г. [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром» (сайт). URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2021-ru.pdf> (дата обращения: 01.11.2022).

¹⁶⁴ Включая поставки в Турцию.

Реально зависимость от российского газа в Европе еще в 2021 году была ярко выражена.

После ввода в действие третьего пакета санкций, 8 марта 2022 года Еврокомиссия¹⁶⁵ представила базовые предложения по энергобезопасности, ключевым пунктом которых являлось сокращение потребления газа из России на две трети к концу 2022 года или на 100 млрд куб. м.

Для целей сокращения зависимости от российских энергоресурсов в проект плана Еврокомиссии “REPowerEU”¹⁶⁶, опубликованного 8 марта 2022 года, входило:

- увеличение объемов импорта СПГ и других производителей трубопроводного газа;
- увеличение объемов производства и импорта биометана и «чистого» водорода;
- ускорение сокращения использования ископаемых видов топлива для отопления домов и промышленных предприятий за счет повышения энергоэффективности и увеличения использования возобновляемых источников энергии, а также устранения узких мест в инфраструктуре.

Однако по факту в 2022 году в зоне Евросоюза произошел рост импорта СПГ, расконсервация теплоэлектростанций и рост генерации, основанной на угле и мазуте.

Через территорию Украины проходит четыре газопровода из России¹⁶⁷:

- «Союз» (трубопровод Оренбург — Западная граница) мощностью 26 млрд куб. м в направлении Словакии, Венгрии и Румынии;

¹⁶⁵ REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy [Электронный ресурс] // European Commission (сайт). URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511 (дата обращения: 07.11.2022).

¹⁶⁶ REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy [Электронный ресурс] // European Commission (сайт). URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511 (дата обращения: 07.11.2022).

¹⁶⁷ Зарубежная транспортировка российского газа [Электронный ресурс] // Газпром экспорт (сайт). URL: <https://gazpromexport.ru/projects/transportation/> (дата обращения: 07.11.2022).

- «Братство» и «Прогресс» (трубопровод Ямбург — Западная граница) мощностью 26 млрд куб. м;
- «Уренгой — Помары — Ужгород» мощностью 32 млрд куб. м в направлении Словакии, Чехию, Австрии;
- газотранспортный коридор через Румынию в направлении Молдавии, Румынии, Болгарии, Турции, Греции и Северной Македонии. Ранее использовался для поставок российского газа на Балканы. С 2021 года по оставшейся части газопровода (в Румынии) осуществляются реверсные поставки российского газа из газопровода «Турецкий Поток» в Венгрию («Балканский Поток»).

Совокупная мощность газопроводов «Уренгой — Помары — Ужгород» (Суджа), «Союз» (Сохрановка), «Прогресс», газотранспортный коридор через Румынию, по которым осуществляется транзит газа через Украину, составляет 84,0 млрд куб. м.¹⁶⁸

Кроме того, экспортные поставки российского трубопроводного газа осуществлялись с использованием систем:

- «Турецкий Поток» пропускной способностью 31,5 млрд куб. м,
- «Голубой Поток» пропускной способностью 16,0 млрд куб. м,
- «Северный Поток» пропускной способностью 55,0 млрд куб. м,
- «Ямал — Европа» пропускной способностью 32,9 млрд куб. м,
- «Сила Сибири» пропускной способностью 38,0 млрд куб. м,
- «Выборг — Иматра» пропускной способностью 6,0 млрд куб. м.

Экспортные газопроводные проекты России располагали профицитными мощностями в страны Европы и до ввода в действие пакета санкций в 2022 году (рисунок 67), по итогам 2021 года они составили 121,1 млрд куб. м., что означает избыточность как российских, так и зарубежных инвестиций в газопроводные

¹⁶⁸ Сафонова Т. Ю. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире. Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2023; 17 (1): 64–75. <https://doi.org/10.22394/2073-2929-2023-01-64-75>

проекты в Европу на фоне ослабления экономических и эскалации политических факторов влияния на принятие решения о поставщиках энергоресурсов.

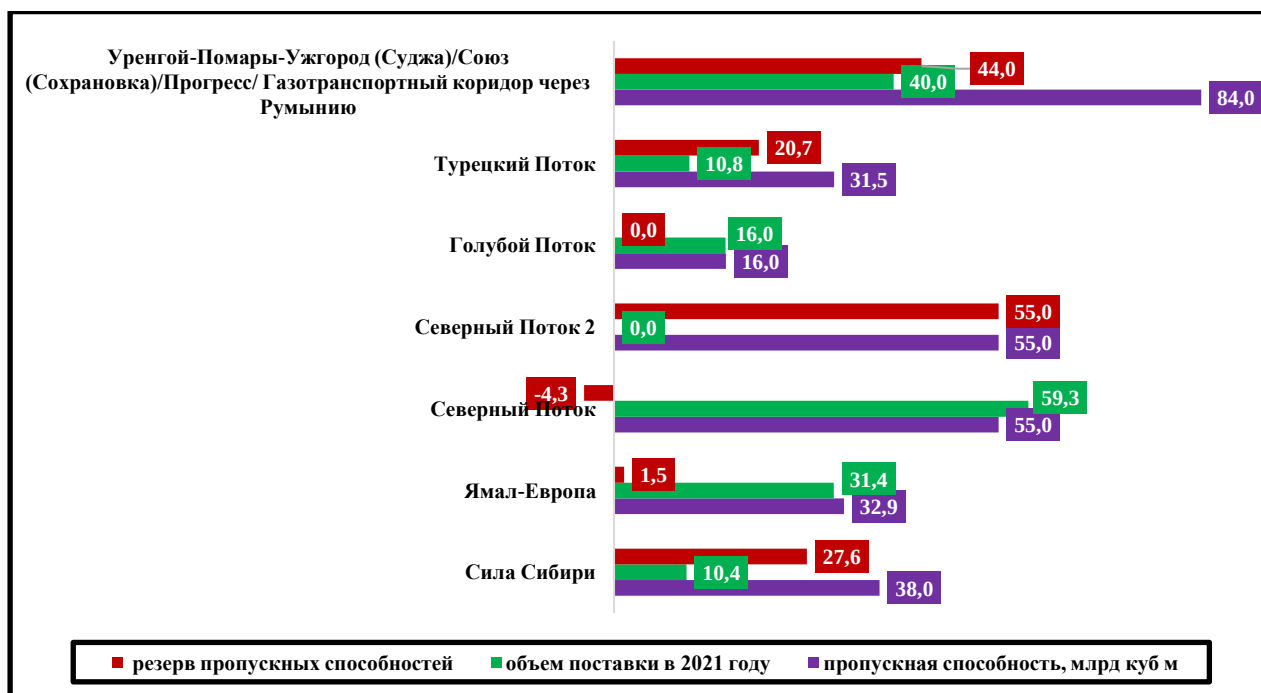


Рисунок 67. Резерв пропускных способностей экспортных магистральных газопроводов из России по данным за 2021 год, млрд куб м в год

Источник: ООО «Газпром экспорт», составлено автором

По итогам 2021 года поставки трубопроводного газа в Европу в совокупности составили 376,4 млрд куб. м, из которых объем российского газа составил 174,3 млрд куб. м или 46% от общего объема поставок (таблица 66).

Кроме того, значительный объем трубопроводного газа в Европу был поставлен из Норвегии, а именно 112,8 млрд куб. м или 30% от общего объема поставок, а также из Алжира — 31,1 млрд куб. м или 9% от общего объема поставок.

Общий объем поставок ПАО «Газпром» на экспорт в 2021 году составил 185,1 млрд куб. м¹⁶⁹ (включая поставки в Китай 10,4 млрд куб. м). По итогам 2022 года потери экспорта российского трубопроводного газа в дальнее зарубежье составили 46%, снизившись до уровня 100,9 млрд куб. м.

¹⁶⁹ Синергия успеха. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2021 г. [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром» (сайт). URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2021-ru.pdf> (дата обращения: 01.11.2022).

Таблица 66. Поставки трубопроводного газа в Европу с распределением по странам и газопроводам в 2021 году, млрд куб м

Страна	Газопровод	Пропускная способность	Поставки газа в страны ЕС	Поставки газа в другие страны Европы	Итого поставлено в Европу по газопроводам
Россия	Северный Поток, Голубой Поток, Турецкий Поток, Ямал — Европа, Выборг — Иматра, транзит через Украину	280,4	147,5	26,8	174,3
Алжир	Магриб — Европа (Medgaz) через Марокко в Испанию, TransMed через Тунис и Сицилию в Италию	42,0	34,1		34,1
Ливия	Greenstream в Италию	11,0	3,1		3,1
Норвегия	Norpipe в Великобританию	16,0	80,9	31,9	112,8
Иран	Тебриз — Анкара в Турцию	14,0		9,1	9,1
Азербайджан	Баку — Тбилиси — Эрзурум, Трансанатолийский газопровод (TANAP), продолжением является Трансадриатический газопровод*)	16,0	8,2	11,3	19,5
ЕС	Интерконнектор Великобритания — Бельгия	25,5		11,2	11,2
Другие страны Европы	Интерконнектор Бельгия — Великобритания		12,3		12,3
Итого		401,4	286,1	90,3	376,4

*) предусмотрено увеличение пропускной способности до 32 млрд куб. м к 2027 г.

Источник: ООО «Газпром экспорт», ООО «НААНС-МЕДИА», составлено автором

Такое значимое снижение стало следствием диверсий на двух газопроводах «Северный Поток», национализации российских активов в странах Евросоюза под предлогом санкций, а также реализации стратегии Еврокомиссии по сокращению потребления газа из России на две трети к концу 2022 года.

Так, в апреле 2022 года правительство Польши заблокировало активы «Газпрома» в компании EuRoPol Gaz¹⁷⁰, которая является оператором части газопровода «Ямал — Европа», пролегающей по польской территории.

Власти Германии национализировали Gazprom Germania, переименовав ее в SEFE без каких-либо выплат в адрес российской компании.

Самым значимым потрясением мировой энергетической отрасли в 2022 году стал подрыв инфраструктуры газопроводов «Северный Поток» и «Северный Поток-2», в результате которого страны Евросоюза потеряли доступ к экономически эффективным и стабильным поставкам российского

¹⁷⁰ Российские санкции сделали невозможным транзит газа через Польшу [Электронный ресурс] // РБК (сайт). 12.05.2022. URL: <https://www.rbc.ru/politics/12/05/2022/627d03929a7947133a1a34bb> (дата обращения: 07.11.2022).

трубопроводного газа в потенциальном объеме 82,5 млрд куб. м в год. Утечки, которые произошли в результате взрывов, находились исключительно в экономической зоне Швеции и Дании.

Поскольку газопроводные системы «Северный Поток» и «Северный Поток-2» были разрушены в результате терактов, пропускная способность одной сохраненной ветки составляет 27,5 млрд куб. м, но из-за отсутствия сертификации и санкционного давления она не была задействована.

В 2022 году, помимо «Северных Потоков», был остановлен трубопровод «Ямал — Европа» мощностью 32,9 млрд куб. м, который проходит по территории четырех стран — России, Белоруссии, Польши и Германии, а также газопровод «Выборг — Иматра» мощностью 6,0 млрд куб. м в направлении Финляндии.

Поставки российского газа в Европу транзитом через Украину к концу 2022 г. осуществлялись через один газопровод «Уренгой — Помары — Ужгород» из действующих четырех, через распределительную станцию «Суджа».

Таким образом, объем поставок в Европу, включая Турцию, составил в 2022 году 85,4 млрд куб. м.

Недостающий объем российского газа страны Евросоюза восполнили за счет закупки сжиженного природного газа, затраты на которые оказались выше относительно трубопроводных партий, прежде всего, за счет возросших ставок фрахта.

Из всех направлений экспорта в 2022 году произошел рост объема российских поставок только в Китай по газопроводу «Сила Сибири» на 5,1 млрд куб. м относительно уровня 2021 года (с 10,4 до 15,5 млрд куб. м).

Оценка изменений объема поставок трубопроводного газа из России в 2021–2022 годах и потенциала использования грузопотоков российского газа после запуска в эксплуатацию новых проектов представлена на рисунке 68.

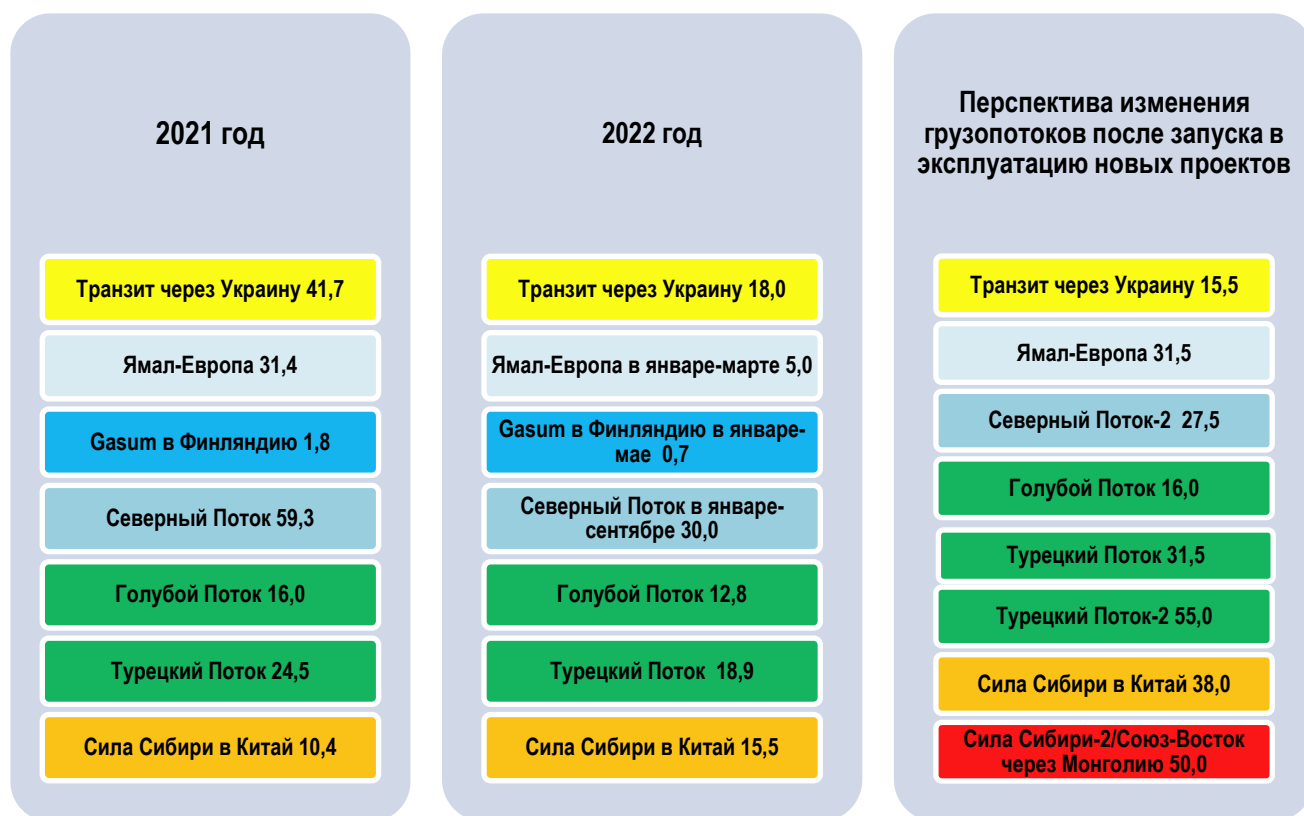


Рисунок 68. Оценка потенциала использования грузопотоков российского газа после запуска в эксплуатацию новых проектов, млрд куб. м в год¹⁷¹
 Источник: ООО «Газпром экспорт», ООО «НААНС-МЕДИА», составлено автором

Президент России В. В. Путин выдвинул идею¹⁷² о создании на территории Турции газового хаба — системы распределения и дальнейшей перепродажи российского газа.

Глава Газпрома Алексей Миллер допустил, что поставки газа, прерванные после терактов на «Северных Потоках», могут быть переброшены в турецком направлении¹⁷³.

В случае если Россия и Турция согласуют строительство дополнительной трубопроводной системы, то для возмещения выпавших в результате подрыва

¹⁷¹ Сафонова Т. Ю. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире. Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2023; 17 (1): 64–75. <https://doi.org/10.22394/2073-2929-2023-01-64-75>

¹⁷² Путин предложил Эрдогану создать газовый хаб в Турции. Нужен ли он Европе [Электронный ресурс] // РБК (сайт). 14.10.2022. URL: <https://www.rbc.ru/business/14/10/2022/6347f9d49a7947dfbedaa0f4> (дата обращения: 01.11.2022).

¹⁷³ Миллер допустил перенаправление газа для «Северных Потоков» через Турцию [Электронный ресурс] // РИА Новости (сайт). 16.10.2022. URL: <https://ria.ru/20221016/turtsiya-1824412035.html> (дата обращения: 07.11.2022).

«Северных Потоков» поставок российского газа может потребоваться ввод в эксплуатацию двух новых веток «Турецкого Потока».

В 2021 году был запущен в эксплуатацию «Балканский Поток», представляющий собой продолжение «Турецкого Потока», для Болгарии и Сербии, Хорватии и Венгрии.

Если ранее Германия являлась главным газораспределительным хабом российского трубопроводного газа в Европе, то теперь эту позицию может занять Турция. Страны Северной Европы в дальнейшем все больше будут зависеть от дорогостоящего СПГ, а Южная Европа сможет получать через «Балканский Поток» приоритетные по стоимости партии российского газа¹⁷⁴.

Резерв пропускной способности «Голубого Потока» и «Турецкого Потока» можно нарастить в ближайшей перспективе с учетом новых договоренностей о цене поставки топлива, так как условия ценообразования по двум трубопроводным системам отличаются.

Поскольку совокупная мощность «Турецкого» и «Голубого» потоков составляет 47,5 млрд куб. м, то уже в 2023 году возможно нарастить объем поставок без дополнительного расширения инфраструктуры, что может быть достигнуто при согласовании приемлемых для сторон ценовых условий.

Запуск дополнительных мощностей «Турецкого Потока» может позволить частично компенсировать выпадающий объем экспорта по «Северному Потoku».

Планы по расширению инфраструктуры поставок в страны Азиатско-Тихоокеанского региона по газопроводной системе «Сила Сибири — 2» и «Союз — Восток» предусмотрительно прорабатываются Россией, Китаем и Монголией в течение нескольких лет. Предполагается, что новые проекты должны объединить западную и восточную газотранспортные системы. То есть газ

¹⁷⁴ Что произойдет с газовой отраслью России, которая лишится возможности экспортировать от 80 до 100 млрд куб. м газа в год (комментарий Тамары Сафоновой) [Электронный ресурс] // Нефть и Капитал. 31.10.2022. URL: <https://oilcapital.ru/news/2022-10-31/100-mlrd-kubometrov-bez-rynkov-sbyta-2412687> (дата обращения: 01.11.2022).

Западной Сибири, который сейчас был ориентирован на Европу, можно будет направлять в страны АТР.

В начале 2022 года стороны подписали протокол результатов рассмотрения ТЭО проекта и договор на выполнение проектно-изыскательских работ, а также план деятельности совместной рабочей группы правительства Монголии и «Газпрома» на 2022–2024 гг. Начало строительства ожидается в 2024 году, дата ввода в эксплуатацию монгольской части предварительно запланирована на 2027–2028 гг.

Трансформация экспортных грузопотоков трубопроводного газа по анонсированным проектам «Союз — Восток», «Сила Сибири — 2» зависит от сроков реализации проектов. Запуск этих проектов в полном объеме позволит увеличить экспортный потенциал России по транспортировке газа на 72,5 млрд куб. м в год.

Кроме того, на фоне разрастающегося энергокризиса нельзя исключать и запуск уцелевшей ветки «Северного Потока — 2» мощностью 27,5 млрд куб. м и газопровода «Ямал — Европа» мощностью 32,9 млрд куб. м в случае изменения подходов сторон и снятия санкционных ограничений, так как для стран Северной Европы запуск этих маршрутов эффективнее относительно закупок СПГ.

Так, например, Финская государственная энергокомпания Gasum изменила свою позицию относительно преждевременного отказа от российских энергоресурсов и выразила намерение продолжать закупать газ из России. До 2022 года Gasum закупала российский газ по долгосрочному контракту с «Газпром экспорт», который действовал до конца 2031 года. С июня 2022 года Финляндия закупала газ у других дружественных поставщиков по трубопроводу Balticconnector, а также СПГ, но энергодефицит и нестабильность поставок не отвечали стремлениям к энергонезависимости, что, вероятно, и повлияло на решение Gasum.

Прогноз изменения экспортных грузопотоков российского трубопроводного газа на краткосрочную перспективу по трем сценариям (с учетом потенциала добычи газа и развития проектов СПГ), представлен на рисунке 69.

