ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНСТИТУТ МЕЖДУНАРОДНЫХ
ОТНОШЕНИЙ (УНИВЕРСИТЕТ) МИНИСТЕРСТВА ИНОСТРАННЫХ ДЕЛ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

На правах рукописи

БЕЛЯКОВА
МАРИНА ЮРЬЕВНА

Влияние системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли на развитие национальной экономики: опыт Норвегии и России

Специальность 08.00.14 – Мировая экономика
Диссертация на соискание учёной степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук
Швец Николай Николаевич

Москва – 2020

Оглавление

Введение **3**

Глава 1. Влияние нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие Норвегии и России **16**
1.1. Теоретические аспекты государственного регулирования экономики **16**
1.2. Место и значение нефтегазового комплекса в социально-экономическом развитии Норвегии **27**
1.3. Роль нефтегазового комплекса в социально-экономическом развитии России ... **32**

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ **39**
Глава 2. Анализ политики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России **40**
2.1. Экономическая эффективность практики лицензирования нефтегазодобывающей отрасли в России **40**
2.2. Анализ системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли в России. **50**
2.3. Оценка влияния проекта «Ямал СПГ» на социально-экономическое развитие Ямало-Ненецкого автономного округа **64**

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ **71**

Глава 3. Экономическая составляющая практики лицензирования и особенности системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли Норвегии **73**
3.1. Экономические аспекты административного лицензирования в нефтегазодобывающей отрасли Норвегии и его роль в развитии нефтесервисного сектора Норвегии **73**
3.2. Прямой Государственный Финансовый Интерес (ПГФИ) как один из важнейших факторов эффективности лицензионной системы в Норвегии **83**
3.3. Налогообложение нефтегазодобывающей отрасли в Норвегии **89**
3.4. Оценка влияния разработки месторождения «Белоснежка» на социально-экономическое развитие города Хаммерфест губернии Финнмарк Норвегии **96**

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ **109**

Глава 4. Направления совершенствования системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли в России **112**
4.1. Возможности совершенствования действующей системы лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России на основании его сравнения с норвежской практикой **112**
4.2. Результаты экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» при различных сценариях налогообложения и государственного участия в проекте **120**
4.3. Оценка эффективности от внедрения усовершенствованной системы лицензирования и налогообложения в нефтегазовом комплексе России **139**

ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ **143**

Заключение **144**
Список литературы **149**

Приложения **168**

Введение

Актуальность темы диссертационного исследования. Нефтегазовый комплекс является фундаментом российской экономики, ключевым элементом жизнеобеспечения и основой бюджетной системы страны. В 2019 г. доля доходов от нефтегазовой деятельности составила 40 % в общей структуре доходов федерального бюджета[1]. Однако существуют серьезные опасения, что доходы от нефтегазовой деятельности начнут снижаться. Это связано с тем, что в развитии этой отрасли имеется ряд проблем, связанных с ухудшением качества сырьевой базы, высоким износом оборудования, замедлением темпов прироста добычи нефти. Старые высокоэффективные месторождения исчерпываются, новые располагаются в труднодоступных районах. Текущее состояние ресурсной базы нефтегазовых регионов и стратегические приоритеты развития нефтегазового комплекса России определяют необходимость освоения новых месторождений. Потенциал для наращивания сырьевой базы определяется моделью взаимодействия государства и нефтегазовых компаний, основанной на политике налогообложения и лицензионном режиме, где в настоящее время имеется ряд существенных недостатков. Так, существующая система налогообложения, основой которой является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), взимаемый с объема добытого сырья, не способствует освоению трудноизвлекаемых, значительно выработанных запасов, поскольку не учитывает в полной мере специфику конкретных месторождений. В этой связи нефтегазовые компании не стремятся развивать технологии и инфраструктуру, чтобы повысить эффективность добычи.

Система лицензирования не способствует повышению эффективности работы отрасли. Действующие лицензии не в полной мере соответствуют требованиям федерального законодательства, работы на месторождениях в

[1] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

отдельных случаях проводятся по устаревшей проектной документации; отмечается нарушение сроков ввода в промышленную эксплуатацию месторождений, невозможность выйти на проектный уровень добычи в соответствии со сроками, указанными в лицензионных соглашениях; происходит отставание темпов разведочного и эксплуатационного бурения. Всё это ведет к значительным финансовым потерям бюджетов различных уровней. Непредоставление в Федеральное Агентство по недропользованию (далее – Роснедра) информации относительно планов освоения, выхода на проектную мощность, сведений о рекультивации земель, связанные с тем, что компании их не имеют, может привести к снижению эффективности разработки месторождений, а также нанести вред окружающей среде.

Сложившаяся ситуация в нефтегазодобывающей отрасли делает чрезвычайно актуальным пересмотр ее политики налогообложения и лицензирования, что может стать мощным механизмом, влияющим на эффективность разработки недр и социально-экономическое развитие регионов.

В этом отношении наиболее интересным является опыт Норвегии, где нефтегазовый комплекс успешно функционирует уже более 50 лет благодаря эффективной политике управления и распоряжения углеводородными ресурсами на континентальном шельфе Норвегии, основанной на административном лицензировании и гибкой системе налогообложения на базе финансовых результатов деятельности нефтегазовых компаний. Система административного лицензирования полностью соответствует общей стратегии развития нефтегазового комплекса Норвегии и экономическим интересам государства в целом, но при этом она остаётся привлекательной для нефтегазовых компаний, работающих на норвежском континентальном шельфе. Практика налогообложения чистой прибыли благоприятствует разработке шельфовых запасов, поскольку учитывает расходы, связанные с научно-исследовательскими и геологоразведочными работами, с выдачей займов под проценты и дополнительной амортизацией оборудования для

добычи на шельфе. Благодаря многочисленным вычетам из налогооблагаемой базы разработка сложных в техническом отношении запасов углеводородов становится рентабельной.

В связи с вышеизложенным рассмотрение и учет норвежской практики лицензирования и налогообложения нефтегазовой отрасли может способствовать совершенствованию данных систем государственного регулирования в России и стать фактором ее устойчивого экономического развития, которое заключается в повышении эффективности разработки недр, увеличении поступления налогов в бюджеты различных уровней, социально-экономическом развитии добывающих регионов, а также создании специальных стимулов для развития российской нефтесервисной отрасли.

Степень научной разработанности темы исследования. Лицензирование нефтегазового комплекса является недостаточно изученной областью исследования. Рассмотрению различных аспектов (в большей степени правовых) лицензирования нефтегазового комплекса в России посвящены монографии российских ученых И.А. Пантелейко и К.Г. Скачека, С.И. Сирык и А.П. Боровинских, а также ряд статей С.С. Купреева и А.А. Конопляника. Вопросы налогообложения нефтегазового комплекса России изучались многими российскими учёными, среди которых стоит выделить И.А. Гончаренко, А.Н. Токарева, В.А. Крюкова, А.И. Перчика, Г.В. Выгон, С.С. Ежова, Ю.Н. Бобылева, Е.В. Мазурину. Различные аспекты деятельности государства в отношении нефтегазового комплекса России, которые косвенно связаны с вопросами лицензирования и налогообложения, изучались российскими исследователями, среди которых наибольший вклад внесли Н.П. Лаверов, С.З. Жизнин, Н.А. Симония, В.Ю. Алекперов, Ю.К. Шафраник, В.Э. Тоскунина, С.В. Богданчиков.

Несмотря на имеющиеся работы еще недостаточно изучены проблемы современной системы лицензирования, ее влияние на эффективность разработки недр и на социально-экономическое развитие добывающих регионов.

Отдельного внимания заслуживают работы зарубежных авторов, посвященные анализу функционирования норвежского нефтегазового комплекса: О. Нуренга, С. Андерсена, У. Бьерхольта, Д. Лунда, Ю. Мозеса, Б. Нильсена, П. Нуре –, которые рассматривали различные аспекты развития нефтегазовой отрасли. Из исследований российских ученых можно выделить монографию С.В. Рогинского, где описаны особенности развития нефтегазовой промышленности в Норвегии с момента ее основания до 2000 г. Также заслуживает внимания ряд статей П.А. Сергеева, А.М. Волкова, в которых авторы затрагивают проблему взаимодействия нефтегазового комплекса и остальных отраслей экономики, а также его влияние на социально-экономическое и политическое развитие Норвегии.

Соответствие темы диссертации требованиям паспорта специальностей ВАК РФ (по экономическим наукам). Диссертационное исследование соответствует паспорту специальности ВАК РФ 08.00.14 – Мировая экономика в следующих областях исследования: Развитие ресурсной базы мирового хозяйства. Экономические аспекты глобальных проблем – экологической, продовольственной, энергетической. Мирохозяйственные последствия глобальных процессов, пути и механизмы их решения (п. 21).