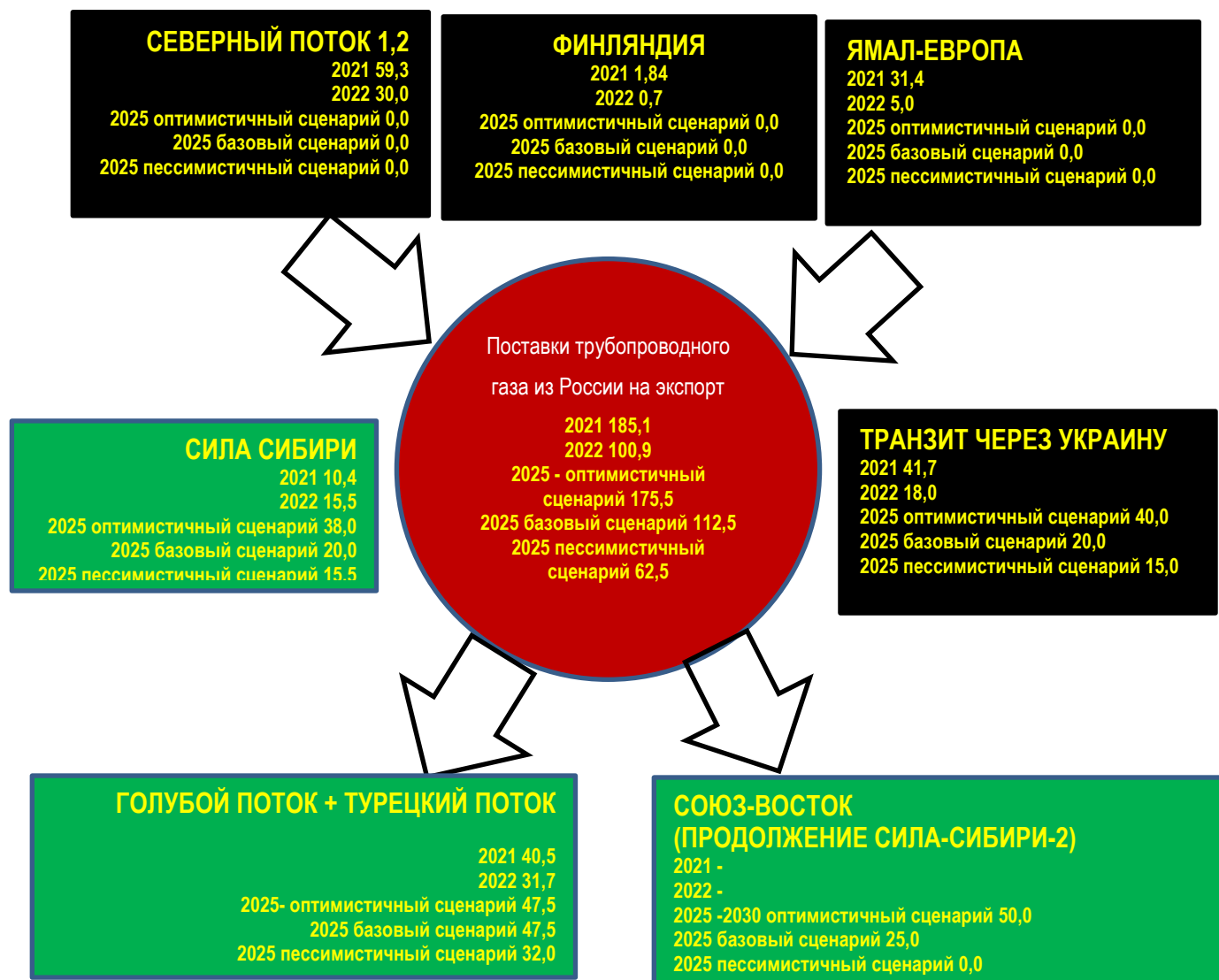


Рисунок 69. Прогноз изменения экспортных грузопотоков российского трубопроводного газа на краткосрочную перспективу по трем сценариям, млрд куб. м в год.

Оптимистичный сценарий предполагает прирост объемов экспорта российского газа к концу 2025 года относительно уровня 2022 года, основанный на предположении:

- о смягчении санкционного давления коалиции G7 и ЕС на энергетический сектор России;

- о переориентации основной части грузопотоков нефти из Европы в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР);
- об увеличении объемов поставок российского газа транзитом через Украину;
- об увеличении объемов поставки газа через существующий газопровод «Турецкий Поток» до 31,5 млрд куб. м;
- о расширении пропускной способности газопровода «Сила Сибири» до 38 млрд куб. м;
- о вводе в эксплуатацию газопроводной системы «Сила Сибири — 2» и дополнительной газопроводной магистрали «Союз — Восток» мощностью 50 млрд куб. м.

Кроме того, согласно оптимистичному сценарию не исключены факторы:

- ввода в эксплуатацию дополнительной газопроводной магистрали «Турецкий Поток — 2» мощностью от 31,5 до 55,0 млрд куб. м;
- сертификации и запуска второй ветки газопровода «Северный Поток — 2» мощностью 27,5 млрд куб. м;
- запуска газопровода «Ямал — Европа» мощностью 32,9 млрд куб. м и «Выборг-Иматра» мощностью 1,7 млрд куб. м,

однако для реализации перечисленных последних трех проектов при одновременном развитии проектов СПГ в краткосрочной перспективе до 2025 года может быть недостаточно добываемых ресурсов.

В этой связи при формировании прогнозной модели автор учитывает максимальный потенциал экспорта газа к 2025 году в объеме 175,5 млрд куб. м.

Базовый сценарий предполагает снижение объемов экспорта российской нефти к концу 2025 года, основанное на предположении:

- о сохранении санкционного давления коалиции G7 и ЕС на энергетический сектор России на текущем уровне;
- о переориентации части грузопотоков магистрального трубопроводного газа из Европы в страны АТР и Турцию;

- об исключении продаж российского газа тем странам, которые одобряют потолок цен;
- о стабилизации объемов поставок российского газа транзитом через Украину на уровне 20 млрд куб. м;
- о выходе объемов поставки газа через существующий газопровод «Турецкий Поток» на использование полного потенциала в объеме 31,5 млрд куб. м;
- о росте объемов перекачки по газопроводу «Сила Сибири» до 20 млрд куб. м;
- о вводе в эксплуатацию первого этапа газопроводной системы «Сила Сибири — 2» и дополнительной газопроводной магистрали «Союз — Восток» через Монголию мощностью 25 млрд куб. м.

Пессимистичный сценарий предполагает резкое снижение объемов экспорта российского газа к концу 2025 года и основан на предположении:

- об усилении санкционного давления коалиции G7 и ЕС на энергетический сектор России;
- об эскалации энергокризиса в Европе;
- о реализации в дальнейшей перспективе в полном объеме планов по сокращению импорта российского газа на 100 млрд куб. м относительно уровня 2021 г.;
- об ответном сокращении российских грузопотоков газа в страны Евросоюза;
- о сохранении объемов поставок российского газа транзитом через Украину на уровне 42 млн куб. м / сутки;
- об увеличении объемов поставки газа через существующий газопровод «Турецкий Поток» до 31,5 млрд куб. м;
- о сохранении объемов поставок по газопроводу «Сила Сибири» на уровне 2022 года из-за отсутствия технических возможностей использования ресурсов западной газотранспортной системы.

Оптимистичный сценарий включает предположение о том, что все заявленные трубопроводные проекты могут быть реализованы ускоренными темпами, но учитывая анонсированные проекты СПГ и объемы внутреннего потребления газа, в краткосрочной перспективе может возникнуть дефицит ресурсов для реализации в полном объеме и трубопроводных проектов и СПГ.

Выводы по главе 7:

Драйвером трансформации глобальных грузопотоков углеводородов в мире, стало санкционное давление на энергетический сектор России. К моменту ввода в действие эмбарго и потолка цен российские нефтяные компании в превентивном порядке уже переориентировали основную часть морских перевозок нефти и нефтепродуктов в дружественные и нейтральные страны.

С одной стороны, ярко выраженная зависимость Евросоюза от импорта нефти и газа и стремление к энергетической безопасности стали стимулом для утверждения Еврокомиссией законопроектов, целью которых является получение к 2050 году до 80% всей энергии из альтернативных источников¹⁷⁵.

С другой стороны, на фоне разрастающегося в мире энергокризиса Еврокомиссия была заинтересована в получении дисконтированной российской нефти, и в октябре 2022 года в ЕС было имплементировано соглашение G7 об экспорте российской нефти.

Еврокомиссией был введен запрет ЕС на импорт российской морской нефти и нефтепродуктов и потолок цен, который должен был «позволить европейским операторам осуществлять и поддерживать транспортировку российской нефти в третьи страны, при условии, что ее цена остается на уровне установленного ограничения».

Однако стремление Еврокомиссии к сокращению поступления нефтегазовых доходов в бюджет РФ в результате эмбарго обернулось отсутствием потенциала

¹⁷⁵ «ЕК опубликовала стратегию создания экономики с нулевыми углеродными выбросами к 2050 году», [Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/5846230>, (дата обращения 27.09.2021)

закупки странами Евросоюза дешевого российского сырья и оказало дополнительное негативное воздействие на экономику ЕС.

Российскими нефтяными компаниями проведена эффективная превентивная работа по диверсификации экспорта нефти и выявлена безусловная заинтересованность дружественных стран в глобальном развороте поставок нефтеналивных грузов из России¹⁷⁶, а Индия, Турция и Египет стали основными распределительными хабами российской нефти сорта Юралс, после ввода эмбарго в недружественные страны ЕС направляется лишь остаточный российский ресурс.

Существует риск повторения сценария установления «потолка» цен и для других стран-экспортёров нефти, ведь Евросоюзу важно довести регуляторную политику до гарантированного завершения.

В этой связи, по мнению автора, важна согласованная стратегия России, стран ОПЕК+ и дружественных стран-импортёров для поддержки не только баланса спроса и предложения на нефть в мире, но и рыночных механизмов ценообразования, а также оптимальных экспортных грузопотоков¹⁷⁷.

Новое направление сотрудничества стран ОПЕК+ является важным для исключения необоснованных потерь в период действия режима антироссийских санкций, исключения конфронтации и конкуренции с дружественными странами на рынке АТР, формирования плана согласованных действий для целей координации изменения евразийских грузопотоков с увеличением сегмента присутствия России на рынке стран АТР с одновременным ростом поставок странами ОПЕК выпавших российских ресурсов в страны Евросоюза с реализацией по мировым ценам.

¹⁷⁶ Европейскому союзу предрекли обнищание из-за его энергетической политики — эксперт РАНХиГС Сафонова [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3758187.html> (дата обращения 09.12.2022)

¹⁷⁷ Сафонова Т.Ю. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка»// Государственная служба. - 2023. Том 25 № 1. <https://DOI: 10.22394/2070-8378-2023-25-1-48-54>.

По состоянию на начало апреля 2023 года, по итогам двух месяцев с момента ввода эмбарго на российские нефтепродукты, и четырех месяцев с момента ввода эмбарго на российскую нефть, можно сделать выводы о неэффективности такого санкционного давления:

- трансформация международных грузопотоков произошла, ЕС уже не вернуть эффективную логистику нефти и нефтепродуктов из России (совокупные потери нефти и нефтепродуктов - 215 млн тонн в год),
- основным двигателем торговли российских энергоресурсов является спрос и ценовое предложение, а не эмбарго и ценовые потолки,
- санкции обернулись для ЕС ценовым «бумерангом» - в ЕС возвращается компаундированный российский ресурс, но не по «потолочным», а завышенным ценам с учетом стоимости фрахта.

Без российских энергоресурсов мир может захлестнуть релевантный энергокризис. В сложившейся ситуации "вызовов" для российской нефтеперерабатывающей отрасли, по мнению автора, важно сократить объем поставки российской нефти на экспорт с тем, чтобы увеличить значимость на мировом рынке российских нефтепродуктов для получения добавленной стоимости. Все предпосылки для роста интервенции нефтепродуктов российского производства - имеются. Вице-премьер Правительства Александр Новак сообщил в феврале 2023 года о добровольном сокращении добычи нефти в России в марте на 5%.

Такое сокращение потребует восполнения на мировом рынке не только моторного топлива класса ЕВРО, но и продуктов первичной переработки, таких как мазут, бензиновые и дизельные фракции.

Кроме того, в 2023 году значительно снизилась таможенная пошлина на нефть и нефтепродукты в рамках реализации параметров налогового маневра в нефтегазовой отрасли, что улучшает экономику экспорта.

После ввода эмбарго на поставки российских нефтепродуктов и установления потолка цен на них - не наблюдается критического снижения спроса

на мировом рынке. При этом российским компаниям к февралю 2023 года удалось перераспределить нефтепродукты в основном в дружественные и нейтральные страны.

Таким образом, что под давлением санкций российскими компаниями разработана и внедрена программа "лояльности" для дружественных стран с предложением индивидуальных скидок партнерам, заинтересованным в долгосрочном сотрудничестве.

По сравнению с поставками морским путем, предусматривающими маневренность изменений направления экспорта, наиболее уязвимыми в части потери грузооборотов в период беспрецедентного санкционного давления оказались российские системы экспортных газопроводов и нефтепроводов, исторически ориентированные на конкретные европейские рынки сбыта.

С учетом перехода стран Евросоюза на потребление СПГ, для исключения глобального дефицита газа в мире, важно ускорение этапов перехода на рынки дружественных стран, что повлияет на компенсацию выпадающих объемов, ранее направляемых в Европу.

Согласно оптимистичному сценарию автора, объем экспорта газа из России может увеличиться со 100,9 млрд куб. м в 2022 году до 175,5 млрд куб. м к концу 2025 года при условии ускоренных темпов строительства газопроводных систем как в России, так и странах-транзитёрах. Указанный сценарий учитывает потенциал развития как газопроводных систем, так и проектов СПГ.

По базовому сценарию объем экспорта газа из России может возрасти со 100,9 млрд куб. м в 2022 г. до 112,5 млрд куб. м в 2025 г. при условии частичной переориентации грузопотоков на Восток.

Пессимистичный сценарий предполагает сокращение объема экспорта газа из России со 100,9 млрд куб. м в 2022 г. до 62,5 млрд куб. м в 2025 г. при условии отсутствия практических действий по строительству мощностей в восточном направлении.

Принимая во внимание полученные прогнозные показатели изменения объемов экспорта газа из России к 2025 году по трем сценариям, для исключения существенных потерь по добыче газа в России и реализации оптимистичного сценария автором предложено ускорение сроков объединения западной и восточной газотранспортных систем, а также реализации инвестиционных проектов строительства газопроводных мощностей «Сила Сибири — 2», «Союз — Восток», обеспечивающих развитие евразийской интеграции.

Стоит обратить внимание и на расширение сотрудничества со странами СНГ / ЕАЭС с целью использования потенциала советских трубопроводов и замещения ресурсной базы для обеспечения взаимовыгодных поставок¹⁷⁸.

Кроме того, важным будет подписание долгосрочных межгосударственных соглашений о сотрудничестве с дружественными странами-импортерами в области топливно-энергетических комплексов, что позволит определить направления, объемы, стоимостные ориентиры и целесообразность создания дополнительной инфраструктуры. При этом в перспективе объемы добычи газа в России могут поддерживаться за счет роста внутреннего потребления, в частности ввода в эксплуатацию мини-заводов по производству СПГ, масштабных проектов по экспорту СПГ, развития направлений газопереработки и создания новых нефтехимических производств.

¹⁷⁸ Строительство газопровода «Союз — Восток» — один из приоритетов российской энергетики на 2023 г. — оценка доцента факультета маркетинга и международного сотрудничества Института управления и регионального развития РАНХиГС при Президенте РФ, к. э. н. Тамары Сафоновой [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2023/3877435.htm> (дата обращения: 16.01.2023).

8. ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГНОЗА РОССИЙСКОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

8.1. Основные принципы при формировании прогнозной модели

Существующие методологии прогнозирования позволяют формировать ключевые показатели развития мировой и отечественной нефтегазовой индустрии со значительным диапазоном расхождений, что создает неопределенности, прежде всего, в части целесообразности инвестиций в новые инновационные проекты.

Автором изучены российские и зарубежные методики прогнозирования энергетических рынков и разработаны собственные подходы для оперативного прогнозирования, которая взяты за основу при разработке прогнозной модели российского нефтегазового сектора.

Каждая компания – собственник фонда скважин имеет четкое представление о потенциале нефтедобычи за весь период эксплуатации скважин, существующее программное обеспечение позволяет такие расчеты сделать максимально приближенными к фактическим результатам.

В настоящее время государственные органы, на которые возложены функции консолидации информации – ЦДУ ТЭК ФГБУ РЭА Минэнерго России и Росстат – формируют такие данные, поступающие от нефтегазодобывающих компаний.

Кроме того, ПАО «Транснефть» на условиях заключенных договоров получает от нефтегазодобывающих компаний прогнозы объемов сдачи нефти в систему магистральных трубопроводов и распределение по направлениям поставки.

Указанные в отчетности значения нефтегазодобычи по заявкам компаний уже являются выверенными с учетом применяемых цифровых технологий и в целом требуют только обобщения, никакой дополнительной обработки свод предложения не нуждается.

Автор рекомендует использовать консолидированный объем предложения по добыче нефти и газа как базис для прогнозирования, при этом для исключения

разногласий в прогнозах, формируемых на уровне Министерств, обеспечивать согласование ключевых параметров.

При формировании уровня спроса и предложения на мировом рынке нефти, газа и нефтегазопереработки предлагается использовать консенсус-прогноз, сформированный на базе существующих наиболее значимых глобальных прогнозов энергетики мира и России.

Предложенная автором модель прогнозирования топливно-энергетических балансов учитывает расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового энергетического баланса по трем сценариям до 2050 года:

- базовому,
- сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичному для нефтегазовой отрасли),
- сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичному для нефтегазовой отрасли).

При формировании прогноза должен использоваться балансовый метод и выделяться параметры, используемые для балансировки, а также методы экономического и эконометрического анализа, сопоставлений.

Макроэкономические параметры России в основном применяются из прогноза Минэкономразвития, с корректировками с учетом замены прогнозных данных на фактические данные при условии, если такие корректировки не были произведены Минэкономразвития.

Новизна предлагаемого автором подхода заключается в том, чтобы обновление прогнозов производилось оперативно исходя из изменения параметров внешних и внутренних рынков, информационных поводов, ценовой конъюнктуры, структуры энергобаланса стран.

Именно гибкое реагирование на изменение конечных параметров прогноза может позволить своевременно менять стратегию инвесторами.

Согласно предложенной автором формулы (32) ключевым фактором влияния на прогноз производственных показателей топливно-энергетического комплекса

конкретной страны оказывает международный энергетический баланс спроса и предложения на конкретные энергоресурсы, что исключает оторванность прогнозирования от факторов реорганизации внешних рынков, а расширенный перечень коэффициентов влияния позволяет учесть особенности конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка для каждого энергоносителя.

Исходя из представленных в Исследовании консолидированных данных значимый разрыв в прогнозных оценках как мирового спроса и потребления, так и внутрироссийского производства нефти, газа и нефтепродуктов, мотивирует разработку прогнозных моделей, гибко реагирующих на изменение мировой и внутренней конъюнктуры рынка.

В дефиниции автора «под моделью прогнозирования понимается формирование прогнозных топливно-энергетических балансов, основанных на оценке эндогенных и экзогенных факторов влияния и выявлении расширенного перечня предпосылок для каждого из сценариев развития в перспективном периоде с учетом выявления зависимостей между балансовыми значениями мирового и российского рынка».

Основополагающими факторами, оказывающими влияние на изменение производства и потребления российских жидких углеводородов, являются:

экзогенные факторы:

- стратегия декарбонизации энергетики, принятая Евросоюзом, включая рост доли электромобилей в структуре производства;
- ограничения фундаментального характера, главным из которых является тренд на формирование замкнутых экономических систем: неготовность развитых стран поддерживать экономики других стран за счет импорта сырья и продуктов переработки;
- санкционное давление США и Евросоюза, трансформировавшееся за последнее десятилетие из исключительной меры воздействия в традиционную меру влияния на экономику нефтегазового сектора и бюджет России;

- нерыночные условия ценообразования, устанавливаемые недружественными странами (потолок цен);
- участие России в ограничениях коллективной нефтедобычи в рамках сделки ОПЕК+.

эндогенные факторы:

- параметры налогового маневра в России, действующие системы субсидирования и связанный с ними инвестиционный климат;
- ценообразование на углеводороды в России, зависимость от зарубежных ценовых индикаторов, уровень логистических издержек, влияние качественных показателей на конечные ценовые индикаторы и эффективность существующих и новых проектов в ТЭК России;
- возможность восполнения запасов нефти и газа, увеличения извлекаемости выработанных месторождений;
- темпы реализации программы модернизации НПЗ;
- реализация новых проектов в нефтегазодобыче, нефтегазопереработке, нефтехимии, СПГ, альтернативной энергетике.

8.2. Применение технологии машинного обучения при прогнозировании и комиссионный контроль влияния излишних «шумов»

Таким образом, вышеперечисленные факторы, оказывающие влияние на изменение производства и потребления российских жидких углеводородов, должны быть заложены в автоматизированной модели формирования прогнозов.

Используя технологии машинного обучения, программа формирования прогноза «Oil big information system» объединяет исторические данные, хранящиеся в системе с дополнительными переменными для составления прогнозов.