Цель и задачи исследования. Целью диссертации является разработка усовершенствованной системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России, которая будет способствовать повышению эффективности разработки месторождений углеводородов, а также увеличению социально-экономических выгод от освоения недр.

Исходя из вышеназванной цели, поставлены следующие **исследовательские задачи:**

− выявление основных текущих проблем в области политики лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России;

− проведение системного анализа норвежского опыта в области политики выдачи лицензий;

− анализ политики налогообложения нефтегазовых компаний в Норвегии и определение роли Прямого Государственного Финансового Интереса в реализации лицензионных соглашений на континентальном шельфе Норвегии, а также в соблюдении налоговых обязательств нефтегазовыми компаниями, ведущими свою деятельность на территории Норвегии;

− оценка прямого и косвенного воздействия лицензирования и политики налогообложения на функционирование добывающих территорий в Норвегии и России на примере двух аналогичных проектов: «Белоснежки» в губернии Финнмарк в Норвегии и «ЯМАЛ-СПГ» в Ямало-Ненецком Автономном округе в России, а также определение их роли в социально-экономическом развитии регионов.

− разработка предложений по совершенствованию систем лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России и оценка эффективности предлагаемой системы налогообложения и лицензирования нефтегазодобывающей отрасли в сочетании с усилением контролирующей роли государства в реализации лицензионных соглашений.

Объектом исследования является нефтегазодобывающая отрасль Норвегии и России.

Предметом исследования является система лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли Норвегии и России.

Хронологические рамки исследования ограничены периодами формирования систем государственного регулирования нефтегазового комплекса в Норвегии с середины 1960-х гг. по 2019 г., и в России, получившей развитие с начала 1990-х гг. по 2019 г.

Теоретическую основу диссертационного исследования составляют труды российских и зарубежных учёных, посвящённые анализу развития нефтегазовых комплексов России и Норвегии.

Методологической основой исследования явились следующие методы:

– метод анализа и синтеза, который позволил комплексно изучить различные аспекты лицензирования и налогообложения в

нефтегазодобывающей отрасли России и Норвегии, выявить основные проблемы в российской практике и разработать рекомендации по совершенствованию системы лицензирования в России с учётом норвежского опыта;

– системный;
– статистический.

В основу анализа административно-правовых особенностей регулирования нефтегазового комплекса легли также исторический, метод комплексного исследования и сравнительного правоведения. Элементы количественного анализа, систематизации и обобщения статистических данных применены для расчётов, построения таблиц и графиков, представленных в диссертации.

Информативную база исследования составляют документы, определяющие условия разработки углеводородных месторождений на территории России, разработанные Министерством энергетики Российской Федерации, Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, а также департаментами по недропользованию нефтегазодобывающих регионов России. Основой для исследования регулирования нефтегазового комплекса Норвегии являются законы норвежского парламента Стортинга, определяющие роль государства в формировании и развитии нефтегазового комплекса; документы, разработанные Министерством нефти и энергетики Норвегии и Нефтяным Директоратом; отчёты компаний «Петоро А.С.» и «Эквинор».

Научная новизна полученных результатов исследования заключается в комплексном анализе и сравнении лицензионной политики и системы налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России и Норвегии, в выявлении слабых мест в российской практике лицензирования и налогообложения и в представлении рекомендаций по их совершенствованию.

Основные результаты, содержащие научную новизну и выносимые на защиту, заключаются в следующем:

1. Проведен анализ практики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России, в результате которого выявлен ряд существенных недостатков, которые мешают эффективному функционированию отрасли. В области лицензирования можно выделить следующие проблемы:

– выдача лицензий на основе аукциона лишает государства права закладывать в лицензии условия по эффективности разработке недр, а также социально-экономическому развитию добывающего региона;

– излишняя забюрократизированность процесса получения всей необходимой документации для начала работ по лицензии приводит к срыву сроков работ компаниями-недропользователями, предусмотренных лицензиями;

– выборка наиболее рентабельных частей месторождений в рамках лицензионного участка ведет к нерациональному использованию природных ресурсов;

– отсутствие должного контроля со стороны государства за деятельностью недропользователей после выдачи лицензии приводит к систематичному нарушению лицензионных соглашений.

Анализ политики налогообложения нефтегазодобычи продемонстрировал, что текущая система налогообложения не способствует воспроизводству минерально-сырьевой базы отрасли, а также в большинстве случаев делает нерентабельной разработку трудноизвлекаемых запасов, на долю которых приходится больше 70 % в общей структуре запасов[2].

2. Проведен системный анализ норвежского опыта административного лицензирования с позиции использования его в России. Выделены те положительные аспекты, которые позволяют успешно функционировать как самому нефтегазовому комплексу Норвегии, так и сопредельным отраслям и в целом способствуют развитию экономики добывающих регионов. Первым и

[2] Трудноизвлекаемые запасы нефти [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/

наиболее важным является исполнение нефтегазовыми компаниями принципа «локализации» при получении лицензий на шельфе Норвегии. Это условие относительно обязательного участия норвежских поставщиков во всех нефтегазовых проектах на территории страны с момента начала функционирования отрасли в 1970 гг. до 1994 г., когда Норвегия вступила в Европейскую экономическую зону, позволило создать высокотехнологичную нефтесервисную отрасль в стране, способную конкурировать с иностранными предприятиями на мировом рынке. В настоящее время доля норвежских нефтесервисных компаний в разработке месторождений на территории Норвегии может достигать 90 %.

Вторым серьезным преимуществом административного лицензирования нефтегазовой деятельности Норвегии является конкурсная форма выдачи лицензий. Она обеспечивает государству наиболее эффективный способ разработки месторождений, максимальный уровень извлечения ресурсов, а также наибольший вклад в социально-экономическое развитие страны в целом и добывающих регионов в частности.

3. Анализ политики налогообложения нефтегазодобывающей деятельности в Норвегии доказал, что налоги, применяемые к нефтегазовым компаниям, обеспечивают государству максимальную экономическую ренту от реализации нефтегазовых проектов на территории Норвегии (78 %), но в то же время делают привлекательной разработку шельфа для компаний-недропользователей за счет обложения налогом чистой прибыли, а не валового дохода. Система налогообложения нефтегазовой деятельности в Норвегии является самонастраивающейся и у государства нет необходимости использовать «ручной режим», чтобы отражать колебания цен на нефть.

Выявлено, что норвежский Прямой Государственный Финансовый Интерес (далее – ПГФИ), представляемый компанией «Петоро», является эффективным механизмом контроля исполнения лицензий на норвежском континентальном шельфе, а его участие в лицензиях, во-первых, обеспечивает государству получение дополнительных доходов от нефтегазовой деятельности

(40 % от всех нефтегазовых доходов бюджета), которые в дальнейшем идут на социально-экономическое развитие страны, а во-вторых – контролирует исполнение налоговых обязательств нефтегазовыми компаниями в рамках реализуемых нефтегазовых проектов, в частности, обеспечивает контроль всех финансовых затрат, вычетов из налогооблагаемой базы, основывающейся на финансовых показателях деятельности нефтегазовых компаний, и тем самым снимает вопросы относительно занижения налогооблагаемой базы компаниями за счёт завышения издержек.

4. Доказано на конкретном примере разработки газового месторождения «Белоснежка» в губернии Финнмарк, что обязательное условие в лицензиях относительно вклада в социально-экономическое развитие территорий и политика налогообложения значительно способствуют развитию добывающих территорий.

Подтверждено, что реализация аналогичного норвежской «Белоснежке» российского проекта «ЯМАЛ СПГ» не будет иметь столь значительного мультипликативного эффекта в Ямало-Ненецком автономном округе в силу участия в данном проекте в основном иностранных подрядчиков, что обусловлено отсутствием требований по уровню «локализации» в лицензионном соглашении и текущей политикой налогообложения в отношении данного проекта, предполагающей многочисленные налоговые льготы, которые влекут недополучение бюджетами различных уровней значительного объёма предполагаемых налоговых поступлений.

5. В результате анализа российской практики лицензирования нефтегазодобывающей отрасли определены направления ее реформирования и на основании сравнения с доказавшей свою эффективность норвежской практикой лицензирования выработаны рекомендации по отношению к российской системе лицензирования:

– во-первых, требует пересмотра форма выдачи лицензий. Несмотря на то, что законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах» (далее – закон «О недрах») предусмотрены две формы выдачи

лицензий – конкурс и аукцион – на практике используется только аукцион. Аукцион несет в себе риск допуска к освоению месторождений компаний, применяющей не самые эффективные технологии, но готовых заплатить высокий стартовый платеж и получить право на разработку месторождения. В этой связи стоит рассмотреть отмену аукционов и использовать исключительно конкурсный метод выдачи лицензий, основанный на оценке финансовых, трудовых и технических характеристик недропользователя;