Программа использует следующие ретроспективные и прогнозные данные:

**Консенсус-прогноз
развития энергетики
России и мира**

- международные и российские прогнозы развития энергетики России и мира
- прогноз изменения структуры производства автомобилей согласно планам компаний-автопроизводителей

**Макроэкономические
(ретроспектива и прогноз)**

- ВВП
- Темпы инфляции
- Индексы-дефляторы
- Индексы потребительских цен
- Фонд заработной платы
- Темпы роста доходов населения
- Численность занятых в экономике
- Курсы национальной валюты
- Цены на нефть, газ, нефтегазопродукты, СПГ
- Тарифы естественных монополий
 - ПАО «РЖД»*
 - ПАО «Транснефть»*
 - ПАО «Газпром»*

**Производственные
(ретроспектива и прогноз)**

- Тарифы на перевалку, слив, налив по терминалам
- Ставки фрахта танкеров
- Добыча нефти
- Добыча газа
- Производство продуктов нефтепереработки
- Производство СПГ
- Производство продуктов газопереработки
- Динамика производства и продаж автомобилей
- Спрос на услуги такси и загрузку общественного транспорта и т.д.
- Поставки нефти, газа, нефтегазопродуктов, СПГ на внутренний рынок с распределением по направлениям
- Поставки нефти, газа, нефтегазопродуктов, СПГ на экспорт с распределением по направлениям
- Поставки нефти, газа, нефтегазопродуктов, СПГ различными видами транспорта (железнодорожным, трубопроводным, речным, морским, автомобильным)

**Факторы, оказывающие
влияние на мировое
ценообразование на нефть
и газ**

- Информационные (реакция политиков, экспертов, участников рынка на информационные поводы, публикации СМИ, сведения об инвестициях в ТЭК, о внедрении новых технологий, развитии альтернативных источников энергии, а также сведения о природных и климатических явлениях, включая информацию о холодной или теплой зиме, об экологических катастрофах)
- Геополитические (эмбарго, санкции, ценовые потолки, ограничительные или стимулирующие законодательные акты стран)

- Экономико-статистические (макрэкономические показатели, прогнозы развития стран и мира, аналитические данные, экспертные оценки)
- Фундаментальные (наличие запасов нефти и нефтепродуктов, наличие резервных мощностей, изменение объемов добычи и переработки, изменение спроса и предложения, рост/падение потребления энергоресурсов).

Сложившаяся цена на нефть и на газ реагирует как фундаментальные факторы равновесности рынка, так и на геополитические факторы, информационные события и экономико-статистические отчеты (рисунок 70).

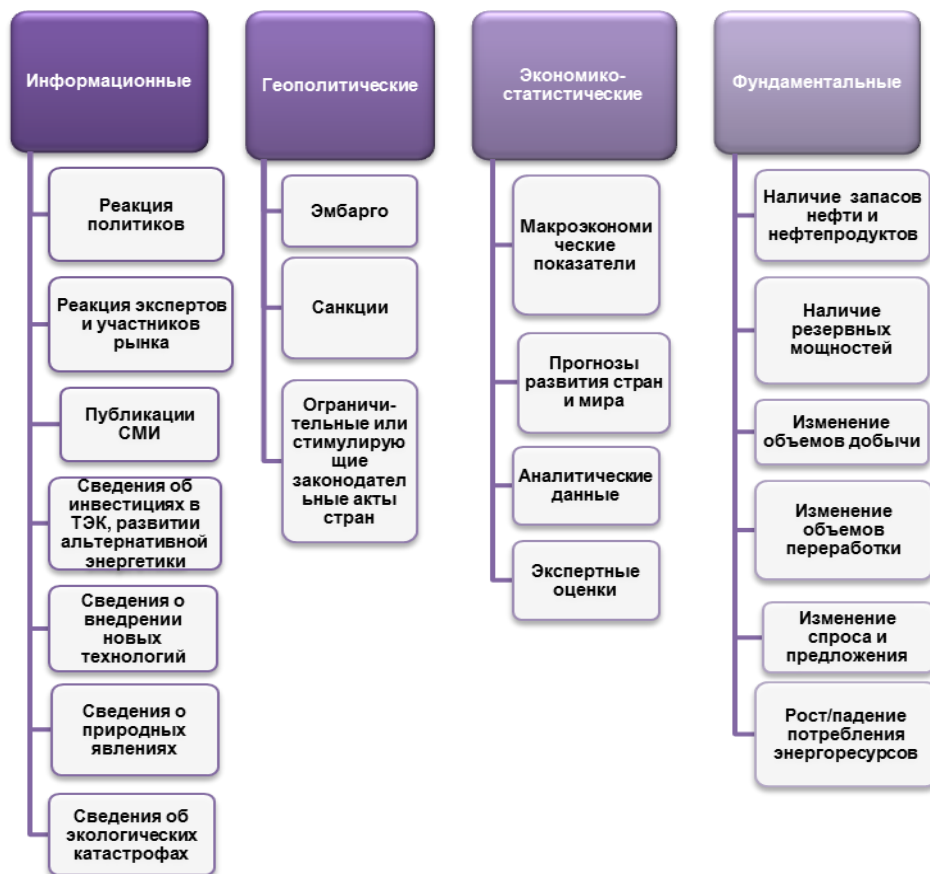


Рисунок 70 - Факторы, влияющие на динамику цен на нефть и на газ

Источник: составлено автором

Машинное обучение в дополнение к производственным и макроэкономическим показателям, при построении прогнозов может учитывать информационные поводы, влияющие на ценообразование, спрос и предложение, сезонные факторы, проведение ремонтно-профилактических работ на предприятиях, стихийные бедствия, погодные условия и многие другие параметры.

Каждый фактор имеет свой «вес» и определяется коэффициентом от 0 до 1.

Корректировка фактора осуществляется при изменении конъюнктуры рынка.

Программа позволяет выявлять новые закономерности и учитывать их при разработке прогнозов для конкретного Заказчика.

Ценность программы заключается в уже существующем наборе статистики и отработываемом механизме снижения влияния излишних «шумов» со стороны множества факторов, заложенных в программу.

Использование программы расчета прогнозных показателей с учетом многофакторного анализа позволяет рассматривать целесообразность инвестиций в отраслевые проекты с учетом консолидированных данных имеющихся прогнозов с одной стороны, факторов спроса, с другой стороны.

Показатели, введенные в автоматизированную систему, позволяют сформировать прогнозную финансовую модель для любого предприятия топливно-энергетического комплекса по трем сценариям: базовому, консервативному и оптимистичному.

8.3. Цифровизация прогнозирования

Для автоматизации процесса прогнозирования автором разработана модель с использованием цифровых технологий (машинного обучения), проведением многофакторного анализа и выявлением колебаний (шумов), оказывающих дополнительное влияние на результаты.

Кроме того, в систему вводятся коэффициенты влияния каждого фактора на окончательный результат прогнозирования.

Однако в качестве подходящего инструмента планирования и текущего контроля результатов машинной обработки и оценки правильности влияния каждого фактора необходимо участие специалистов, а также документация, подтверждающая правильность ввода данных.

В качестве такого документа, который может быть использован как обоснование вносимых в программный комплекс изменений и дополнений, автором применяется на практике план мероприятий.

Функции такого плана изложены в учебной программе для руководителей и специалистов, авторами которой являются С. Календжян, Г. Борш, Д. Борш «Система эффективного управления: Управление процессами изменения на предприятии».

Ценность такого плана, имеющего прикладной характер, заключается в том, что результаты его выполнения фиксируются с непрерывной нумерацией, что приводит к тому, что ответственная за прогноз группа в течение многих лет может видеть, что она изменила и с каким результатом.

Используя идею контроля за исполнением плана мероприятий применительно к прогнозированию в нефтегазовой отрасли, такой план может быть представлен следующим образом (таблица 67):

Таблица 67 - Пример реализации функции контроля за изменением коэффициентов влияния применительно к прогнозированию в нефтегазовой отрасли и формированию финансовых моделей

Показатели	Установленный в программном комплексе коэффициент влияния	Общая оценка результатов изменений (значение измененного коэффициента влияния)	Решение об изменении коэффициентов влияния с указанием причин вносимых изменений
Консенсус-прогноз развития энергетики России и мира	от 0,9 до 1,0	например, 0,92	согласовано
Макроэкономические (ретроспектива и прогноз)	от 0,9 до 1,0	например, 0,94	согласовано
Производственные (ретроспектива и прогноз)	от 0,9 до 1,0	например, 0,90	например, принять 0,91
Факторы, оказывающие влияние на мировое ценообразование на нефть и газ	от 0,9 до 1,0	например, 0,98	например, принять 0,95

Общая оценка результатов формируется с учетом экспертных мнений специалистов и руководителей, которые являются ответственными лицами как за ввод фактических данных, так и факторов влияния, а также за прогнозные результаты, формируемые с использованием информационной системы (таблица 68).

Таблица 68 - Пример реализации функции контроля за изменением коэффициентов влияния применительно к прогнозированию в нефтегазовой отрасли

Показатели	Общая оценка	ПО	М	Т	Л	В	А	Пр
Консенсус-прогноз развития энергетики России и мира	0,92	исполнено		0,92			0,92	
Макроэкономические (ретроспектива и прогноз)	0,94	исполнено	0,92				0,96	
Производственные (ретроспектива и прогноз)	0,91	исполнено				0,90	0,92	
Факторы, оказывающие влияние на мировое ценообразование на нефть и газ	0,95	исполнено			0,95		0,97	0,93

ПО – ответственный за изменения в программном обеспечении,

М – специалист по макроэкономике,

Т – специалист по отраслевым показателям (добыча, переработка, экспорт, внутренний рынок),

Л – специалист по логистике (распределение по видам транспорта и направлениям отгрузки),

В – специалист по конъюнктуре внешних рынков (оценка изменения потребления импортерами российских энергоносителей),

А – аналитик по оценке факторов информационного воздействия на мировые энергетические рынки,

Пр – специалист по разработке прогнозных финансовых моделей для конкретных предприятий.

Перечисленные специалисты отвечают за точность ввода в базу данных фактических параметров по итогам ежемесячных/ годовых отчетных данных, изменение факторов влияния и получение прогнозных показателей по направлениям деятельности.

По итогам участия каждого специалиста формируется сводная ведомость результатов корректировки, которая может использоваться в будущем для оценки корректности вносимых изменений.

Таким образом, автором предложено для формирования прогнозных балансов использовать существующие прогнозы авторитетных профильных организаций и агентств, макроэкономические, производственные показатели, факторы, оказывающие влияние на мировое ценообразование на нефть и газ, а также учитывать степень влияния на конечную прогнозную модель с учетом контроля за изменением вводимых параметров.

Предложенная автором система прогнозирования, с одной стороны, позволит

учесть имеющиеся институциональные оценки развития энергетики России и мира и, с другой стороны, формировать диапазон ожидаемых изменений с учетом оценки влияния полного спектра факторов и иметь возможность вносить оперативные изменения в модель с учетом постоянно меняющейся макроэкономической, производственной и информационной картины энергетики мира.

Таким образом, показатели, введенные в автоматизированную систему, позволяют сформировать прогнозную финансовую модель не только для отрасли, но и для любого предприятия топливно-энергетического комплекса по трем сценариям до 2050 года:

- базовому,
- сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичному для нефтегазовой отрасли),
- сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичному для нефтегазовой отрасли).

8.4. Факторы влияния и прогноз по базовому сценарию

Базовый сценарий предусматривает:

экзогенные факторы (таблица 69):

- частичное исполнение программы Евросоюза к 2050 году стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа, что, в свою очередь, окажет влияние на следующие показатели:
- цена на нефть Брент будет к 2050 году находиться в диапазоне от 51 до 110 долларов/баррель (средневзвешенное значение 80 долларов/баррель)¹⁷⁹, при этом значительная волатильность, сопровождающая ценообразование на нефть последние 2 десятилетия, будет сдержана за счет усовершенствования нормативно-правовых актов, методологий проведения биржевых операций, разработки новых инструментов

¹⁷⁹ В текущих ценах по состоянию на 01.04.2023

- цифровизации ценообразования, продвижения странами-экспортерами национальных валют при проведении торговых операций с энергоносителями, регуляторного влияния, исключения выхода биржевых котировок в отрицательную зону,
- стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС) будет составлять ориентировочно 10% от рыночной стоимости сырья, что снизит маржинальность нефтедобычи, однако указанный налог снизит конечную прибыль, но сам риск введения налога не превышает риск высокой волатильности мировых цен на нефть,
 - спрос на нефть в мире снизится с 91,0 млн баррелей в сутки в 2020 году до 52,2 млн баррелей в сутки к 2050 году (или на -43%), что связано с частичной реализацией программы Евросоюза к 2050 году стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа, снизится устойчивость секторов добычи ископаемых видов топлив к принятию мер по борьбе с изменением климата,
 - добыча природного газа в мире снизится с 3862,0 млрд куб м в 2020 году до 3800 млрд куб м к 2050 году (или на -2%), природный газ останется востребованным топливом и наиболее экологически чистым топливом в переходном периоде к «углеродной нейтральности»,
 - добыча угля в мире снизится с 7732,0 млн тонн в 2020 году до 3100,0 к 2050 году (или на -60%), за счет замены на увеличивающуюся долю электроэнергии из альтернативных источников, биомассы и водорода,
 - выработка электроэнергии из традиционных источников в мире снизится с 26899 тераватт/час в 2020 году до 25000 тераватт/час в 2050 году или на -7%,
 - производство энергии из возобновляемых источников в мире (ветер, солнечная, геотермальная, биотопливо, водород) возрастет с 3147 тераватт/час в 2020 году до 15000 тераватт/час к 2050 году или в 4,7 раз,

- количество электромобилей в мире нарастающим итогом составит к 2050 году 360 млн штук (при этом в 2020 году насчитывалось 10 млн электромобилей в мире),
- снижение потребления моторного топлива углеводородного происхождения в мире на фоне роста производства электромобилей и замещения автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями на электромобили,
- снижение зависимости стран Евросоюза от импорта энергоресурсов на основе ускоренного технологического развития и замещения внешнего спроса путем развития альтернативной энергетики,
- банкротства малых и независимых предприятий по добыче и переработке углеводородов в мире, не трансформировавшихся в энергетические холдинги;
- усиление межстрановой конкуренции за рынки сбыта энергетических продуктов,
- модернизация мирового энергетического комплекса,
- переход на общественный транспорт без выбросов углекислого газа,
- снижение объема частных инвестиций в нефтегазовый сектор, реализация глобальных проектов нефтегазодобычи, нефтегазохимии, СПГ, строительства и развития терминалов при условии государственного субсидирования,
- развитие альтернативной энергетики как государственным, так и частным сектором как бизнес будущего, при этом методы налогового стимулирования обеспечат прирост доли возобновляемой энергетики,
- сохранение в долгосрочной перспективе со стороны коалиции стран Евросоюза, G7 и Австралии условий эмбарго и потолка цен в отношении поставок российской нефти и нефтепродуктов, принятых в 2022–2023 гг., отказ от импорта трубопроводного газа из России,

- рост поставок оборудования из стран АТР, а также развитие импортозамещения в стране,
- дальнейшее сокращение нефтедобычи в рамках исполнения соглашения ОПЕК+,
- сохранение направления грузопотоков нефти и нефтепродуктов из России в дружественные и нейтральные страны,
- вывод из эксплуатации северной ветки нефтепровода «Дружба», газопроводов «Северный Поток 1,2» и «Ямал-Европа»,
- ввод в эксплуатацию новых газопроводных систем «Сила Сибири — 2», «Союз — Восток» через Монголию, увеличение объема транзитных поставок через страны бывшего Советского Союза.

эндогенные факторы:

- параметры налогового маневра в нефтегазовой отрасли не изменятся относительно редакции НК РФ, действующей по состоянию на 01.04.2023 года,
- зависимость бюджетного наполнения от мировых котировок будет частично компенсирована дополнительными изъятиями, согласованными с компаниями нефтегазового сектора,
- система ценообразования на углеводороды будет частично основана на котировках сорта нефти Dubai и договорных дифференциалах, взаиморасчеты за экспорт энергоресурсов будут в основном производиться в национальных валютах России и дружественных стран,
- государственную поддержку получают новые проекты по добыче нефти и газа, бенефициарами которых будут являться компании с государственным участием.

**Таблица 69 - Параметры базового сценария развития
энергетики в мире к 2050 году**

Показатели:	2020 год	2050 год	+/- в % 2050 к 2020 году
Цены на нефть Брент, \$/баррель	41,8	от 51 до 110 (средневзвешенное значение - 80,0)	+91%
Стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС), \$/баррель		8,0	
Эмиссия CO ₂ , млрд тонн/ Гт в год	32,3	10,0	-69%
Спрос на нефть, млн барр в сутки	91,0	52,2	-43%
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр в сутки	75,5	45,0	-40%
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3862,0	3800,0	-2%
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	355,0	700,0	+97%
Добыча угля в мире, млн тонн	7732,0	3100,0	-60%
Выработка электроэнергии из традиционных источников в мире, тераватт/час	26889,0	25000,0	-7%
Производство энергии из возобновляемых источников в мире, тераватт/час	3147,0	15000,0	+377%
Итого выработка электроэнергии, тераватт/час	30036,0	40000,0	+33%
<i>Количество электромобилей в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>10,0</i>	<i>360,0</i>	<i>рост в 36 раз</i>
<i>Количество автомобилей с ДВС в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>1200,0</i>	<i>1040,0</i>	<i>-13%</i>

Источник: ВР, ОПЕС, IEA, НААНС-МЕДИА, прогноз автора

С учетом перечисленных выше предпосылок с применением методов машинного обучения с учетом коэффициентов влияния получены следующие прогнозные ожидания относительно изменения структуры российского нефтегазового комплекса по базовому сценарию.

Темпы снижения спроса на нефть по базовому сценарию в мире с 91,0 млн баррелей в сутки в 2020 году до 52,2 млн баррелей в сутки к 2050 году (или на -43% относительно уровня 2020 года) будут опережать темпы снижения добычи нефти в России, что связано с развитием регионов, а также стабилизацией потребления российских углеводородов в дружественных странах-импортерах на основании долгосрочных контрактов.

Предполагается к 2050 году снижение добычи нефти в России на -22%, с уровня 512,7 млн тонн в 2020 году до 400,0 млн тонн в 2050 году (рисунок 71).

Объемы нефтепереработки могут снизиться с 274,9 млн тонн в 2020 году до 195,0 млн тонн в 2050 году (или на -29% к уровню 2020 года).

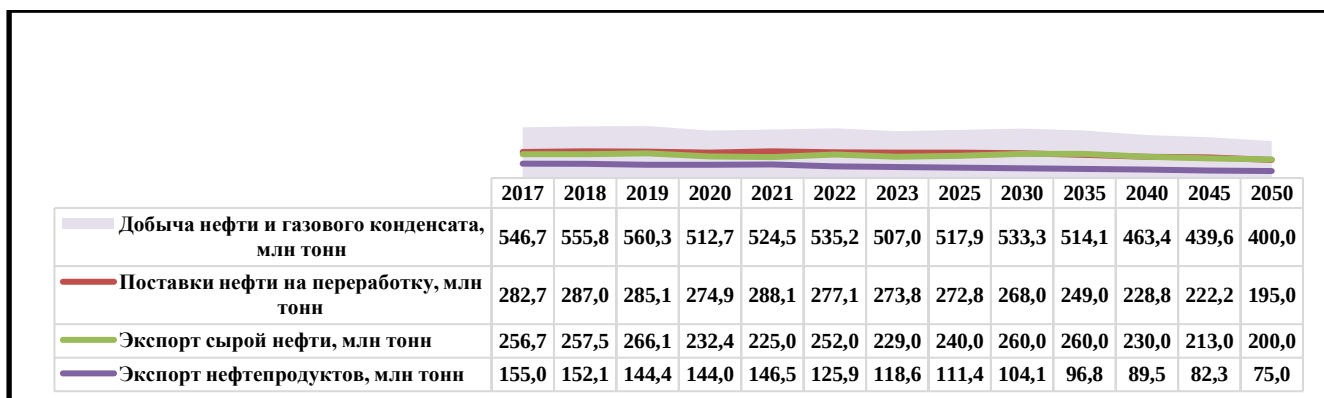


Рисунок 71 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по базовому сценарию
 Источник: статистика Минэнерго до 2022 года, прогноз автора

Россия взяла на себя основной объем балансировки мирового рынка нефти в рамках Соглашения ОПЕК+, указанная тенденция продолжится, предлагать на мировой рынок избыточные объемы по нишевым ценам с тем, чтобы поддерживать экономики недружественных стран – не имеет смысла.

По базовому сценарию предполагается к 2050 году снижение экспорта нефти из России может составить -14%, с уровня 232,4 млн тонн в 2020 году до 200,0 млн тонн в 2050 году, а снижение экспорта нефтепродуктов на -48%, с уровня 144,0 млн тонн в 2020 году до 75,0 млн тонн в 2050 году (рисунок 71).

Экспорт российской нефти в долгосрочной перспективе может неуклонно сокращаться за счет снижения мирового спроса, связанного с закрытием части мощностей по нефтепереработке в связи с реализацией программы декарбонизации и освоением денежных потоков, выделенных для развития альтернативной энергетики.

Добыча природного газа в России может возрасти по базовому сценарию с 692,3 млрд куб м в 2020 году до 810,0 млрд куб м в 2050 году или на +17%, при этом предполагается взрывной рост экспорта СПГ на +326% за счет ввода в эксплуатацию ряда проектов, представленных в разделе 5.3. (рисунок 72).