– во-вторых, требует рассмотрения введение в лицензионные соглашения обязательного к исполнению условия относительно вклада компании-недропользователя в социально-экономическое развитие региона, где реализуются проекты в рамках лицензионного режима;

– в-третьих, российским регулирующим органам, по примеру Норвегии, целесообразно рассмотреть введение лицензионного сбора на прогрессирующей основе за пользование лицензионным участком по истечении 10-ти летнего срока со дня выдачи совмещенной лицензии на разведку и добычу, в том случае если компания не ведет ни геологоразведки, ни добычи на предоставленных ей участках. Введение подобного сбора будет способствовать разработке недропользователем всех залежей в пределах лицензионного участка или же возврату государству неиспользованных земель с целью передачи другим компаниям-недропользователям для дальнейшей эксплуатации.

Анализ политики налогообложения нефтегазовой деятельности в России выявил необходимость реформирования системы налогообложения и выработки принципиально нового подхода к изъятию природной ренты у нефтегазовых компаний, работающих в России. На основании изучения успешной норвежской практики налогообложения выработаны рекомендации по реформированию действующей системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли в России. Предложено:

– вместо НДПИ ввести налог с чистого дохода от нефтегазовой деятельности – налог на финансовый результат. Введение этого налога сможет

обеспечить дифференциацию налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи нефти и газа;

– осуществлять вычет части расходов на геологоразведку из предлагаемого к введению налога на финансовый результат. Эта мера позволит государству активизировать геологоразведочную деятельность в России и предотвратить в дальнейшем падение добычи.

Обосновано, что подобные шаги по реформированию действующей системы налогообложения можно предпринимать только при наличии строгого государственного контроля нефтегазодобывающей деятельности на месторождениях. В противном случае это может привести к снижению налоговых поступлений в бюджеты различных уровней в связи со стремлением компаний-недропользователей уменьшить налогооблагаемую базу за счет завышения издержек. Поэтому предложено обеспечить подобный контроль за счет участия государства в разработке месторождений по примеру норвежского ПГФИ. Новая государственная компания-регулятор могла бы заниматься учетом добычи углеводородов по качеству, регламентацией деятельности мощностей добывающих скважин и других параметров, определяющих величину издержек производства. Кроме того, создание подобного механизма принесло бы бюджету стабильный дополнительный доход от нефтегазовой деятельности помимо налогов и дивидендов госкомпаний, а также снизило зависимость бюджета от налогов на нефтегазовую деятельность.

Проведена оценка эффективности предлагаемой модели лицензирования нефтегазодобывающей деятельности в России. Определены основные направления совершенствования социально-экономической политики России, к которым относятся развитие вспомогательных отраслей нефтегазодобывающей отрасли, повышение занятости населения в связи с созданием новых производств и развитием и расширением старых, увеличение поступлений в федеральный бюджет доходов от нефтегазовой деятельности за счёт введения обязательной доли участия государства в лицензионных соглашениях.

В результате реформирования системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России с учетом норвежской практики можно спрогнозировать следующие положительные результаты развития нефтегазодобывающей деятельности и социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов:

- рост рентабельности нефтегазовых проектов;
- рост воспроизводства минерально-сырьевой базы за счёт оказания государственной поддержки компаниям в области проведения геологоразведочной деятельности;
- увеличение налоговых выплат в бюджеты всех уровней от реализации нефтегазовых проектов.

Практическая значимость исследования заключается в возможности использования положений диссертации при выработке новых подходов к налогообложению нефтегазовой деятельности в России Министерством энергетики Российской Федерации, а также совершенствовании Министерством финансов Российской Федерации Налогового Кодекса Российской Федерации в части, касающейся обложения налогами нефтегазодобывающей деятельности.

Отдельные положения диссертации могут быть использованы Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации и Советом Федерации Федерального Собрания Российской Федерации при разработке усовершенствованного закона «О недрах», а также законодательными органами субъектов, где ведется добыча нефти и газа, при разработке региональных законодательных актов, регулирующих вопросы недропользования.

Теоретические положения диссертации могут быть использованы в учебном процессе: при подготовке учебных курсов по вопросам недропользования, налогообложения нефтегазовых комплексов Норвегии и России, функционирования и развития нефтегазового комплекса Норвегии и России, государственного регулирования нефтегазового комплекса в России.

Апробация результатов исследования. По теме диссертации автором опубликовано 8 статей общим объёмом 4.61 п. л., в том числе 5 статей в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук. Результаты исследования апробированы в рамках конференций «Перспективы и тенденции развития мировой энергетики до 2050 г.», проводимой МИЭП МГИМО (У) МИД РФ в 2013 г., 17-ой конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (11.05. 2017 г.).

Отдельные положения получили практическое применение при методической разработке курса «Регулирование нефтегазового сектора России и международный опыт» для студентов магистерской программы «Экономика нефтегазовой отрасли и проблемы энергетической политики» (российско-итальянская магистерская программа МИЭП МГИМО совместно с Университетом имени Луиджи Боккони).

Структура диссертации соответствует поставленным целям и задачам и включает в себя введение, четыре главы, заключение, список литературы и приложения. Основной текст изложен на 148 страницах, содержит 25 таблиц и 23 рисунка и 13 приложений.

Глава 1. Влияние нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие Норвегии и России

1.1. Теоретические аспекты государственного регулирования экономики

Существуют различные теории относительно роли государства в развитии экономики.

Наиболее известной является классическая теория, яркими представителями которой выступают экономисты А. Смит, Д. Рикардо, Ж. Б. Сей, А. Маршалл, чьи идеи сводятся к саморегуляции рынка и его субъектов, приобретающих первостепенное значение.

Противоположных взглядов придерживается английский экономист Дж. М. Кейнс, который, заявляет о необходимости разработки механизма государственного контроля рыночной экономики и поддержки предприятий в целях сокращения спада производства в условиях кризиса.

Уравновесить эти противоположные взгляды стремится неоклассическая теория, представители которой – А. Пигу, В. Ойкен, М. Фридмен – выступают за ограничение государственного вмешательства при установлении определённых «правил игры», к которым относятся установление формы и права собственности, определение условий заключения сделок, защита осуществленных сделок, а также требования соблюдения взаимных обязательств.

В 19-ом веке за рубежом получили развитие такие теории государственного регулирования, как монетаристская и теория рациональных ожиданий.

Вопросам государственного регулирования экономики были посвящены труды и российских учёных: Л.И. Абалкина, С.Ю. Глазьева, А.Я. Лившица, Ф.И. Шамхалова – в которых рассматривались основы государственной поддержки предприятий на различных уровнях взаимодействия государства и бизнеса.

Развитие экономической мысли в 18-ом, 19-ом, 20-ом веках шло в двух основных направлениях – либеральная и дирижистская.

Либеральная концепция предполагает, что рынок – это структура, которая не нуждается в регулировании со стороны государства, либо допускает вмешательство государства лишь в крайнем случае. Эта концепция основана на том, что предложение на рынке не может в значительной степени превышать спрос; доходы населения, которые не были потрачены на предметы потребления, не сберегаются, а инвестируются; роль государства может и должна быть ограничена функцией контроля за соблюдением установленных правил и норм, а также функцией проведения жесткой денежно-кредитной политики.

Таким образом, либеральная концепция основана на основных идеях классической теории, монетаристской теории, неоклассической теории и теории рациональных ожиданий.

Сторонники классической теории отмечают достоинства индивидуального выбора. По их мнению, оптимальный выбор каждого индивида в итоге всегда приводит к росту общественного богатства, в связи с чем государственное регулирование неприемлемо или же должно быть сведено к ряду строго определенных функций. Так, в своей работе «Исследование о природе и причинах богатства народов»[3] Адам Смит, один из сторонников классической теории, приводит всестороннюю характеристику экономической системы общества. Смит предлагает свою теорию капитала и его возникновения (накопления), развивает теорию распределения доходов, выдвигает теорию стоимости, тем самым объединяя в своем труде большинство существующих на тот момент экономических теорий.

Новый этап в развитии классической школы знаменует собой фигура Д. Рикардо, который предлагает свое видение относительно теории стоимости, капитала, ренты, заработной платы и денег. По его мнению, государство не

[3] Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов. – М.: Соцэкгиз, 1935. – С. 25.

должно вмешиваться ни в производство, ни в обмен, ни в потребление, поскольку путем налогообложения оно и так участвует в этих процессах.