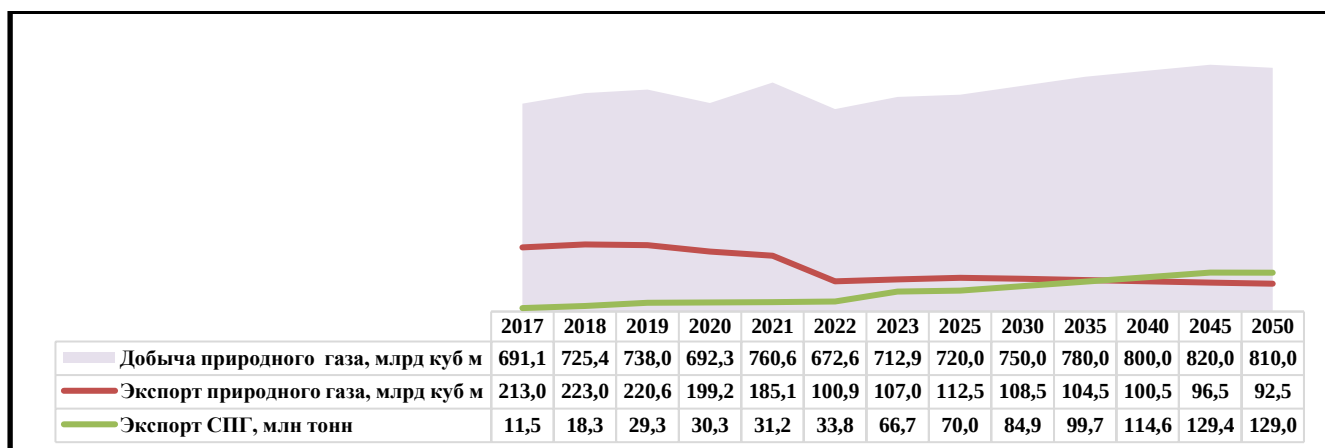


Рисунок 72 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России на период до 2050 года по базовому сценарию

Источник: статистика Минэнерго до 2022 года, прогноз автора

Производство моторных топлив в России возрастет в горизонте 2025 года в рамках реализации соглашений о модернизации НПЗ, однако затем произойдет снижение производства профицитного объема моторных топлив в связи с сокращением мирового спроса на нефтепродукты на фоне освоения бюджетов, выделенных рядом стран для формирования собственной альтернативной энергетики (рисунок 73).

Новые электромобили, выпускаемые автогигантами, также получают распространение и в России, что приведет к падению спроса на традиционные топлива на внутреннем рынке.

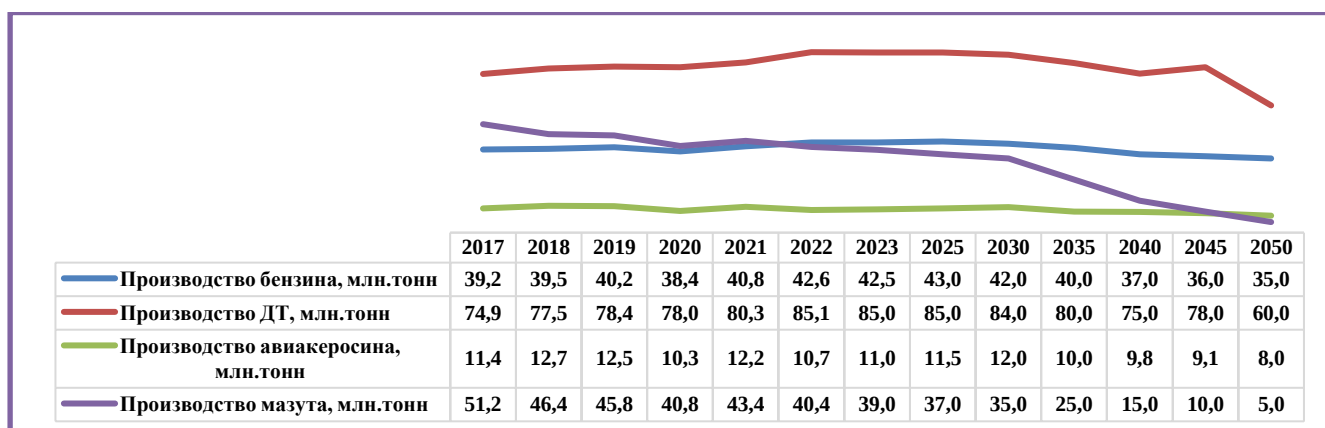


Рисунок 73 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по базовому сценарию

Источник: статистика Минэнерго до 2022 года, прогноз автора

Таким образом, базовый сценарий предусматривает изменение в 2050 году производственных показателей в России по отношению к 2020 году (рисунок 74):

Добыча нефти и газ. конденсата	-22%
Поставки нефти на переработку	-29%
Экспорт сырой нефти	-14%
Экспорт нефтепродуктов	-48%
Добыча природного газа	+17%
Экспорт природного газа	-54%
Экспорт СПГ	+326%
Производство бензина	-9%
Производство ДТ	-23%
Производство авиакеросина	-22%
Производство мазута	-88%

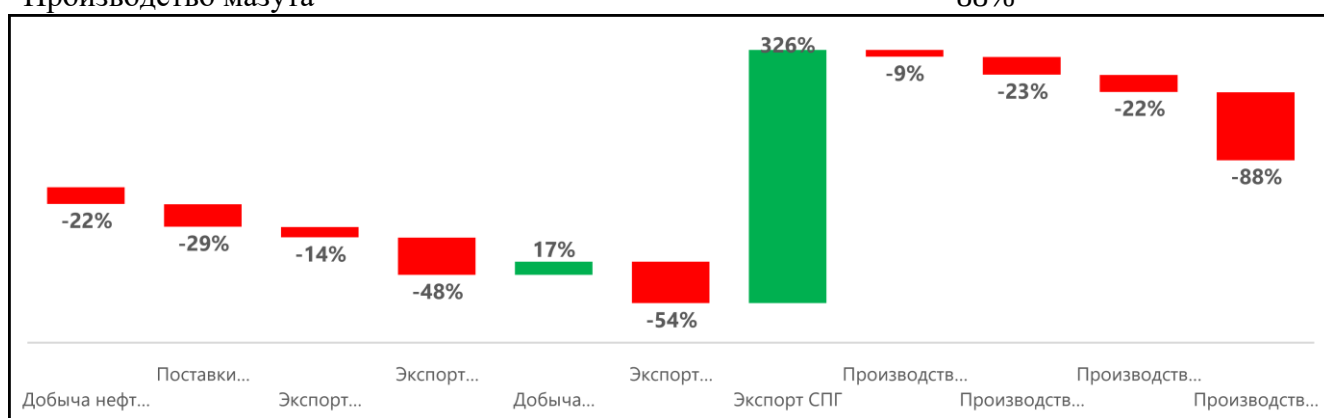


Рисунок 74 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по базовому сценарию.

Источник: прогноз автора

С учетом анализа перечисленных эндогенных и экзогенных факторов влияния, консенсус-прогноза производственных и макроэкономических показателей внешнего рынка автором сформирован базовый сценарий развития энергетики в России на период до 2050 года (таблица 70).

Таблица 70 - Базовый сценарий изменения производственных факторов в России с учетом внешних факторов влияния к 2050 году

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производственные экзогенные факторы влияния													
Прогноз потребления жидких углеводородов в мире, млн барр/сутки	97,5	99,2	100,0	91,0	97,1	99,6	101,5	93,3	85,1	76,9	68,6	60,4	52,2
Эмиссия CO₂, млрд тонн/ Гт CO₂	33,4	34,1	34,1	32,3	33,9	33,6	30,2	26,8	23,5	20,1	16,7	13,4	10,0
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр/сутки	82,1	83,1	83,0	75,5	77,3	79,4	74,5	69,6	64,7	59,8	54,8	49,9	45,0
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3674	3852	3968	3862	4037	4103	4060	4016	3973	3930	3887	3843	3800
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	285	312	351	355	374	389	433	478	522	567	611	656	700
Добыча угля в мире, млн тонн	7696	8069	8111	7732	8173	8614	7826	7039	6251	5463	4675	3888	3100
Выработка электроэнергии в мире, млрд квт час	25648	26678	27037	26889	28467	28700	28171	27643	27114	26586	26057	25529	25000
Возобновляемые источники энергии в мире, млрд квт час	2182	2489	2799	3147	3657	3700	5314	6929	8543	10157	11771	13386	15000
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050

Производственные эндогенные факторы влияния:

Добыча нефти и газового конденсата, млн тонн	546,7	555,8	560,3	512,7	524,5	535,2	507,0	517,9	533,3	514,1	463,4	439,6	400,0
Добыча нефти и газового конденсата, млн баррелей в сутки	11,0	11,2	11,3	10,3	10,5	10,7	10,2	10,4	10,7	10,3	9,3	8,8	8,0
Поставки нефти на переработку, млн тонн	282,7	287,0	285,1	274,9	288,1	277,1	273,8	272,8	268,0	249,0	228,8	222,2	195,0
<i>Производство бензина</i>	39,2	39,5	40,2	38,4	40,8	42,6	42,5	43,0	42,0	40,0	37,0	36,0	35,0
<i>Производство дизельного топлива</i>	74,9	77,5	78,4	78,0	80,3	85,1	85,0	85,0	84,0	80,0	75,0	78,0	60,0
<i>Производство мазута</i>	51,2	46,4	45,8	40,8	43,4	40,4	39,0	37,0	35,0	25,0	15,0	10,0	5,0
<i>Производство прямогонного бензина</i>	23,2	24,2	22,5	22,2	24,0	21,9	22,0	23,0	24,0	23,0	22,0	21,0	20,0
<i>Производство авиакеросина</i>	11,4	12,7	12,5	10,3	12,2	10,7	11,0	11,5	12,0	10,0	9,8	9,1	8,0
<i>Производство дистиллята газового конденсата</i>	14,1	15,5	10,5	8,7	10,0	8,7	8,0	7,5	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0
<i>Производство вакуумного газойля</i>	2,9	2,3	6,7	6,7	5,9	6,9	6,0	5,0	5,0	4,5	4,0	3,0	2,0
<i>Производство судового топлива</i>	12,7	15,6	16,1	12,5	12,6	9,6	10,0	11,0	11,5	12,0	12,0	11,0	10,0

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Производство топлива нефтяного</i>	8,7	9,3	15,0	16,0	13,8	9,9	9,0	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,0
<i>Производство кокса, битумов, гудронов</i>	8,9	9,9	9,9	12,0	14,7	14,8	15,0	16,0	15,5	16,0	16,5	17,0	18,0
<i>Производство нефтехимии</i>	3,6	3,9	8,2	8,0	9,8	11,9	12,0	12,5	13,0	15,0	16,5	18,0	20,0
Экспорт нефти из России, млн тонн	256,7	257,5	266,1	232,4	225,0	252,0	229,0	240,0	260,0	260,0	230,0	213,0	200,0
<i>по трубопроводу "Дружба"</i>	51,1	50,5	43,7	46,7	37,5	38,5	12,0	15,0	20,0	15,0	10,0	8,0	5,0
<i>по трубопроводам в Китай</i>	26,5	38,3	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	30,0	30,0	30,0
<i>морским транспортом минуя "Транснефть"</i>	29,4	31,6	31,5	28,4	33,1	27,8	30,0	35,0	60,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<i>морским транспортом по системе "Транснефть"</i>	139,0	124,4	138,0	108,7	114,2	140,3	147,0	150,0	140,0	125,0	110,0	95,0	85,0
<i>Кроме того, экспорт казахстанско-российской смеси по системе "КТК-Р"</i>	55,1	61,1	63,3	59,0	60,7	58,7	63,3	67,0	65,0	63,0	60,0	50,0	40,0
Экспорт нефтепродуктов общий, млн тонн	155,0	152,1	144,4	144,0	146,5	125,9	118,6	111,4	104,1	96,8	89,5	82,3	75,0
Добыча природного газа, млрд куб м	691,1	725,4	738,0	692,3	760,6	672,6	712,9	720,0	750,0	780,0	800,0	820,0	810,0
Экспорт природного газа, млрд куб м	213,0	223,0	220,6	199,2	185,1	100,9	107,0	112,5	108,5	104,5	100,5	96,5	92,5
Экспорт СПГ, млн тонн	11,5	18,3	29,3	30,3	31,2	33,8	66,7	70,0	84,9	99,7	114,6	129,4	129,0
Добыча угля, млн тонн	407,9	432,0	437,0	401,6	438,4	438,6	410,7	382,8	354,9	327,0	299,1	271,2	243,3
Экспорт угля, млн тонн	184,6	189,6	189,8	193,0	227,0	210,9	196,8	182,7	168,6	154,6	140,5	126,4	112,3
Производство электроэнергии, включая ВИЭ, млн кВт час	1073,7	1091,1	1096,2	1063,4	1160,0	1167,0	1200,3	1233,6	1266,9	1300,1	1333,4	1366,7	1400,0

Источник: статистика Минэнерго, ЦДУ ТЭК, Росстат, ФТС, НААНС-МЕДИА до 2022 года, прогноз автора

8.5. **Факторы влияния и прогноз нефтегазового противостояния (оптимистичный для нефтегазовой отрасли и пессимистичный для сокращения выбросов CO₂ и развития альтернативной энергетики)**

Сценарий автора нефтегазового противостояния быстрому изменению структуры мирового энергетического баланса предусматривает оптимистичный сценарий для нефтегазовой отрасли и пессимистичный сценарий для сокращения выбросов CO₂ и развития альтернативной энергетики, включая:

экзогенные факторы (таблица 71):

- медленную реализацию программы Евросоюза к 2050 г. стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа, что, в свою очередь, окажет влияние на следующие показатели:
- на фоне развития мировой экономики, роста глобального спроса на энергию, цена на нефть Brent к 2050 году будет выше 110 долларов/баррель¹⁸⁰, ценность нефтегазового сырья будет возрастать на фоне снижения субсидирования зеленой энергетики, являющегося нестабильным источником энергии,
- нефтяное лоббирование обеспечит прирост инвестиций в новые проекты по нефтегазодобыче с применением более экологичных и энергосберегающих технологий,
- стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС) будет составлять ориентировочно 10% от рыночной стоимости сырья, что снизит маржинальность нефтедобычи, но сам риск введения налога не превысит риск высокой волатильности мировых цен на нефть,
- спрос на нефть в мире снизится с 91,0 млн баррелей в сутки в 2020 году до 80,0 млн баррелей в сутки к 2050 году (или на -12%),
- добыча природного газа в мире повысится с 3862,0 млрд куб м в 2020 году до 5000 млрд куб м к 2050 году (или на +30%), природный газ

¹⁸⁰ В текущих ценах по состоянию на 01.04.2023

- останется востребованным топливом и наиболее экологически чистым топливом в переходном периоде к «углеродной нейтральности»,
- добыча угля в мире снизится с 7732,0 млн тонн в 2020 году до 5450,0 к 2050 году (или на -30%), за счет замены на увеличивающуюся долю электроэнергии из альтернативных источников, биомассы и водорода,
 - спрос на электроэнергию возрастет в связи увеличением численности населения и роста экономики в странах Азии, Африки, Ближнего Востока, развития промышленного, транспортного и потребительского сектора,
 - выработка электроэнергии из традиционных источников в мире повысится с 26899 тераватт/час в 2020 году до 35000 тераватт/час в 2050 году или на +30%,
 - производство энергии из возобновляемых источников в мире (ветер, солнечная, геотермальная, биотопливо, водород) возрастет с 3147 тераватт/час в 2020 году до 20000 тераватт/час к 2050 году или на +536%, будут развиваться гибридные системы энергоснабжения, обеспечивающие надежное питание и экологичность,
 - количество электромобилей в мире нарастающим итогом составит к 2050 году 300 млн штук (при этом в 2020 году насчитывалось 10 млн электромобилей в мире),
 - снижение потребления моторного топлива в зоне ЕС углеводородного происхождения в мире на фоне роста производства электромобилей и замещения автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями на электромобили,
 - снижение зависимости стран Евросоюза от импорта энергоресурсов на основе ускоренного технологического развития и замещения внешнего спроса путем развития альтернативной энергетики,

- освоение новых проектов по добыче нефти и газа, дальнейшее развитие мощностей по добыче и перевалке нефти, СПГ, мощностей по производству нефтепродуктов, транспортировке, перевалке, сливу, наливу,
- модернизация мирового энергетического комплекса,
- развитие новых перевалочных мощностей в странах, обеспечивающих развитие инфраструктуры и снижающих зависимость от стран-транзитёров,
- рост поставок оборудования в Россию из стран АТР, а также формирование устойчивого рынка импортозамещения,
- ослабление санкционного давления со стороны коалиции стран Евросоюза, G7 и Австралии на фоне разрастающегося энергокризиса, снятие условий эмбарго и потолка цен в отношении поставок российской нефти и нефтепродуктов, принятых в 2022–2023 гг., увеличение странами Европы импорта трубопроводного газа и трубопроводных поставок нефти из России,
- полная трансформация грузопотоков нефти и нефтепродуктов в дружественные и нейтральные страны, однако снятие санкций позволит в перспективе часть ресурсов направить в страны Европы,
- ввод в эксплуатацию ускоренными темпами новых газопроводных систем «Сила Сибири — 2», «Союз — Восток» через Монголию, «Турецкий Поток-2», увеличение объемов транзитных поставок через страны бывшего Советского Союза.

эндогенные факторы, включающие:

- значимые изменения параметров налогового маневра в нефтегазовой отрасли относительно редакции НК РФ, действующей по состоянию на 01.04.2023 года,
- система ценообразования на нефть будет основана на национальных ценовых индикаторах в национальной валюте,

- при поставках на экспорт будут использованы котировки сорта нефти Dubai и договорные дифференциалы, взаиморасчеты за экспорт энергоресурсов будут производиться в национальных валютах России и дружественных стран,
- развитие новых проектов по добыче нефти и газа, переработке, нефтехимии, СПГ в России.

Таблица 71 - Параметры сценария нефтегазового противостояния к 2050 году

Показатели:	2020 год	2050 год	+/- в % 2050 к 2020 году
Цены на нефть Брент, \$/баррель	41,8	более 110,0	+163% и более
Стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС), \$/баррель		11,0	
Эмиссия CO ₂ , млрд тонн/ Гт в год	32,3	25,0	-23%
Спрос на нефть, млн барр в сутки	91,0	80,0	-12%
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр в сутки	75,5	68,0	-10%
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3862,0	5000,0	+30%
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	355,0	1000,0	+182%
Добыча угля в мире, млн тонн	7732,0	5450,0	-30%
Выработка электроэнергии из традиционных источников в мире, тераватт/час	26899,0	35000,0	+30%
Производство энергии из возобновляемых источников в мире, тераватт/час	3147,0	20000,0	+536%
Итого выработка электроэнергии, тераватт/час	30036,0	55000,0	+83%
<i>Количество электромобилей в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>10,0</i>	<i>300,0</i>	<i>рост в 30 раз</i>
<i>Количество автомобилей с ДВС в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>1200,0</i>	<i>1100,0</i>	<i>-8%</i>

Источник: ВР, ОПЕС, IEA, НААНС-МЕДИА, прогноз автора

С использованием данных по глобальным рынкам формируем коэффициенты влияния и получаем прогнозное распределение по нефтегазовым компонентам на период до 2050 года.

Спрос на нефть по сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичного для нефтегазовой отрасли) в мире сократится на -12% относительно уровня 2020 года), в то время как предполагается к 2050 году

снижение добычи нефти в России на -7%, с уровня 512,7 млн тонн в 2020 году до 475,0 млн тонн в 2050 году (рисунок 75).

Нефтяное лоббирование обеспечит прирост инвестиций в новые проекты по нефтегазодобыче с применением более экологичных и энергосберегающих технологий.

Рост добычи российской нефти до 2030 года будет связан с повышением КИН, вводом в эксплуатацию новых месторождений на Арктическом шельфе и устойчивым спросом на нефть на мировом рынке.

Объем поставки нефти на нефтепереработку (рисунок 75) снизится с 274,9 млн тонн в 2020 году до 237,3 млн тонн в 2050 году (или на -14% к уровню 2020 года).

По сценарию нефтегазового противостояния предполагается к 2050 году рост экспорта нефти из России на +1%, с уровня 232,4 млн тонн в 2020 году до 235,0 млн тонн в 2050 году, а снижение экспорта нефтепродуктов на -31%, с уровня 144,0 млн тонн в 2020 году до 100,0 млн тонн в 2050 году.

Российские компании будут ориентированы на переход от сырьевого экспорта к экспорту нефтепродуктов, однако дружественные страны по-прежнему будут получать российское сырье по долгосрочным контрактам, в частности по нефтепроводу ВСТО, а также арктическую нефть из портов Мурманск, Варандей, Сабетта и проекта «Восток Ойл».

Оставшиеся объемы нефти будут направлены на переработку, избыточный объем нефтепродуктов будет экспортироваться.