Еще один представитель классической школы, Жан Батист Сэй, популяризирует взгляды и идеи А. Смита, однако, в отличие от А. Смита, который отрицает хоть какую-либо возможность государственного регулирования экономики, отдавая это право рыночной экономике, Ж. Б. Сэй поддерживает идеи экономического либерализма: с одной стороны, он ставит под сомнение способности чиновников управлять экономикой в государстве, но с другой – признаёт, что государство может стимулировать развитие экономики путем создания соответствующей инфраструктуры, финансирования науки, образования и оформления «правил игры».

Во второй половине 19-го века появилось неоклассическое направление, которое опирается на идеи классической школы. Неоклассическая теория стала исследованием поведения человека, который стремится максимизировать доход и минимизировать издержки вне зависимости от того, кем он является: предпринимателем, наемным рабочим или потребителем. Поведение такого человека в теории неоклассиков получило название «экономического человека».

Неоклассическая теория возникает изначально как направление экономической мысли, получившее название «маржинализм». Идеи маржинализма – принцип предельной полезности, субъективизм, гедонизм отдельной личности, равновесность рынка – продвигались такими видными представителями экономической науки, как Л. Вальрас, А. Курно, Ж. Дюпуи, Г. Госсен, У. С. Джевонс, И. Фишер, А. Маршалл и др.

Либеральная концепция, представленная после Второй мировой войны идеями неоклассиков – Ф. фон Хайека и Л. Фон Мизеса и критиковавшая идеи государственного регулирования экономики, не получила значительного развития. Основной доктриной, воспринятой на уровне руководителей государств, стала теория монетаризма, разработанная экономистом М.

Фрименом из Чикагской школы. В России Е. Гайдар[4] и Е. Ясин, начавшие реформы в начале 1990-х гг. XX в., являются сторонниками монетаризма.

Согласно теории монетаризма, функция спроса на деньги стабильна, а сам спрос на деньги зависит от динамики ВВП. В свою очередь, предложение денег зависит от действий правительства в государстве, в связи с чем является нестабильным. Поскольку, как утверждают монетаристы, в долгосрочном периоде реальный ВВП прекратит свой рост, предложение денег не будет оказывать на него никакого воздействия, а будет оказывать влияние лишь на уровень инфляции. Поэтому, по мнению М. Фримена и последователей монетаризма, верная государственная политика состоит в постоянном умеренном приросте денежной массы независимо от колебаний экономического цикла.

Последователи теории рациональных ожиданий, изначально разработанной Дж. Ф. Мутом и развитой Р. Лукасом, говорят о способности людей всегда принимать адекватные решения и выступать против государственного вмешательства, затрагивающего их интересы, включая денежно-кредитные механизмы.

Кроме указанных, либеральная концепция представлена также теориями, которые не получили должного развития, однако были восприняты и оценены научным сообществом. В частности, речь идёт о теории экономики предложения, разработанной Р. Манделлой и А. Лаффером, о необходимости государственного регулирования условий экономического роста, о борьбе с инфляцией, формировании бездефицитного бюджета.

Представителем Фрайбургской экономической школы В. Ойкеном, взявшим за основу труды В. Зомбарта, Ф. Листа, Л. Брентано и Г. Шмоллера, была разработана концепция «Идеальных типов хозяйств», в которой отстаивалась идея сочетания государственного администрирования и

[4] См подробнее: Гайдар Е. «Детские болезни» постсоциализма (к вопросу о природе бюджетных кризисов этапа финансовой стабилизации) // Вопросы экономики. – 1997. – № 4; Ясин Е. Функции государства в рыночной экономике // Вопросы экономики. – 1997. – № 6; Ясин Е. Новая эпоха, старые тревоги (взгляд либерала на развитие России) // Вопросы экономики. – 2001. – № 1.

рыночной экономики. Однако лишь позднее, в работах А. Мюллер – Армака, появился термин «социально-рыночное хозяйство», целью которого было объединение общества, построенного на принципах конкурентного рынка, предпринимательской инициативы и частной собственности, с социальным прогрессом, обеспеченным государством в рамках производительности рыночной экономики. «На основе рыночного экономического порядка может быть создана многообразная и всеобъемлющая система социальной защиты»[5].

Таким образом, немецкая либеральная концепция не исключает роль государства в регулировании экономики, более того, последователи этой теории утверждают, что государство не только обеспечивает социальную справедливость, но и совершенствует систему хозяйствования[6].