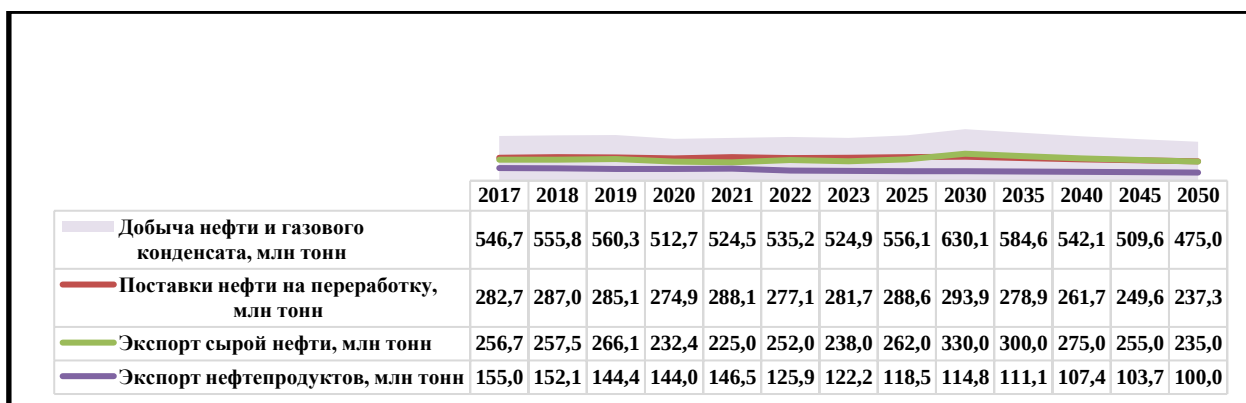


Рисунок 75 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по сценарию нефтегазового противостояния

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

Добыча природного газа повысится с 692,3 млрд куб м в 2020 году до 850,0 млрд куб м в 2050 году или на + 23%, при этом предполагается снижение экспорта газа на -50% и рост экспорта СПГ на +560% (рисунок 76).

Такие изменения связаны с развитием проектов СПГ и увеличением к 2050 году объема экспорта СПГ до 200 млн тонн и предусматривают маневренность изменений направления экспорта и получение добавленной стоимости от реализации газа, строительство масштабных инфраструктурных проектов, развития регионов. При этом экспорт природного газа по системам магистральных газопроводов сократится к 2050 году до 100 млрд куб м.

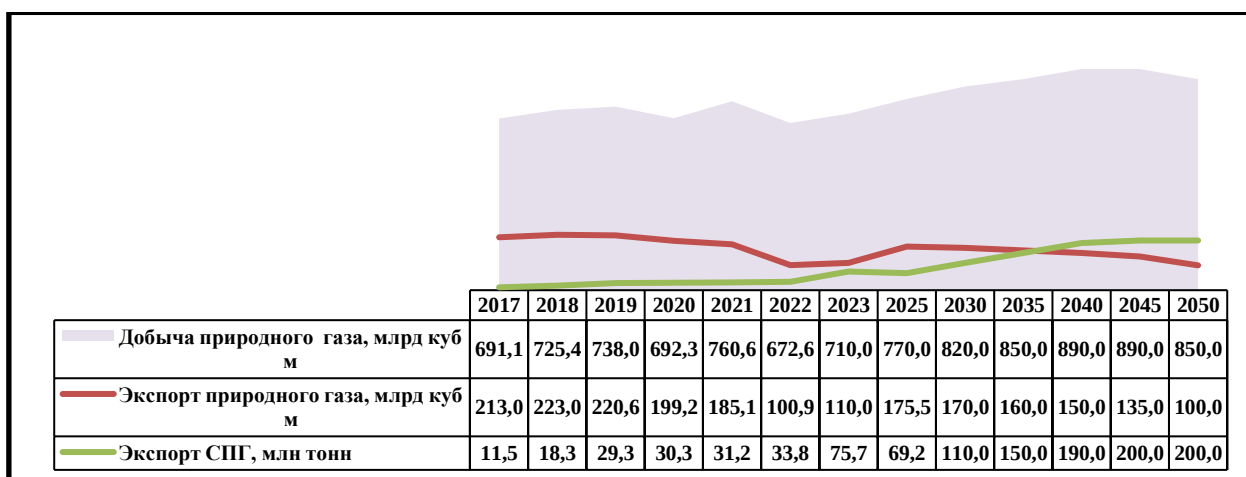


Рисунок 76 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России по сценарию нефтегазового противостояния

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

Производство моторных топлив в России возрастет в горизонте 2025–2030 годов в рамках реализации соглашений о модернизации НПЗ: дизельного топлива до 90 млн тонн, бензина до 45 млн тонн (рисунок 77).

К 2050 году по сценарию нефтегазового противостояния производство бензина и дизельного топлива скорректируется к уровню 2020 года соответственно на +4% и -4% (рисунок 78).

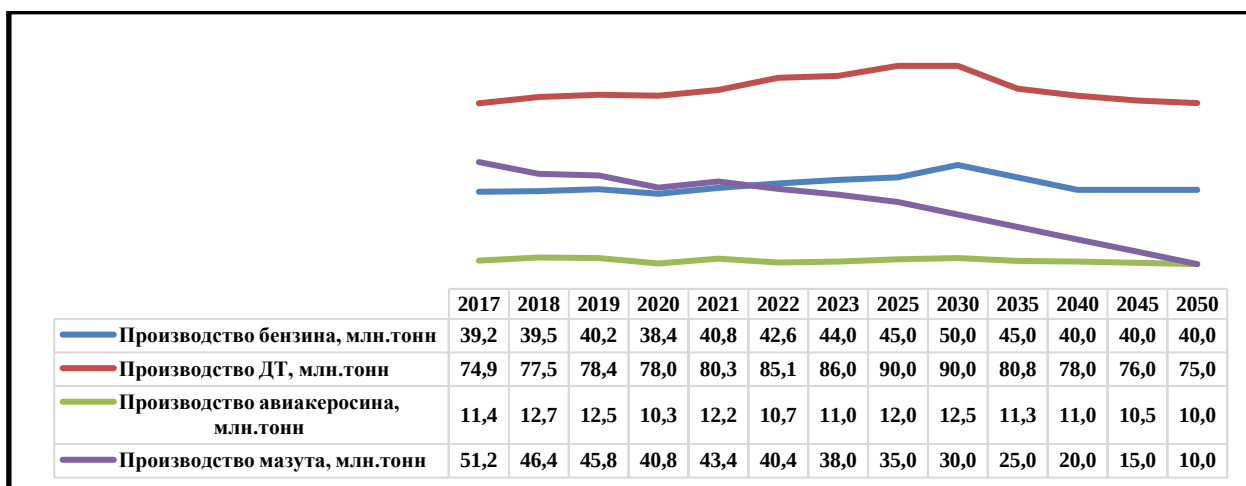


Рисунок 77 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по сценарию нефтегазового противостояния

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

Таким образом, сценарий нефтегазового противостояния – оптимистичный для нефтегазовой отрасли предусматривает изменение в 2050 году производственных показателей в России по отношению к 2020 году (рисунок 78):

Добыча нефти и газ. конденсата	-7%
Поставки нефти на переработку	-14%
Экспорт сырой нефти	+1%
Экспорт нефтепродуктов	-31%
Добыча природного газа	+23%
Экспорт природного газа	-50%
Экспорт СПГ	+560%
Производство бензина	+4%
Производство ДТ	-4%
Производство авиакеросина	-3%
Производство мазута	-76%

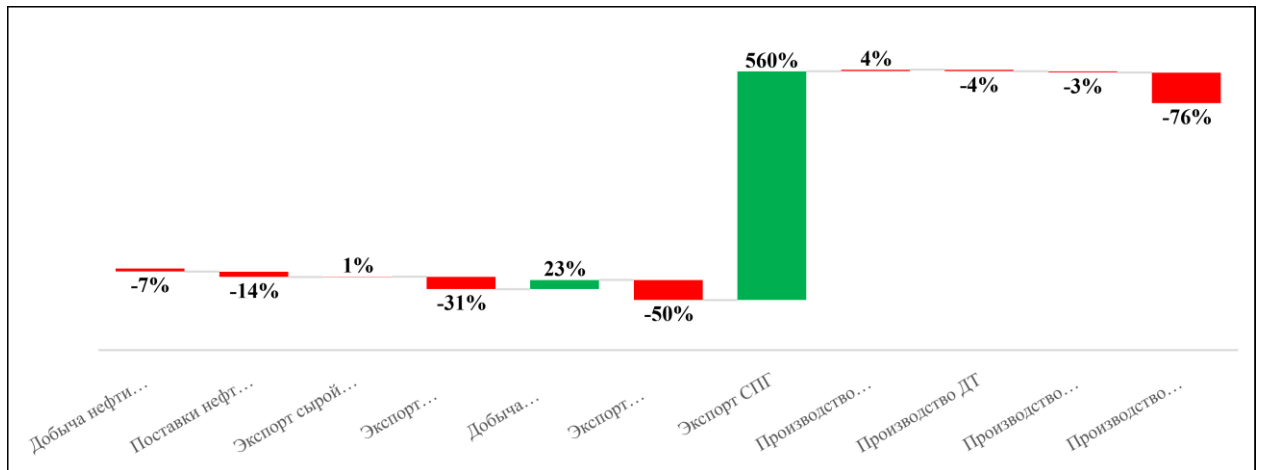


Рисунок 78 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по сценарию нефтегазового противостояния

Источник: прогноз автора

С учетом анализа перечисленных эндогенных и экзогенных факторов влияния, консенсус-прогноза производственных и макроэкономических показателей внешнего рынка автором сформирован сценарий нефтегазового противостояния (оптимистичный для нефтегазовой отрасли) изменения энергобаланса в России на период до 2050 года (таблица 72).

Таблица 72 - Сценарий нефтегазового противостояния – оптимистичный для нефтегазовой отрасли с учетом внешних факторов влияния

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производственные экзогенные факторы влияния													
Прогноз потребления жидких углеводородов в мире, млн барр/сутки	97,5	99,2	100,0	91,0	97,1	99,6	101,9	98,6	95,4	92,1	88,8	85,6	80,0
Эмиссия CO ₂ , млрд тонн/ Гт CO ₂	33,4	34,1	34,1	32,3	33,9	33,6	32,4	31,1	29,9	28,7	27,4	26,2	25,0
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр/сутки	82,1	83,1	82,7	75,5	77,3	79,4	77,8	76,2	74,5	72,9	71,3	69,6	68,0
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3674	3852	3968	3862	4037	4103	4231	4359	4487	4616	4744	4872	5000
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	285	312	351	355	374	389	476	563	651	738	825	913	1000
Добыча угля в мире, млн тонн	7696	8069	8111	7732	8173	8614	8162	7710	7258	6806	6354	5902	5450
Выработка электроэнергии в мире, млрд квт час	25648	26678	27037	26889	28467	28700	29600	30500	31400	32300	33200	34100	35000
Возобновляемые источники энергии в мире, млрд квт час	2182	2489	2799	3147	3657	3700	6029	8357	10686	13014	15343	17671	20000
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050

Производственные эндогенные факторы влияния:

Добыча нефти и газового конденсата, млн тонн	546,7	555,8	560,3	512,7	524,5	535,2	524,9	556,1	630,1	584,6	542,1	509,6	475,0
Добыча нефти и газового конденсата, млн баррелей в сутки	11,0	11,2	11,3	10,3	10,5	10,7	10,5	11,2	12,7	11,7	10,9	10,2	9,5
Поставки нефти на переработку, млн тонн	282,7	287,0	285,1	274,9	288,1	277,1	281,7	288,6	293,9	278,9	261,7	249,6	237,3
<i>Производство бензина</i>	39,2	39,5	40,2	38,4	40,8	42,6	44,0	45,0	50,0	45,0	40,0	40,0	40,0
<i>Производство дизельного топлива</i>	74,9	77,5	78,4	78,0	80,3	85,1	86,0	90,0	90,0	80,8	78,0	76,0	75,0
<i>Производство мазута</i>	51,2	46,4	45,8	40,8	43,4	40,4	38,0	35,0	30,0	25,0	20,0	15,0	10,0
<i>Производство прямогонного бензина</i>	23,2	24,2	22,5	22,2	24,0	21,9	23,0	26,0	28,0	26,2	26,0	23,0	20,0
<i>Производство авиакеросина</i>	11,4	12,7	12,5	10,3	12,2	10,7	11,0	12,0	12,5	11,3	11,0	10,5	10,0
<i>Производство дистиллята газового конденсата</i>	14,1	15,5	10,5	8,7	10,0	8,7	9,0	8,5	8,0	7,0	6,0	5,0	1,0
<i>Производство вакуумного газойля</i>	2,9	2,3	6,7	6,7	5,9	6,9	7,0	6,0	5,0	4,0	3,0	2,0	1,0
<i>Производство судового топлива</i>	12,7	15,6	16,1	12,5	12,6	9,6	12,0	12,0	15,0	15,0	15,0	15,0	14,0

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Производство топлива нефтяного</i>	8,7	9,3	15,0	16,0	13,8	9,9	10,0	8,0	6,0	13,0	10,0	8,0	7,9
<i>Производство кокса, битумов, гудронов</i>	8,9	9,9	9,9	12,0	14,7	14,8	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0
<i>Производство нефтехимии</i>	3,6	3,9	8,2	8,0	9,8	11,9	12,0	13,0	13,0	19,0	20,0	28,0	25,0
Экспорт нефти из России, млн тонн	256,7	257,5	266,1	232,4	225,0	252,0	238,0	262,0	330,0	300,0	275,0	255,0	235,0
<i>по трубопроводу "Дружба"</i>	51,1	50,5	43,7	46,7	37,5	38,5	13,0	12,0	35,0	30,0	25,0	20,0	15,0
<i>по трубопроводам в Китай</i>	26,5	38,3	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
<i>морским транспортом минуя "Транснефть"</i>	29,4	31,6	31,5	28,4	33,1	27,8	30,0	60,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
<i>морским транспортом по системе "Транснефть"</i>	139,0	124,4	138,0	108,7	114,2	140,3	155,0	150,0	125,0	100,0	80,0	65,0	50,0
<i>Кроме того экспорт казахстанско-российской смеси по системе "КТК-Р"</i>	55,1	61,1	63,3	59,0	60,7	58,7	65,3	67,0	65,5	64,0	62,5	61,0	59,5
Экспорт нефтепродуктов общий, млн тонн	155,0	152,1	144,4	144,0	146,5	125,9	122,2	118,5	114,8	111,1	107,4	103,7	100,0
Добыча природного газа, млрд куб м	691,1	725,4	738,0	692,3	760,6	672,6	710,0	770,0	820,0	850,0	890,0	890,0	850,0
Экспорт природного газа, млрд куб м	213,0	223,0	220,6	199,2	185,1	100,9	110,0	175,5	170,0	160,0	150,0	135,0	100,0
Экспорт СПГ, млн тонн	11,5	18,3	29,3	30,3	31,2	33,8	75,7	69,2	110,0	150,0	190,0	200,0	200,0
Добыча угля, млн тонн	407,9	432,0	437,0	401,6	438,4	438,6	423,0	407,5	392,0	376,5	361,0	345,5	330,0
Экспорт угля, млн тонн	184,6	189,6	189,8	193,0	227,0	210,9	203,5	214,6	203,5	192,3	181,2	170,1	158,9
Производство электроэнергии, включая ВИЭ, млн кВт час	1073,7	1091,1	1096,2	1063,4	1160,0	1167,0	1286,0	1405,0	1524,0	1643,0	1762,0	1881,0	2000,0

Источник: статистика Минэнерго, ЦДУ ТЭК, Росстат, НААНС-МЕДИА до 2022 года, прогноз автора

8.6. Факторы влияния и прогноз по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичный для нефтегазовой отрасли и оптимистичный для сокращения выбросов CO₂ и развития альтернативной энергетики)

Сценарий быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса предусматривает пессимистичный сценарий для нефтегазовой отрасли и оптимистичный сценарий для сокращения выбросов CO₂ и развития альтернативной энергетики, включая:

экзогенные факторы (таблица 73):

- практически полное (90% и более) исполнение программы Евросоюза к 2050 году стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа,
- «нулевая» отметка по углеродной нейтральности в мире к 2050 году не будет достигнута за счет продолжения использования углеводородов рядом стран, включая Россию и Китай,
- усиление процессов перехода к многополярной модели мира,
- освоение средств, выделяемых Евросоюзом для декарбонизации энергетики в Европе, взрывной рост производства энергии из возобновляемых источников,
- введение запрета ряда европейских стран на продажу новых автомобилей с двигателями внутреннего сгорания,
- формирование замкнутых экономических систем внутри Государств и Союзов, сосредоточив формирование добавленной стоимости на территории этих стран за счет производства энергии из возобновляемых источников, исключая импорт энергоресурсов,
- ценность нефтегазового сырья будет сокращаться на фоне падения спроса и циклических мировых экономических кризисов, цена на нефть Брент будет к 2050 году будет находиться на уровне до 50 долларов/баррель¹⁸¹, при этом значительная волатильность будет

¹⁸¹ В ценах по состоянию на 01.04.2023

- сопровождать ценообразование на нефть, ценность нефтегазового сырья будет снижаться по мере внедрения новых технологий в сфере развития альтернативной энергетики и снижения себестоимости производства,
- будут развиваться гибридные системы энергоснабжения, обеспечивающие надежное питание и экологичность,
 - стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС) будет оказывать ключевое значение на сокращение мирового производства нефти и газа, добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов станет нерентабельной,
 - последствия распространения коронавируса в мире приведут к устойчивому тренду удаленной работы, сокращению пассажиропотоков и авиаперелетов, в частности для бизнес-поездки,
 - добыча нефти в мире снизится с 88,4 млн баррелей в сутки в 2020 году до 38,5 млн баррелей в сутки к 2050 году (или на -56%),
 - добыча природного газа в мире снизится с 3853,7 млрд куб м в 2020 году до 2700,0 млрд куб м к 2050 году (или на -30%), природный газ останется востребованным и наиболее экологически чистым топливом в переходном периоде к «углеродной нейтральности»,
 - добыча угля в мире снизится с 7741,6 млн тонн в 2020 году до 800,0 к 2050 году (или на -90%), за счет замены на увеличивающуюся долю электроэнергии из альтернативных источников, биомассы и водорода,
 - выработка электроэнергии из традиционных источников в мире снизится с 26823 тераватт/час в 2020 году до 11000 тераватт/час в 2050 году или на -59%,
 - производство энергии из возобновляемых источников в мире (ветер, солнечная, геотермальная, биотопливо, водород) возрастет с 3147 тераватт/час в 2020 году до 36000 тераватт/час к 2050 году или в 11 раз,
 - производство электромобилей в мире увеличится с 3,1 млн в 2020 году до 60,0 млн к 2050 году или в 18 раз,

- количество электромобилей в мире нарастающим итогом составит к 2050 году 900 млн штук (при этом в 2020 году насчитывалось 10 млн электромобилей в мире),
- резкое снижение потребления моторного топлива углеводородного происхождения в мире на фоне роста производства электромобилей и замещения автомобилей с бензиновыми и дизельными двигателями,
- дальнейшая реализация Евросоюзом программы по снижению зависимости стран от импорта энергоресурсов, однако проблемы неустойчивости электроснабжения с применением возобновляемых источников энергии потребуют частичного возврата к традиционным топливам,
- реорганизация нефтегазовых компаний в энергетические холдинги,
- переход на общественный транспорт без выбросов углекислого газа,
- стабильный дефицит нефтяного сырья на мировом рынке, поддерживаемый ОПЕК+,
- рост энергозатрат в зоне Евросоюза,
- санкции коалиции стран Евросоюза, G7 и Австралии приведут к полной трансформации грузопотоков нефти и нефтепродуктов в дружественные и нейтральные страны,
- планируемые новые газопроводные системы «Сила Сибири — 2», «Союз — Восток» через Монголию, «Турецкий Поток-2» не будут использованы на полную мощность в связи с профицитом новых проектов СПГ и развитием возобновляемых источников энергии,

эндогенные факторы:

- параметры налогового маневра в нефтегазовой отрасли в текущей редакции НК РФ (по состоянию на 01.04.2023 года) приведут уже в 2023 году к значимым потерям бюджета в связи с необходимостью выплат завышенного демпфера (расчет которого зависит от котировок на мировом рынке),

- система ценообразования на углеводороды в России будет по-прежнему ориентирована на зарубежные индексы, с переходом на взаиморасчеты в национальной валюте России и дружественных стран,
- на фоне санкционного давления произойдет снижение инвестиций в новые проекты по добыче нефти и газа, переработке, нефтехимии, СПГ,
- государственную поддержку получают новые проекты по добыче нефти и газа, переработке, нефтехимии, СПГ, прошедшие процедуру аккредитации в России.

Таблица 73 - Параметры сценария быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса развития энергетики в мире к 2050 году

Показатели:	2020 год	2050 год	+/- в % 2050 к 2020 году
Цены на нефть Брент, \$/баррель	41,8	до 50,0	+20%
Стоимость парниковых выбросов (углеродный налог ЕС), \$/баррель		5,0	
Эмиссия CO ₂ , млрд тонн/ Гт в год	32,3	3,2	-90%
Спрос на нефть, млн барр в сутки	91,0	35,0	-62%
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр в сутки	75,5	30,0	-60%
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3862,0	2700,0	-30%
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	355,0	400,0	+13%
Добыча угля в мире, млн тонн	7732,0	800,0	-90%
Выработка электроэнергии из традиционных источников в мире, тераватт/час	26889,0	20000,0	-26%
Производство энергии из возобновляемых источников в мире, тераватт/час	3147,0	25000,0	+694%
Итого выработка электроэнергии, тераватт/час	30036,0	45000,0	+50%
<i>Количество электромобилей в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>10,0</i>	<i>420,0</i>	<i>рост в 42 раза</i>
<i>Количество автомобилей с ДВС в мире нарастающим итогом, млн штук</i>	<i>1200,0</i>	<i>980,0</i>	<i>-18%</i>

Источник: ВР, ОПЕС, IEA, НААНС-МЕДИА, прогноз автора

С учетом перечисленных выше предпосылок с применением методов машинного обучения с учетом коэффициентов влияния получены следующие

прогнозные ожидания по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса – *пессимистичному для нефтегазовой отрасли*.

Спрос на нефть по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичного для нефтегазовой отрасли) в мире сократится с 91 млн баррелей в сутки в 2020 году до 35 млн баррелей в сутки к 2050 году (или на -61% относительно уровня 2020 года), что будет связано с активной реализацией программы Евросоюза к 2050 году стать регионом с нулевыми выбросами углекислого газа, освоением странами Евросоюза выделенных средств для инвестиций в сектор альтернативной энергетики, ростом доли электротранспорта в мире.

Предполагается к 2050 году по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичного для нефтегазовой отрасли) снижение добычи нефти в России на -37%, с уровня 512,7 млн тонн в 2020 году до 325,0 млн тонн в 2050 году (рисунок 79).

Объемы нефтепереработки снизятся с 274,9 млн тонн в 2020 году до 163,0 млн тонн в 2050 году (или на -41% к уровню 2020 года).

Экспорт нефти сократится на -31% с уровня 232,4 млн тонн в 2020 году до 160,0 млн тонн в 2050 году, при этом возрастет экспорт нефти минуя систему «Транснефть» в связи с реализацией проекта «Восток Ойл».

К 2050 году экспорт топлива для автомобилей, оборудованных двигателями внутреннего сгорания, может составить 30,0 млн тонн, а снижение к уровню 2020 года составит -79%.

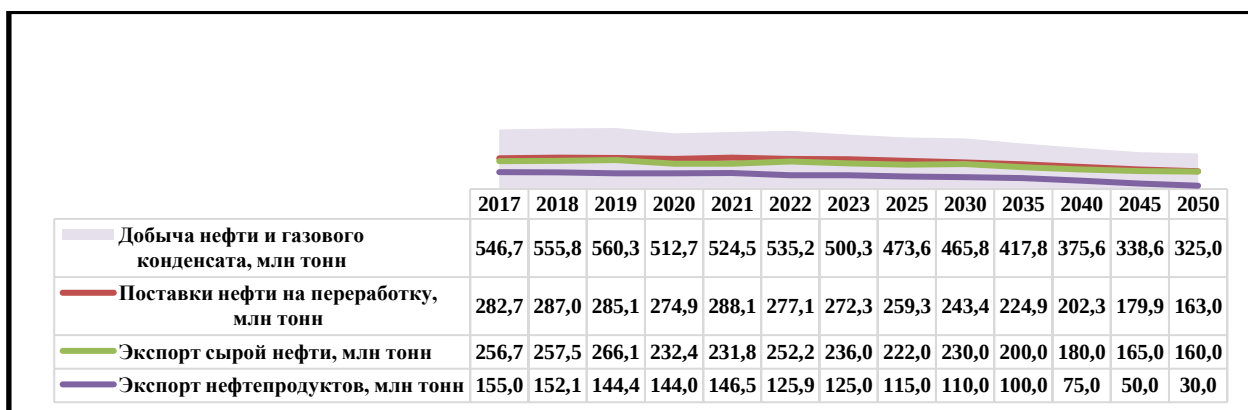


Рисунок 79 - Прогноз изменения добычи, переработки, экспорта сырой нефти и экспорта нефтепродуктов из России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

Добыча природного газа в России возрастет с 692,3 млрд куб м в 2020 году до 700,0 млрд куб м в 2050 году или на +1% за счет увеличения внутреннего потребления, развития проектов СПГ. Ожидается снижение экспорта газа на -62% за счет прекращения импорта странами Евросоюза при росте использования газа для проектов малотоннажного, среднетоннажного и крупнотоннажного СПГ. К 2050 году СПГ продолжит удерживать позиции на мировом рынке, что позволит обеспечить темпы роста экспорта СПГ на +131% к уровню 2020 года (рисунок 80).

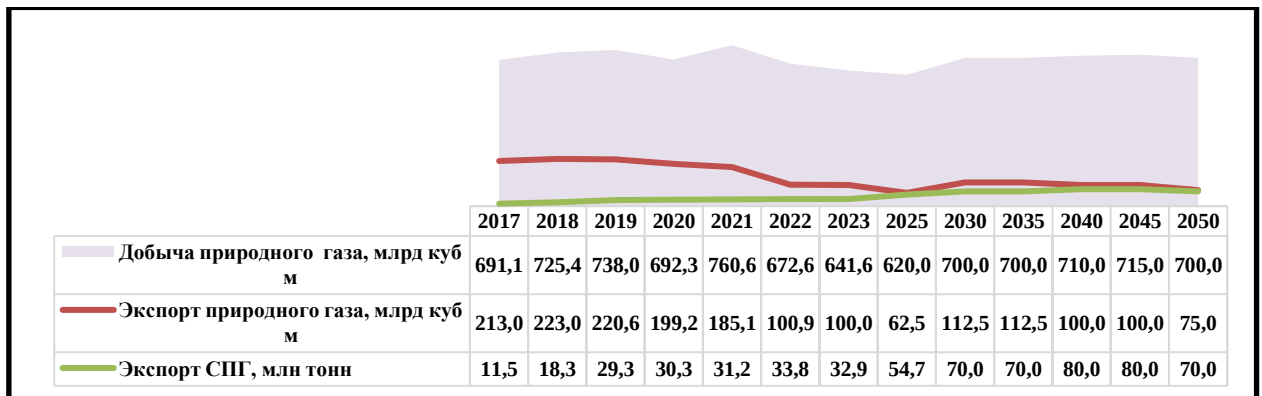


Рисунок 80 - Прогноз изменения добычи и экспорта природного газа и экспорта СПГ из России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

По сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса производство моторных топлив в России достигнет пикового значения в 2021 году и затем произойдет падение объемов производства. Потенциал новых мощностей по нефтепереработке, введенных в рамках реализации соглашений о модернизации НПЗ, окажется не востребованным.

К 2050 году по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичного для нефтегазовой отрасли) производство бензина и дизельного топлива сократится к уровню 2020 года соответственно на -22% и -49% (рисунок 81), экспорт нефтепродуктов сократится на -79% (рисунок 79).

Таким образом, секторы российской нефтедобычи и нефтепереработки будут в основном покрывать потребности внутреннего рынка, а также дружественных стран и нейтральных стран.

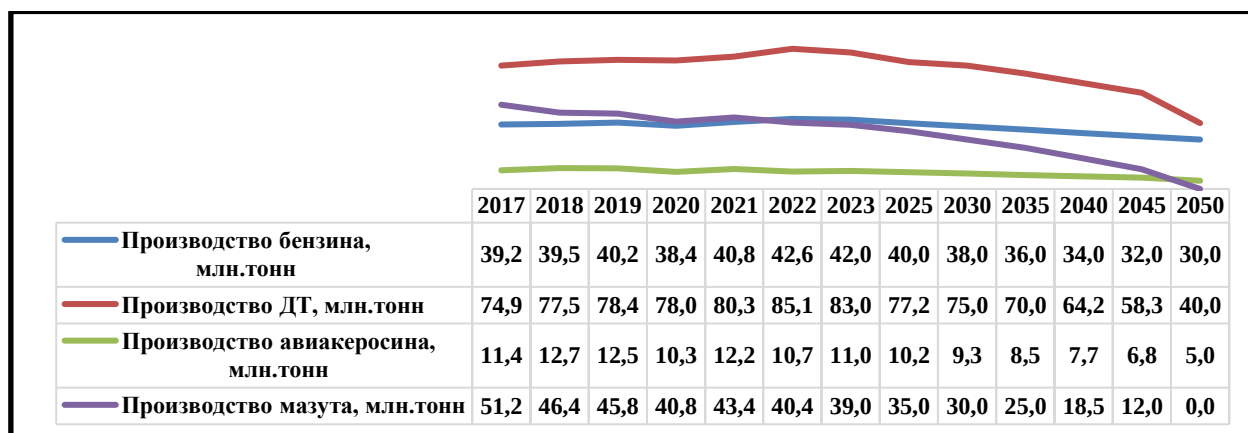


Рисунок 81 - Прогноз изменения производства топлив в России на период до 2050 года по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

Таким образом, сценарий быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса – пессимистичный для нефтегазовой отрасли предусматривает изменение в 2050 году производственных показателей в России по отношению к 2020 году (рисунок 82):

Добыча нефти и газ. конденсата	-37%
Поставки нефти на переработку	-41%
Экспорт сырой нефти	-31%
Экспорт нефтепродуктов	-79%
Добыча природного газа	+1%
Экспорт природного газа	-62%
Экспорт СПГ	+131%
Производство бензина	-22%
Производство ДТ	-49%
Производство авиакеросина	-51%
Производство мазута	-100%

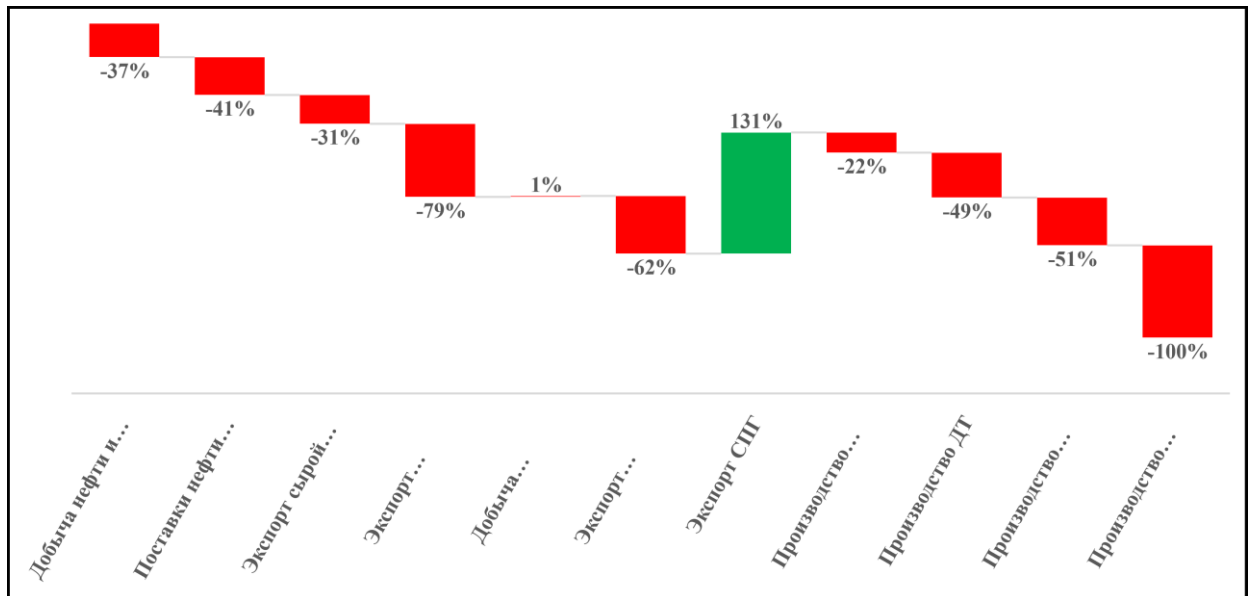


Рисунок 82 - Прогноз изменения основных показателей нефтегазовой отрасли в России к 2050 году по сравнению с 2020 годом по сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса

Источник: статистика Минэнерго до 2020 года, прогноз автора

С учетом анализа перечисленных эндогенных и экзогенных факторов влияния, консенсус-прогноза производственных и макроэкономических показателей внешнего рынка автором сформирован сценарий быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса – пессимистичный для нефтегазовой отрасли в России на период до 2050 года (таблица 74).

Таблица 74 - Сценарий быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса – пессимистичный для нефтегазовой отрасли с учетом внешних факторов влияния к 2050 году

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производственные экзогенные факторы влияния													
Прогноз потребления жидких углеводородов в мире, млн барр/сутки	97,5	99,0	99,8	91,0	97,1	99,6	100,0	95,0	89,5	75,5	54,5	38,5	35,0
Эмиссия CO ₂ , млрд тонн/ Гт CO ₂	33,7	34,5	34,4	32,3	31,5	30,7	27,2	27,2	22,2	17,1	12,1	7,0	2,0
Используемые мощности нефтепереработки в мире, млн барр/сутки	82,0	83,0	83,0	75,0	74,2	73,4	73,7	67,4	59,8	52,3	44,7	37,1	29,5
Добыча природного газа в мире, млрд куб м	3676,2	3852,9	3976,2	3853,7	3981,1	4108,4	4100,0	3661,4	3469,1	3276,9	3084,6	2892,3	2700,0
Экспорт СПГ в мире, млн тонн	393,3	430,6	483,8	487,9	544,8	601,7	577,5	451,6	415,3	379,0	342,6	306,3	270,0
Производство угля в мире, млн тонн	7701,8	8075,2	8133,4	7741,6	7487,0	7232,4	6461,1	6584,7	5427,7	4270,8	3113,9	1956,9	800,0
Выработка электроэнергии в мире, млрд квт час	25623,9	26659,0	27001,0	26823,0	26164,9	25506,8	23744,2	24185,8	21548,7	18911,5	16274,3	13637,2	11000,0
Возобновляемые источники энергии в мире, млрд квт час	2180,2	2478,6	2789,2	3147,0	4464,0	5781,0	9431,3	8622,5	14098,0	19573,5	25049,0	30524,5	36000,0
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производственные эндогенные факторы влияния:													
Добыча нефти и газового конденсата, млн тонн	546,7	555,8	560,3	512,7	524,5	535,2	500,3	473,6	465,8	417,8	375,6	338,6	325,0
Добыча нефти и газового конденсата, млн баррелей в сутки	11,0	11,2	11,3	10,3	10,5	10,7	10,0	9,5	9,4	8,4	7,5	6,8	6,5
Поставки нефти на переработку, млн тонн	282,7	287,0	285,1	274,9	288,1	277,1	272,3	259,3	243,4	224,9	202,3	179,9	163,0
<i>Производство бензина</i>	<i>39,2</i>	<i>39,5</i>	<i>40,2</i>	<i>38,4</i>	<i>40,8</i>	<i>42,6</i>	<i>42,0</i>	<i>40,0</i>	<i>38,0</i>	<i>36,0</i>	<i>34,0</i>	<i>32,0</i>	<i>30,0</i>
<i>Производство дизельного топлива</i>	<i>74,9</i>	<i>77,5</i>	<i>78,4</i>	<i>78,0</i>	<i>80,3</i>	<i>85,1</i>	<i>83,0</i>	<i>77,2</i>	<i>75,0</i>	<i>70,0</i>	<i>64,2</i>	<i>58,3</i>	<i>40,0</i>
<i>Производство мазута</i>	<i>51,2</i>	<i>46,4</i>	<i>45,8</i>	<i>40,8</i>	<i>43,4</i>	<i>40,4</i>	<i>39,0</i>	<i>35,0</i>	<i>30,0</i>	<i>25,0</i>	<i>18,5</i>	<i>12,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Производство прямогонного бензина</i>	<i>23,2</i>	<i>24,2</i>	<i>22,5</i>	<i>22,2</i>	<i>24,0</i>	<i>21,9</i>	<i>22,0</i>	<i>21,3</i>	<i>20,5</i>	<i>19,8</i>	<i>19,0</i>	<i>18,3</i>	<i>17,5</i>
<i>Производство авиакеросина</i>	<i>11,4</i>	<i>12,7</i>	<i>12,5</i>	<i>10,3</i>	<i>12,2</i>	<i>10,7</i>	<i>11,0</i>	<i>10,2</i>	<i>9,3</i>	<i>8,5</i>	<i>7,7</i>	<i>6,8</i>	<i>5,0</i>
<i>Производство дистиллята газового конденсата</i>	<i>14,1</i>	<i>15,5</i>	<i>10,5</i>	<i>8,7</i>	<i>10,0</i>	<i>8,7</i>	<i>8,0</i>	<i>6,8</i>	<i>5,7</i>	<i>4,5</i>	<i>3,3</i>	<i>2,2</i>	<i>1,0</i>
<i>Производство вакуумного газойля</i>	<i>2,9</i>	<i>2,3</i>	<i>6,7</i>	<i>6,7</i>	<i>5,9</i>	<i>6,9</i>	<i>6,0</i>	<i>5,2</i>	<i>4,3</i>	<i>3,5</i>	<i>2,7</i>	<i>1,8</i>	<i>1,0</i>
<i>Производство судового топлива</i>	<i>12,7</i>	<i>15,6</i>	<i>16,1</i>	<i>12,5</i>	<i>12,6</i>	<i>9,6</i>	<i>10,0</i>	<i>11,0</i>	<i>12,0</i>	<i>13,0</i>	<i>12,0</i>	<i>11,0</i>	<i>10,0</i>

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<i>Производство топлива нефтяного</i>	8,7	9,3	15,0	16,0	13,8	9,9	10,0	8,3	6,7	5,0	3,3	1,7	0,0
<i>Производство кокса, битумов, гудронов</i>	8,9	9,9	9,9	12,0	14,7	14,8	15,0	15,8	16,7	17,5	18,3	19,2	20,0
<i>Производство нефтехимии</i>	3,6	3,9	8,2	8,0	9,8	11,9	12,0	13,6	13,6	16,6	18,3	18,6	20,0
Экспорт нефти из России, млн тонн	256,7	257,5	266,1	232,4	231,8	252,2	236,0	222,0	230,0	200,0	180,0	165,0	160,0
<i>по трубопроводу "Дружба"</i>	51,1	50,5	43,7	46,7	37,5	38,4	11,0	12,0	10,0	5,0	0,0	0,0	0,0
<i>по трубопроводам в Китай</i>	26,5	38,3	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	35,0	30,0	25,0	20,0
<i>морским транспортом минуя "Транснефть"</i>	29,4	31,6	31,5	28,4	33,1	27,8	30,0	30,0	60,0	60,0	65,0	70,0	80,0
<i>морским транспортом по системе "Транснефть"</i>	139,0	124,4	138,0	108,7	114,2	140,3	155,0	140,0	120,0	100,0	85,0	70,0	60,0
<i>Кроме того, экспорт казахстанско-российской смеси по системе "КТК-Р"</i>	55,1	61,1	63,3	59,0	60,7	58,7	65,3	65,3	65,3	65,3	30,0	20,0	10,0
Экспорт нефтепродуктов общий, млн тонн	155,0	152,1	144,4	144,0	146,5	125,9	125,0	115,0	110,0	100,0	75,0	50,0	30,0
Добыча природного газа, млрд куб м	691,1	725,4	738,0	692,3	760,6	672,6	641,6	620,0	700,0	700,0	710,0	715,0	700,0
Экспорт природного газа, млрд куб м	213,0	223,0	220,6	199,2	185,1	100,9	100,0	62,5	112,5	112,5	100,0	100,0	75,0
Экспорт СПГ, млн тонн	11,5	18,3	29,3	30,3	31,2	33,8	32,9	54,7	70,0	70,0	80,0	80,0	70,0
Добыча угля, млн тонн	407,9	432,0	437,0	401,6	438,4	438,6	398,2	357,8	317,4	277,0	236,6	196,2	100,0
Экспорт угля, млн тонн	184,6	189,6	189,8	193,0	227,0	210,9	191,5	172,1	152,6	133,2	113,8	94,4	50,0
Производство электроэнергии, включая ВИЭ, млн кВт час	1073,7	1091,1	1096,2	1063,4	1160,0	1167,0	1243,1	1319,3	1395,4	1471,6	1547,7	1623,9	1700,0

Источник: статистика Минэнерго, ЦДУ ТЭК, Росстат, НААНС-МЕДИА до 2022 года, прогноз автора

Выводы по главе 8

Автором предложено для формирования прогнозных балансов использовать существующие прогнозы авторитетных профильных организаций и агентств, макроэкономические, производственные показатели, факторы, оказывающие влияние на мировое ценообразование на нефть и газ, а также учитывать степень влияния на конечную прогнозную модель с учетом контроля за изменением вводимых параметров.

Предложенная автором система прогнозирования, с одной стороны, позволит учесть имеющиеся институциональные оценки развития энергетики России и мира и, с другой стороны, формировать диапазон ожидаемых изменений с учетом оценки влияния полного спектра факторов и иметь возможность вносить оперативные изменения в модель с учетом постоянно меняющейся макроэкономической, производственной и информационной картины энергетики мира.

Показатели, введенные в автоматизированную систему, позволяют сформировать прогнозную финансовую модель для любого предприятия топливно-энергетического комплекса по трем сценариям: базовому, пессимистичному и оптимистичному.

Новизна предлагаемого автором подхода заключается в том, чтобы обновление прогнозов производилось оперативно исходя из изменения параметров внешних и внутренних рынков, информационных поводов, ценовой конъюнктуры, структуры энергобаланса стран.

Именно гибкое реагирование на изменение конечных параметров прогноза может позволить своевременно менять стратегию инвесторами.

С учетом анализа предпосылок, описанных в главе 8 настоящего исследования, изменения основных показателей деятельности топливно-энергетического комплекса России зависят от сценариев:

- базового,
- сценария нефтегазового противостояния (оптимистичного для нефтегазовой отрасли),

— сценария быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичного для нефтегазовой отрасли).

Реализация сценариев зависит от степени исполнения регламентов Еврокомиссии по достижению углеродной нейтральности, реализации другими странами мира (включая Россию) «зеленой повестки», инвестиций в новые проекты по добыче углеводородов, прежде, всего в Арктике, а также степени санкционного давления на российский нефтегазовый сектор.

По оценке автора, добыча нефти и газового конденсата (рисунок 83) может измениться от 512,7 млн тонн в 2020 году до:

- 325 млн тонн/-37% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 400 млн тонн/-22% по базовому сценарию к 2050 году,
- 475 млн тонн/-7% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем поставки нефти на переработку может измениться от 274,9 млн тонн в 2020 году до:

- 163 млн тонн/-41% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 195 млн тонн/-29% по базовому сценарию к 2050 году,
- 237 млн тонн/-14% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем экспорта нефти может измениться от 232,4 млн тонн в 2020 году до:

- 160 млн тонн/-31% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 200 млн тонн/-14% по базовому сценарию к 2050 году,
- 235 млн тонн/+1% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем экспорта нефтепродуктов может измениться от 144,4 млн тонн в 2020 году до:

- 30 млн тонн/-79% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 75 млн тонн/-48% по базовому сценарию к 2050 году,
- 100 млн тонн/-31% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Добыча природного газа может измениться от 692,3 млрд куб м в 2020 году до:

- 700 млрд куб м/+1% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 810 млрд куб м/+17% по базовому сценарию к 2050 году,
- 850 млрд куб м/+23% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем экспорта природного газа может измениться от 199,2 млрд куб м в 2020 году до:

- 75 млрд куб м/-62% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 93 млрд куб м/-54% по базовому сценарию к 2050 году,
- 100 млрд куб м/-50% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем экспорта СПГ может измениться от 30,3 млн тонн в 2020 году до:

- 70 млн тонн/+131% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 129 млн тонн/+326% по базовому сценарию к 2050 году,
- 200 млн тонн/+560% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем производства бензина может измениться от 38,4 млн тонн в 2020 году до:

- 30 млн тонн/-22% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 35 млн тонн/-9% по базовому сценарию к 2050 году,
- 40 млн тонн/+4% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем производства дизельного топлива может измениться от 78,0 млн тонн в 2020 году до:

- 40 млн тонн/-49% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 60 млн тонн/-23% по базовому сценарию к 2050 году,
- 75 млн тонн/-4% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем производства авиакеросина может измениться от 10,3 млн тонн в 2020 году до:

- 5 млн тонн/-51% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 8 млн тонн/-22% по базовому сценарию к 2050 году,
- 10 млн тонн/-3% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

Объем производства мазута может измениться от 40,8 млн тонн в 2020 году до:

- 0 млн тонн/-100% по пессимистичному сценарию к 2050 году,
- 5 млн тонн/-88% по базовому сценарию к 2050 году,
- 10 млн тонн/-76% по оптимистичному сценарию к 2050 году.

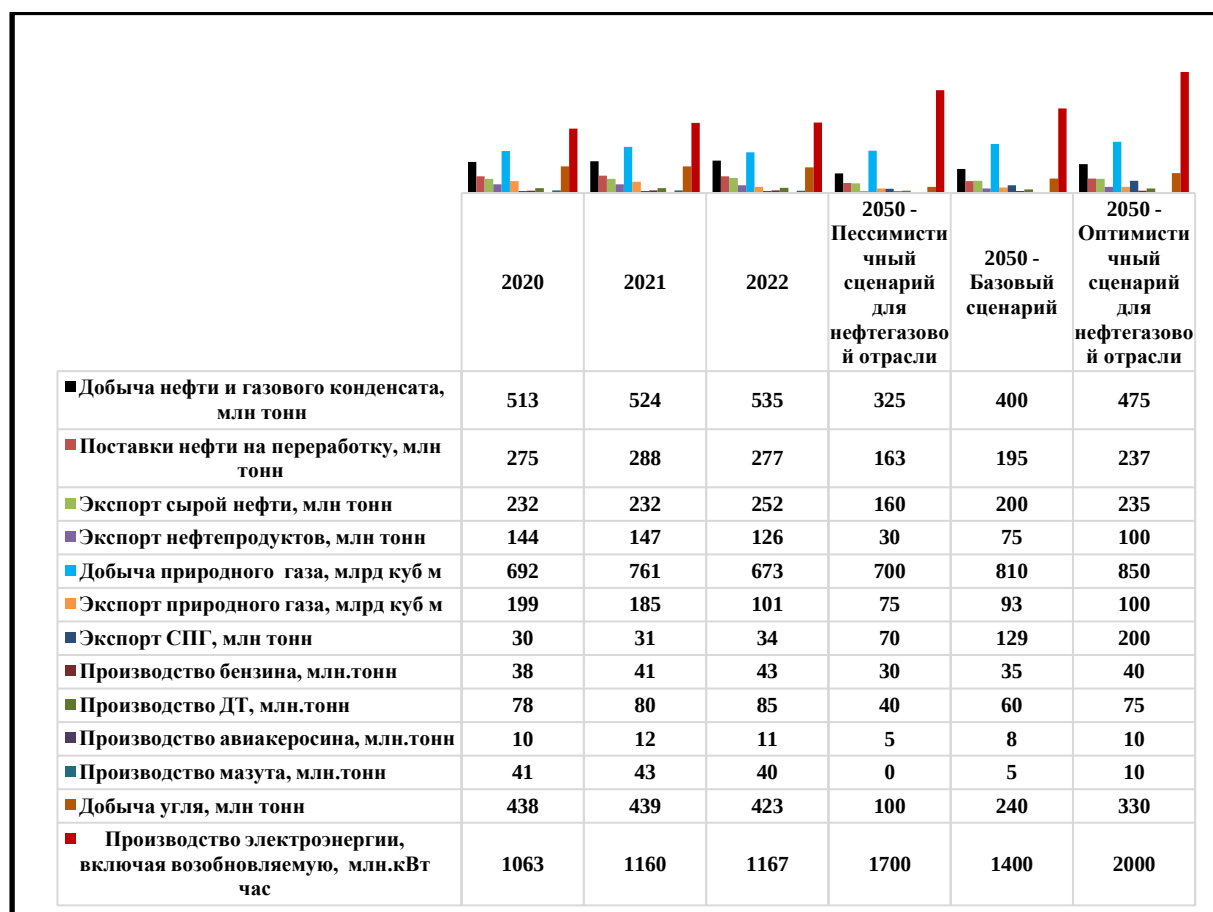


Рисунок 83 - Обобщенные данные прогноза изменения основных показателей ТЭК России по трем сценариям до 2050 года.

Источник: обобщенные данные Минэнерго, НААНС-МЕДИА до 2021 года, прогноз автора

Полученные данные демонстрируют в перспективе до 2050 года снижение объемов добычи нефти, а также производства и реализации нефтепродуктов по всем трем сценариям.

При этом природный газ будет востребованным наиболее экологичным видом топлива углеводородного происхождения, по трем сценариям предусматривается рост добычи природного газа и экспорта СПГ.

На фоне сложившихся геополитических событий 2022 года для реализации оптимистичного сценария потребуется развитие в России перевалочных, трубопроводных мощностей для увеличения экспортных потоков нефти, газа, СПГ на растущие рынки стран азиатско-тихоокеанского региона, включая Китай и Индию.

Заключение (выводы и рекомендации)

Разбалансированность спроса и предложения на нефть и газ в мире, высокая волатильность цен на углеводороды, проблематика реализации энергоперехода к без углеродной энергетике, санкционное давление отражается на экономической устойчивости нефтегазовых и энергетических компаний и бюджетном наполнении стран.

Основой стратегического планирования в топливно-энергетическом комплексе являются прогнозы, основанные на производственных и макроэкономических показателях, играющие значимую роль для обоснования и реализации инвестиционных и инновационных проектов в отрасли.

Корректность прогнозирования является ключевым фактором будущего экономического роста или, наоборот, стагнации.

Согласно проведенному в исследовании анализу в российских прогнозах, так же, как и зарубежных имеются значимые расхождения в оценках перспектив развития нефтегазовой отрасли.

Если расхождения в зарубежных прогнозах объяснимы различной стратегий бенефициаров, то прогнозы российских министерств, по мнению автора, должны соответствовать по ключевым показателям, так как проходят обязательное согласование между ответственными ведомствами.

Методы прогнозирования находятся в сфере интересов и разработчиков, и пользователей прогнозов. В этой связи автором предложена гибридная система прогнозирования, которая, с одной стороны, позволяет учесть имеющиеся институциональные оценки развития энергетики России и мира и, с другой стороны, формировать диапазон ожидаемых изменений с учетом оценки влияния полного спектра факторов и иметь возможность вносить оперативные изменения в модель с учетом постоянно меняющейся макроэкономической, производственной и информационной картины энергетики мира.

Для автоматизации процесса прогнозирования автором разработана модель с использованием цифровых технологий (машинного обучения), проведением многофакторного анализа и выявлением колебаний (шумов), оказывающих дополнительное влияние на результаты.

Кроме того, в систему вводятся коэффициенты влияния каждого фактора на окончательный результат прогнозирования.

Однако в качестве подходящего инструмента планирования и текущего контроля результатов машинной обработки и оценки правильности влияния каждого фактора необходимо участие специалистов, а также документация, подтверждающая корректность вводимых данных.

В качестве такого документа, который может быть использован как обоснование вносимых в программный комплекс изменений и дополнений, автором применяется на практике план мероприятий.

Общая оценка результатов формируется с учетом экспертных мнений специалистов и руководителей, которые являются ответственными лицами как за ввод фактических данных, так и факторов влияния, а также за прогнозные результаты, формируемые с использованием информационной системы.

Таким образом, автором предложено для формирования прогнозных балансов использовать существующие оценки авторитетных профильных организаций и агентств, макроэкономические, производственные показатели, факторы, оказывающие влияние на мировое ценообразование на энергоресурсы, а также учитывать степень влияния на конечную прогнозную модель с учетом контроля за изменением вводимых параметров.

Показатели, введенные в автоматизированную систему, позволяют сформировать прогнозную финансовую модель не только для отрасли, но и для любого предприятия топливно-энергетического комплекса по трем сценариям до 2050 года:

— базовому,

- сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичному для нефтегазовой отрасли),
- сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичному для нефтегазовой отрасли).

В качестве примера использования на практике в исследовании представлен расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового топливно-энергетического баланса и разработаны параметры трех вышеперечисленных сценариев развития мировой энергетики.

Результатом работы являются разработанные прогнозные балансы отрасли по трем сценариям до 2050 года, что является подтверждением функциональности предлагаемых автором решений в области прогнозирования в ТЭК.

Результатом работы является разработка прогнозных ожиданий изменения структуры российского нефтегазового комплекса также по трем сценариям, предложенным автором исследования.

В диссертации автором систематизированы вызовы (риски) для развития российской нефтегазовой отрасли, основным из которых является стратегия декарбонизации энергетики, принятая Евросоюзом.

Таким образом, по оценке автора, в случае, если будут в полном объеме реализованы планы Евросоюза по ужесточению норм выбросов CO₂ для автотранспорта, предполагающие сокращение вредных выбросов от новых автомобилей на 100% к 2035 году, закрытию НПЗ в Европе, прекратятся мировые поставки нефти в Европу, а поставка нефтепродуктов в зону Евросоюза может осуществляться в сокращенном объеме при сохранении возможности продолжения обслуживания парка автомобилей с двигателями внутреннего сгорания.

Следует отметить, что работа над диссертацией и формирование прогнозных моделей проводилось до начала спецоперации на Украине, санкционного давления со стороны коалиции стран Евросоюза, (основного

импортера российских углеводородов), Большой семерки и Австралии, и решения ряда стран ЕС об отказе от российских энергоресурсов.

Указанные предпосылки изначально были предусмотрены автором в прогнозных сценариях. Так, в разделе 5.1. настоящего исследования автором сделан вывод о том, что Европа к 2035 году максимально закроет импорт, сосредоточившись на альтернативной энергетике. По мнению автора, перспектива формирования замкнутых экономических систем и сокращения импорта российских энергоресурсов изначально была заложена стратегией Евросоюза, что в любом случае минимизировало бы в перспективе возможности получения добавленной стоимости от экспортных операций со странами ЕС.

Сложившийся в феврале-мае 2022 года дефицит углеводородов на мировом рынке, последовавшее беспрецедентное санкционное давление стало драйвером трансформации грузопотоков из России в дружественные и нейтральные страны и доказало значимость вклада России в формирование устойчивого мирового энергобаланса.

При формировании предложенной автором прогнозной модели проанализированы ключевые экзогенные и эндогенные факторы, которые могут оказывать влияние на перспективные производственные показатели отрасли.

В частности, анализ постсоветской истории развития систем налогообложения в российской нефтегазовой отрасли позволил автору выделить 8 этапов, включающих различные налоговые режимы и проанализировать эволюцию каждого из налогов, применяемых в нефтегазовой отрасли за период начиная с 1992 года.

По итогам проведенного мониторинга преимуществ и недостатков каждого из проанализированных налогов автором подготовлен анализ рисков, выявленных в процессе исследования налогообложения нефтегазового сектора.

Гибкая акцизная политика может быть поддерживающим механизмом формирования приемлемых для потребителя цен и сохранения эффективности работы нефтеперерабатывающих предприятий.

Наиболее актуальным является видение перспектив текущей системы налогообложения, зависимой от конъюнктуры мировых цен на нефть, которая в период турбулентности, в частности связанной с распространением коронавирусной инфекции, привела к дефициту бюджета нефтегазовых доходов.

Идеология предлагаемых автором изменений коррелируется с государственной концепцией, предполагающей, что цены на моторное топливо не должны расти в соответствии с мировыми ценами, так как это препятствует развитию остальных сегментов экономики.

Автором представлены предложения по донастройке параметров налогового маневра.

Подход, гарантирующий достаточный уровень маржинальности каждого предприятия от добычи до сбыта, позволит скорректировать сложившуюся ситуацию, связанную со доходностью одних и банкротством других предприятий, позволит обеспечить прогнозируемость бюджетных поступлений от нефтегазовых доходов.

Поэтапное обнуление таможенной пошлины на нефть также требует корректировки, так как таможенная пошлина стимулирует ресурсный экспорт без мер поддержки поставок для нефтепереработки в связи с тем, что стоимость сырья на внутреннем рынке будет дороже экспортной на величину НДС (с учетом логистических издержек), с другой стороны, за обнулением таможенной пошлины на нефть последует и обнуление таможенной пошлины на нефтепродукты, что может повлиять на рост стоимости нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Таким образом, автором предлагается внесение изменений в формулу $K_{\text{ц}}$ - коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть, являющегося составляющей формулы расчета НДПИ, а также закрепить наличие минимальной

ставки таможенной пошлины, призванной обеспечить приоритетность внутренних поставок нефтяного сырья для сектора нефтегазопереработки.

Указанные меры приведут к ясному видению перспектив развития отрасли, привлекут инвестиции в нефтегазодобычу, в модернизацию и строительство новых нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий и формированию добавленной стоимости при экспорте российских продуктов высоких переделов.

Если конечные цены на моторное топливо регулируются Государством, то следуя этой концепции, автором предлагается для обеспечения эффективности такого регулирования также и установление внутренних цен на нефтяное сырье и на оптовые партии нефтепродуктов с учетом затрат на транспортировку, с исключением введенных в 2018 году обратного акциза на нефть и демпфирующей компоненты на моторное топливо.

Именно установление на Государственном уровне ценовых маркеров, логистических параметров, коэффициентов по качеству и публикация указанных показателей по всей производственной цепочке от добычи до переработки и сбыта позволит стабилизировать ситуацию на топливном рынке, обеспечить маржинальность нефтепереработки.

Формированию национальных ценовых индикаторов автором большое внимание уделено в предыдущем диссертационном исследовании, а в период кризисных явлений в мировой и российской экономике важность формирования системы национальных индексов, логистических и качественных параметров для формирования базовых индексов для налогообложения приобретает особое значение.

В продолжение вышеуказанной работы в настоящем исследовании автором разработана и представлена концепция синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов.

С учетом сформированного автором прогноза снижения объемов нефтепереработки в России к 2050 году автором сделан вывод об избыточности

инвестиций в модернизацию НПЗ и необходимости оценки на государственном уровне эффективности будущих инвестиций, предусмотренных в том числе параметрами налогового маневра с учетом прогноза снижения мирового спроса на топливо углеводородного происхождения и трендов по развитию электротранспорта в мире.

Автором предложено провести инвентаризацию выходных параметров программы модернизации НПЗ и оценку сопоставимости с прогнозом спроса на моторное топливо на внутреннем и внешнем рынках для определения востребованности и целесообразности указанных инвестиций, если в долгосрочной перспективе российский нефтегазовый сектор может быть в большей степени ориентирован на внутренний спрос.

Продолжая концепцию, заложенную автором в предыдущем диссертационном Исследовании, для устойчивого развития топливно-энергетического комплекса России и перехода от ресурсного к ресурсно-инновационному развитию важна инновационная диверсификация нефтегазовых компаний применительно к инвестициям в развитие нефтехимических производств, а также альтернативной энергетики, регулирующая переход топливно-энергетического сектора России от ресурсного к ресурсно-инновационному развитию.

Практические рекомендации по результатам проведенного исследования могут быть обобщены в следующие краткие положения:

I. При прогнозировании рекомендуется использовать разработанную автором методологию прогнозирования в основе которой учитывается расширенный перечень предпосылок изменения структуры мирового энергетического баланса и коэффициенты влияния по трем сценариям до 2050 года:

- ✓ базовому,
- ✓ сценарию нефтегазового противостояния (оптимистичному для нефтегазовой отрасли),

- ✓ сценарию быстрого изменения структуры мирового энергетического баланса (пессимистичному для нефтегазовой отрасли).

II. Диссертант рекомендует применение компаниями нефтегазового сектора разработанной концепции синергии логистических и качественных параметров и конечных ценовых индикаторов, использовать систему оценки стоимости российской нефти, позволяющей нефтяным компаниям оказывать непосредственное влияние на ценовые индикаторы на маркерные сорта российской нефти на мировом рынке, сформированные путем консолидации данных фактических сделок по продаже российской нефти.

III. Рекомендуется донастройка налоговой системы нефтегазовой отрасли, которая позволит стабилизировать доходы от ключевого налога – НДС, обеспечить необходимую поддержку предприятиям нефтегазодобычи, нефтегазопереработки, нефтехимии создать механизм оказания субсидирования конечному потребителю, который должен стать выгодоприобретателем при скачкообразных изменениях конъюнктуры рынка моторного топлива.

IV. Автором рекомендуется российским нефтегазовым компаниям при формировании долгосрочных планов развития включать направления инновационной диверсификации с учетом развития отечественного сектора нефтехимии, альтернативной энергетики и сокращения выбросов CO₂.

V. Автором рекомендуется активизировать на государственном уровне расширение существующих трубопроводных и перевалочных мощностей для диверсификации поставок нефти, газа, СПГ в дружественные и нейтральные страны.

Список сокращений и условных обозначений

BFOE - смесь нефти из 4 групп этих месторождений Brent, Forties, Oseberg и Ekofisk, расположенных в британском и норвежском секторах Северного моря.

BP - British Petroleum — транснациональная нефтегазовая компания со штаб-квартирой в Лондоне.

Brent (Брент) - сорт нефти, являющийся мировым эталоном по качеству, свойствам и составу нефти, являющийся наиболее оптимальным для переработки и производства нефтепродуктов.

CFTC - Commodity Futures Trading Comission - Комиссия по торговле товарными фьючерсами США

COVID-19 - заболевание, вызываемое коронавирусом, который называется SARS-CoV-2.

CO₂ - диоксид углерода, представляет собой кислый бесцветный газ.

CORSIA - Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation - это рыночный механизм, направленный на компенсацию выбросов посредством процесса покупки авиакомпанией единиц выбросов, эквивалентных ее требованиям к компенсации.

DME - Dubai mercantile Exchange – Дубайская товарная биржа

DME PC - индекс post close-spot month для нефти сорта Оман, формируемый на Дубайской товарной бирже DME, обозначающий цену закрытия фьючерсных контрактов, которая устанавливается Биржей в 14:30 по Нью-йоркскому времени.

EIA - Energy Information Administration - Управление энергетической информации США

ESPO (ВСТО) - сорт российской экспортной смеси нефти Западной и Восточной Сибири, поставляемой по трубопроводу «Восточная Сибирь-Тихий Океан» (ВСТО).

EU ETS - Европейская система торговли квотами на выбросы парниковых газов.

ICE - Intercontinental Exchange - Лондонская межконтинентальная биржа

ICE Brent NX - индекс цены Brent на нефть на день, следующий за последним торговым день фьючерсного контракта, формируемый на Лондонской межконтинентальной бирже ICE с учетом контракта обмена на физическую нефть (EFP). Средневзвешенная цена торгов устанавливается в течение трех минут расчетного периода от 19:27:00 по лондонскому времени.

IEA (International Energy Agency) - **МЭА** (Международное энергетическое агентство).

FuelEU - регламент Евросоюза об инфраструктуре для альтернативных видов топлива в сфере судоходства.

FOB - Free on Board - свободно на борту.

PDVSA - венесуэльская государственная компания Petróleos de Venezuela

REBCO - Russian Export Blend Crude Oil - это сорт российской экспортной нефтяной смеси, формируемой в системе трубопроводов «Транснефть» путем смешения тяжелой высокосернистой нефти Урало-Поволжья и малосернистой нефти Западной Сибири, соответствующей по своим характеристикам сорту Юралс.

ReFuelEU - регламент Евросоюза об инфраструктуре для альтернативных видов топлива в сфере авиации.

ОПЕС (the Organization of Petroleum Exporting Countries) - **ОПЕК** (Организация стран-экспортеров нефти)

ОПЕС +/- **ОПЕК+** - сообщество государств не входящих в ОПЕК, но сотрудничающих с этой организацией и между собой в некоторых вопросах добычи и экспорта нефти. На фоне недовольства многих стран текущей стоимостью нефти, в ноябре 2016 года Россией было предложено расширить состав участников и назвать его ОПЕК+.

Siberian Light (Сибирская Легкая) - сорт российской малосернистой нефти Западной Сибири, поставляемой на экспорт через порт Туапсе.

Sokol (Сокол) - сорт российской малосернистой нефти, добываемой на Сахалине.

Urals (Юралс) - сорт российской экспортной нефтяной смеси, формируемой в системе трубопроводов ПАО «Транснефть» путем смешения тяжелой высокосернистой нефти Урало-Поволжья и малосернистой нефти Западной Сибири.

WTI - West Texas Intermediate – марка нефти, торгуемая на бирже NYMEX (Америка) с 1983 года.

АЗС - автомобильная заправочная станция — комплекс оборудования на придорожной территории, предназначенный для заправки топливом транспортных средств.

АТР – страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

БРИКС - межгосударственное объединение Федеративной Республики Бразилии, Российской Федерации, Республики Индии, Китайской Народной Республики и Южно-Африканской Республики.

ВВП - валовой внутренний продукт — это рыночная стоимость всех произведенных в стране товаров и услуг для конечного использования, то есть предназначенных для потребления, а не для производства других товаров или услуг.

ВИЭ - возобновляемые источники энергии – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения.

ЕС - European Union - Европейский союз (Евросоюз) – это объединение части государств Европы, призванное служить организационной формой для политического и экономического сотрудничества стран-членов.

КИН - коэффициент извлечения нефти.

Минэкономразвития - Министерство экономического развития Российской Федерации.

Минэнерго - Министерство энергетики Российской Федерации.

Минфин - Министерство финансов Российской Федерации.

НДД – налог на дополнительный доход, модифицированная версия НДС.

НДПИ - Налог на добычу полезных ископаемых.

НДС - (налог на добавленную стоимость), НДС перечисляется в федеральный бюджет. Деньги расходуются на государственные и национальные цели.

НК РФ - Налоговый кодекс Российской Федерации.

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод.

ПСП - пункт приема-сдачи нефти.

РАН - Российская академия наук.

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти.

СМИ - средства массовой информации.

СПГ - сжиженный природный газ (преимущественно метан, CH_4 , с некоторой смесью этана, C_2H_6), который был охлажден до жидкой формы для удобства и безопасности хранения или транспортировки без давления.

СССР - Союз Советских Социалистических Республик.

ТРИЗ - трудноизвлекаемые запасы.

ТЭК - топливно-энергетический комплекс — совокупность отраслей экономики, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топливно-энергетических ресурсов, производством, транспортировкой и распределением электроэнергии.

ФНБ - Фонд национального благосостояния.

Список литературы и источников

1. Аганбегян А.Г., Багриновский К.А., Гранберг А.Г. Система моделей народнохозяйственного планирования // М.: Мысль, 1972. - 348 с.
2. Андрианов Д.Л., Шульц Д.Н., Ощепков И.А. Динамическая стохастическая модель общего экономического равновесия России [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/dinamicheskaya-stohasticheskaya-model-obschego-ekonomicheskogo-ravnovesiya-rossii> (дата обращения 27.09.2021)
3. Аналитический центр при Правительстве РФ "Статистический сборник ТЭК России - 2019» [Электронный ресурс]. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/ТЕК_annual/ТЕК.2019.pdf (дата обращения 15.02.2021)
4. Белогорьев А. Перспективы экспорта российского газа в новых условиях // Энергетическая политика. 2022. №6 (172). С. 6–17. DOI: 10.46920/2409-5516_2022_6172_6
5. Боровский, Ю.В. Советский и российский ТЭК как объекты западных санкций: политическое соперничество или экономическая конкуренция? Вестник МГИМО-Университета. 2019. 3(66). С. 42-60 DOI 10.24833/2071-8160-2019-3-66-42-60
6. Брагинский О.Б., Щукин Е.П. Методические вопросы прогнозирования в нефтехимической промышленности // М.: ЦНИИТЭНефтехим, 1974. - 73 с.
7. Брагинский О.Б., Кричевский И.Е., Щукин Е.П. Прогнозирование и оптимальное планирование комплекса отраслей химической и нефтехимической промышленности // М.: Химия, 1988. - 192 с.
8. Вацлав Смил, Энергия и цивилизация // Бомбора, 2020.
9. Воронов Н.Г., Прогнозирование и планирование в условиях рынка [Электронный ресурс] URL: <https://e.lanbook.com/book/63979>
10. Виноградская Н.А. Управление производством. Методы экономического прогнозирования и планирования. Практикум. [Электронный ресурс] Москва: МИСИС, 2013. — 96 с.: <https://e.lanbook.com/book/64423>
11. Гайдар Е. Т. Долгое время. Россия в мире: очерки экономической истории // Дело. - 2005 г.. - Т. 3-е изд..
12. Гайдар Е.Т. Аномалии экономического роста // Евразия. - 1997 г..
13. Грачёв И.Д. Вероятностная модель виртуальных рынков // Труды Международной научной школы-семинара «Системное моделирование социально-экономических процессов» имени академика С.С.Шаталина. Вологда: ИСЭРТ РАН, 2009. - С 106-109.
14. Грачёв И.Д. Вероятностная модель смешанных экономических систем как инструмент выбора и обоснования законодательных норм и правил хозяйствования // Экономический анализ: теория и практика. 2009. - №24 (153). - С. 22-31.

15. Грачёв И.Д. Вероятностная модель функционирования смешанных экономических систем // Экономика и математические методы. 2009. Т. 45, № 4. - С. 61-73.
16. Гурвич Е., Соколов В. и Улюкаев А. Оценка вклада эффекта Балассы–Самуэльсона в динамику реального обменного курса рубля [Журнал] // Вопросы экономики. - 2008 г.. - стр. 1-29.
17. Громов, А.И., Новые вызовы и возможности для России на мировом нефтяном рынке// Научные труды ВЭО России. – 2022. - Том 235 том. С. 158-171 - DOI: 10.38197/2072-2060-2022-235-3-158-171
18. Гумарова, И.С. Приоритеты энергетической дипломатии России: автореферат дис. кандидата политических наук : 23.00.04 ; [Место защиты: С.-Петербург. гос. ун-т] - Санкт-Петербург, 2008
19. Гусев М. С. Положение России в мировой экономике: сценарии и прогноз// ЭКО. 2020 № 7 С. 29-43.
20. Дробышевский С., Синельников-Мурылев С. и Соколов И. Эволюция бюджетной политики России в 2000-е годы: в поисках финансовой устойчивости национальной бюджетной системы // Вопросы экономики.. - 2011 г.. - Т. 1. - стр. 4-25. Емельянов А.С. Эконометрия и прогнозирование. - М.: Экономика, 1985. - 207 с. 86.
21. Емельянов С.В., Ларичев О.И. Многокритериальные методы принятия решений. - М.: Знание, 1985. - 32 с. 87
22. Жуков А., Карцан И., Харламов А.Г., Башкатов А. И., Разживайкин С.А., Разинькова М.Р., Скрипачев В.О. Динамическая модель транспортно-логистикой цепочки в условиях межгосударственной конфронтации. Современные инновации, системы и технологии - Modern Innovations, Systems and Technologies. 2021; 1(4): 16–23. <https://doi.org/10.47813/2782-2818-2021-1-4-16-23>
23. Засько В.Н. Особенности взаимодействия внешних и внутренних факторов экономического развития российской экономики в условиях усиления мировых интеграционных процессов, (монография) // М.: «Продинформ», 2003
24. Иванова Н. и Каменских М. Эффективность госрасходов в России // Обзор Центра макроэкономических исследований Сбербанка России. - 2011 г.
25. Игнатьев, Владимир Сергеевич. Стратегические интересы России на мировых рынках нефти и газа : автореферат дис. ... кандидата экономических наук : 08.00.14 / Гос. ун-т упр. - Москва, 2003
26. Идрисов Г., и Синельников-Мурылев С. Бюджетная политика и экономический рост // Вопросы экономики. - 2013 г.. - Т. 8. - стр. 35-59.
27. Исследование Института экономики роста им. Столыпина и Института народнохозяйственного планирования РАН «Зависимость российской экономики и бюджета от нефти», 2018, [Электронный ресурс]. URL: <http://stolypin.institute/wp-content/uploads/2018/02/issledovanie-syrevaya-zavisimost-2018.01.30-2.pdf> (дата обращения 20.10.2020)

28. Казакова М. В. и Синельников-Мурылев С. Г. Конъюнктура мирового рынка энергоносителей и темпы экономического роста в России // Экономическая политика. - 2009 г. - 5. - стр. 118-135.
29. Карцан И., Жуков А., Башкатов А., Харламов А., Разживайкин С., Доронина Е., Клементьева М. Методологический подход к управлению логистикой в условиях межгосударственной конфронтации. Современные инновации, системы и технологии - Modern Innovations, Systems and Technologies. 2021; 1(4): 31-39. <https://doi.org/10.47813/2782-2818-2021-1-4-31-39>
30. Козеняшева М.М. Совершенствование системы налогообложения для стимулирования структурной перестройки нефтеперерабатывающей промышленности РФ // Экономика. Налоги. Право. - 2010. - № 6. - С. 10 - 17.
31. Козеняшева М.М. Особенности прогнозирования цен на нефть в современных условиях // Вопросы экономики и права. - 2011. - №1. - С.331-339.
32. Кудрин, Алексей Леонидович. Теоретические и методологические подходы к реализации сбалансированной и эффективной бюджетной политики : диссертация ... доктора экономических наук : 08.00.10 / Кудрин Алексей Леонидович; [Место защиты: Рос. акад. народного хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2018. - 424 с. : ил. Финансы, денежное обращение и кредит
33. Леонтьев В.В. Межотраслевая экономика. Пер. с англ. М.: Экономика, 1997, 479 с.
34. Клейн Лоуренс Робер. Диссертация, Массачусетский технологический институт, кафедра экономики и социальных наук, 1944 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://hdl.handle.net/1721.1/11300> (дата обращения 01.08.2022)
35. Мау В., Улюкаев А. Глобальный кризис и тенденции экономического развития // Вопросы экономики. – 2014. – № 11
36. Мостеллер Ф., Тьюки Дж. Анализ данных и регрессия. – М.: Финансы и статистика, 1982 – 317 с.
37. М.Ю. Ксенофонтов, Долгосрочный прогноз как инструмент разработки социально-экономической политики, [Электронный ресурс]. URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/books/ksen01/gl01.pdf> (дата обращения 27.09.2021)
38. «На что потратить лишний триллион нефтерублей?», Независимая газета, Комментарий Сафоновой Т.Ю. [Электронный ресурс]. URL: https://www.ng.ru/economics/2022-01-18/1_8348_reserves.html дата обращения 20.01.2022
39. Назаренко М.Ю., Золотухин А.Б. Применение машинного обучения вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. – 2020 – № 9 – С. 109-113.
40. Пакин А. К. Экспорт российского природного газа в страны Европы: перспективы, вызовы, риски : автореферат дис. ... кандидата экономических наук. Москва, 2018

41. План мероприятий "Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года" утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р.
42. Прогноз ВР «Energy-outlook», [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>
43. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (утв. Министром энергетики Российской Федерации 14 октября 2016 года) / М: Минэнерго России, 2016. – 106 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366>
44. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года Минэкономразвития [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html
45. Прогноз развития энергетики мира и России ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/10585.pdf>
46. Прогноз Сафоновой Т.Ю. «Мировой спрос на углеводороды будет устойчивым – прогноз эксперта: Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/3436832.html>
47. Ж.Н. Моисеенко. Прогнозирование и планирование деятельности предприятия: учебное пособие // Донской ГАУ, 2019. – 154 с.
48. Проект стратегии социально-экономического развития РФ до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов [Электронный ресурс]. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf
49. Распоряжение Правительства РФ от 18 мая 2016 года №954-р «Об утверждении плана реализации Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года» [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/docs/23136/>
50. Реестр Минэнерго проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-reestrnppz>
51. Сафонова Т.Ю. Антагонизмы ценообразования на российскую нефть и весомость национальных ценовых индикаторов// Государственная служба. - 2023. Том 26 № 2. <https://doi.org/10.22394/2070-8378-2023-25-2-...-...>
52. Сафонова Т.Ю. Диверсификация нефтегазовых компаний в связанные инновационные технологии и проекты // Фундаментальные исследования — М: Изд-во «Фундаментальные исследования», 2014, № 8 (часть 4). — с. 933-937.

53. Сафонова Т.Ю. Нефтяные компании и стратегия диверсификации: зарубежный опыт // Российское предпринимательство — М: Изд-во «Креативная экономика»— 2012. – № 9 (207). – С. 92-97.
54. Сафонова Т.Ю. «Есть ли у России время ждать десятилетия, когда наши уже сформированные и известные всему мировому сообществу маркерные сорта назовут бенчмаркой?» // Рынок нефтепродуктов. Биржевые индексы. Издание «СПбМТСБ» № 56 за 7-11 апреля 2014 года.
55. Сафонова Т.Ю., Качество нефти: назрело время решать вопросы, [Электронный ресурс] URL: <http://www.transport-nefti.com/blog/5181>
56. Сафонова Тамара «Нефть: конъюнктурная цена против фундаментальных факторов» [Электронный ресурс] URL: <http://www.transport-nefti.com/blog/4173/м>
57. Сафонова Т.Ю. Обеспечение экономической устойчивости компаний нефтегазового сектора в условиях высокой волатильности цен на энергоресурсы // Российское предпринимательство — М: Изд-во «Креативная экономика», 2012, № 7 (205). — с. 98-102.
58. Сафонова Т.Ю. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка»// Государственная служба. - 2023. Том 25 № 1. <https://doi.org/10.22394/2070-8378-2023-25-1-48-54>
59. Сафонова Т.Ю. Перегрузка для нефтяных цен// Нефтегазовая вертикаль. – 2019. - № 12 (456).
60. Сафонова Т.Ю. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире. Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2023; 17 (1): 64–75. <https://doi.org/10.22394/2073-2929-2023-01-64-75>
61. Сафонова Т.Ю. Перспективы применения российскими нефтегазовыми компаниями стратегии диверсификации источников энергии // Научная перспектива – М: Изд-во «Инфинити» - №8/2012 с.27-29
62. Сафонова Т.Ю.: «Подопытные НПЗ» — кто выживет в результате налоговых экспериментов? портал «Нефть и капитал» [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/comment/tamara-safonova/06-11-2019/tamara-safonova-podopytnye-npz-kto-vyzhivet-v-rezultate-nalogovyh-eksperimentov>
63. Сафонова Т.Ю. Применение дисконтированных показателей при расчете прибыли инвестиционных проектов // Научно-практический журнал Экономика. Управление. Право – М: Изд-во ООО «ИНГН», № 8 (32) том 2, август 2012, стр. 35-38
64. Сафонова, Тамара Юрьевна. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний : диссертация ... кандидата экономических наук : 08.00.05 / Сафонова Тамара Юрьевна; [Место защиты: Рос. акад. нар. хоз-ва и гос. службы при Президенте РФ]. - Москва, 2016.

65. Сафонова Т.Ю. Трансформация рынков сбыта российской нефти с учетом санкционного давления // Управленческое консультирование. 2023. № 1 (169). С. 51–62. <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2023-1-51-62>
66. Сафонова Т.Ю. «Труднопривлекательные запасы»// Нефтегазовая вертикаль – 2019. - № 18 – С.22-26 (0,4 п.л.).
67. Сафонова Т.Ю. «Цена на российскую нефть стала на 35% ниже мировой: за вест пост-советский период так и не сформирована национальная система оценки российской нефти» [Электронный ресурс]. URL: <https://oilcapital.ru/comment/tamara-safonova/13-05-2022/rossiyskaya-neft-stala-na-35-deshevle-mirovyh-etalonov/>
68. Сафонова Тамара «Водород набирает популярность как ключевой источник энергии следующего поколения для борьбы с глобальным потеплением» [Электронный ресурс]. URL: https://zen.yandex.ru/media/iap_zts/vodorod-nabiraet-populiarnost-kak-kliuchevoi-istochnik-energii-sleduiuscego-pokoleniia-dlia-borby-s-globalnym-potepieniem-6268d59aa060086abef7f53c/
69. Сафонова Т.Ю. «Есть ли у России время ждать десятилетия, когда наши уже сформированные и известные всему мировому сообществу маркерные сорта назовут бенчмаркой?», еженедельное издание «СПбМТСБ» «Рынок нефтепродуктов. Биржевые индексы», № 56 за 7-11 апреля 2014 года
70. Сафонова Т.Ю. Исследование эндогенных и экзогенных факторов влияния на результаты прогнозирования в нефтегазовой отрасли на фоне трансформации структуры мирового топливно-энергетического баланса: монография // – Москва: Первое экономическое издательство, 2022. – 344 с. ISBN: 978-5-91292-422-4 DOI: 10.18334/9785912924224
71. Сафонова Т. Ю. Перспективы развития евразийской интеграции в области расширения экспортных грузопотоков российского газа в дружественные страны на фоне эскалации энергетического кризиса в мире. Евразийская интеграция: экономика, право, политика. 2023; 17 (1): 64–75. <https://doi.org/10.22394/2073-2929-2023-01-64-75>
72. Сафонова Т.Ю. Трансформация рынков сбыта российской нефти с учетом санкционного давления // Управленческое консультирование. 2023. № 1 (169). С. 51–62. <https://doi.org/10.22394/1726-1139-2023-1-51-62>
73. Сафонова Т. Ю. Оптимизация экспортных грузопотоков российской нефти и поддержание рыночных механизмов ценообразования на фоне действия эмбарго и введения ценового «потолка»// Государственная служба. - 2023. № 1.
74. Сафонова Т. Ю. Антагонизмы ценообразования на российскую нефть и весомость национальных ценовых индикаторов// Государственная служба. - 2023. № 2.
75. Тинберген, Я., Босс, Х. Математические модели экономического роста/ Я. Тинберген, Х.Босс. — М.: Прогресс, 1967.

76. Федеральный закон от 02.12.2019 № 380-ФЗ «О федеральном бюджете на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов», [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201912030041>
77. Федеральный закон от 8 декабря 2020 г. N 385-ФЗ "О федеральном бюджете на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов", [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202012080106>
78. Федеральный закон от 15.10.2020 № 325-ФЗ "О внесении изменений в статью 3-1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе" [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010150002>
79. Федеральный закон «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации», [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45587>
80. "Финансирование зеленого перехода: инвестиционный план» [Электронный ресурс]. URL: <https://globalcentre.hse.ru/news/333142452.html>
81. Энтов Р. [и др.] Корпоративное управление и саморегулирование в системе институциональных изменений // ИЭПП. - 2006 г.
82. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
83. Усиление санкционного давления на российский сегмент рынка энергоресурсов. Актуальные интервью / М. Р. Салихов, И. В. Юшков, С. П. Митрахович. – Геоэкономика энергетики. № 2 (18) -2022. С. 6–33 DOI: 10.48137/26870703_2022_18_2_6
84. Флах П. Машинное обучение. Наука и искусство построения алгоритмов, которые извлекают знания из данных. – М.: ДМК Пресс, 2015 – 400 с.
86. Ховельмо Т., Исследования в области теории экономической эволюции/ Т. Ховельмо, 1954
87. Цыплаков А. Введение в прогнозирование в классических моделях временных рядов / Квантиль, № 1, с.3
88. Макаров В.Л., Айвазян С.А., Борисова С.В., Лакалин Э.А. Эконометрическая модель экономики России для целей краткосрочного прогноза и сценарного анализа /. - М. : Центр. экон.-мат. ин-т Рос. акад. наук, 2001. - 34 с.
89. Эйрес Р. Научно-техническое прогнозирование и долгосрочное планирование (пер. с англ.). -М.: Мир, 1971, 296 с.
90. Robert F. Engle and C. W. J. Granger. Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. Econometrica, Vol. 55, No. 2. Mar., 1987, pp. 251–276
91. Granger C. W. J. Some properties of time series data and their use in econometric model specification. Journal of Econometrics, 1981.
92. Granger C. W. J., Newbold P. Forecasting economic time series. New York: Academic Press, 1977.
93. Granger C. W. J., Newbold P. Spurious regressions in econometrics. Journal of Econometrics, 1974.

94. Granger C. W. J., Weiss A. A. Time series analysis of error-correcting models. In: Studies in Econometrics, Time Series, and Multivariate Statistics. New York: Academic Press, 1983