В противовес либеральной дирижистская концепция, которая включает в себя кейнсианскую теорию, теорию институционализма и теорию общественного выбора, предполагает активное вмешательство государства в систему рыночных отношений: путем ограничения деятельности монополий, регулирования занятости ресурсов, воздействия на склонность к потреблению путем установления соответствующей системы налогов и т. д.

Концепция дирижизма противоположна принципу невмешательства «laissez faire» в экономику со стороны государства. Она была основана на теории французского экономиста Ф. Перру о принципах рекомендательного государственного планирования, благодаря чему в ряде стран был создан большой сектор государственной экономики, включающий в себя как ряд отраслей промышленности, так и ряд кредитно-финансовых учреждений.

Основные положения кейнсианства касались роли государства в рыночной экономике и сводились к идее, что рыночное равновесие не способно самостоятельно, без государственного вмешательства, обеспечить полную занятость труда, капитала, орудий труда и других ресурсов. А значит, это предопределяет необходимость проведения активного вмешательства

[5] Muller-Armack A. Soziale Markwirtschaft // Handworterbuch der Sozialwissenshaften, No. 9. – Stuttgart. 1965.
[6] Kasper W., Streit M. Institutional economics. Social order and public policy. – Berlin. 1998. P. 24.

государства в экономику, в макроэкономическую политику, которое должно поддерживать совокупный спрос, инфляционное давление, занятость ресурсов и которое должно осуществляться следующим путем:

- увеличение государственных расходов и выделение субсидий на решение задач по повышению эффективности производства;
- снижение ставки Центрального банка с целью уменьшения нормы ссудного процента банками для оживления предпринимательской активности;
- ограничение ввоза иностранных товаров, поощрение экспорта, управление курсом национальной валюты с целью обеспечения спроса внутри страны.

Отдельные элементы кейнсианства можно найти в работах отечественных экономистов С. Глазьева и Н. Петракова, однако они выступают за более широкое воздействие государства на экономические процессы.

Под влиянием идей Дж. Кейнса после Второй мировой войны появилось направление неокейнсианства (Ф. Модильяни, П. Самуэльсон, Дж. Хикс), тесно связанного с теорией экономической динамики (Р. Ф. Харрод[7]) и теорией стагнации и экономического цикла (Э. Хансен[8]). В России неокейнсианство не нашло твердых приверженцев.

Теория институционализма (Т. Веблен, У. Митчелл, Дж. Коммонс) выступает с идеями государственного контроля над экономикой и в целом сводится к следующим принципам:

- государство – экономический центр;
- общественное развитие проходит по эволюционному пути развития только при участии государства;
- механизмом разрешения социальных противоречий также становится государство.

Современные подходы институционализма отражены в работах Дж. Гелбрейта (США) и Ф. Перру (Франция).

---

[7] Тумашев А. Р. Государственное регулирование рыночной экономики. – Казань. Изд-во Казанского университета. – С. 21.

[8] См. подробнее: Хансен Э. Экономические циклы и национальный доход. – Москва, 1997.

Теория общественного выбора была раскрыта в работах нобелевского лауреата Дж. Бьюкенена. Его идеи предполагали два уровня общественного выбора в рамках «политического обмена», при котором сначала шло установление «правил игры» путем нахождения единого согласованного решения по вопросам налогообложения, законодательства, финансирования бюджета, а потом исполнялась практическая деятельность государства на основе принятых «правил игры». При этом оставалась свобода заключения сделок, признавался принцип их взаимовыгодности без регламентации со стороны государства.

Данная теория не нашла широкого признания в силу ее наивности: эффективность зачастую бывает не второй и даже не третьей целью участников политического процесса в государствах.

Немало зарубежных исследований, опубликованных в последние годы, посвящены различным аспектам взаимодействия государства и экономики. Особо следует отметить, что до сих пор нет единства мнений по вопросу роли государства в экономике, как нет его и по поводу наиболее эффективных механизмов государственного регулирования, а авторы рассматривают вопросы государственного регулирования экономики с различных точек зрения. Так, в работах экономистов Р. Дорфмана (США), Р. Липси (Канада) и К. Сиермана (США) акцент сделан на том, что именно институциональные механизмы, в числе которых есть и государственное предпринимательство, являются наиболее важными составляющими концепции государственного регулирования[9]. Р. Айснер[10] и Д. Смитсин[11] отталкиваются от концепции монетаристов и акцентируют внимание на кредитно-денежных механизмах. С. Дэниель, П. Арестис и Д. Граль[12] подходят к рассмотрению государственного

[9] См. Lipsey R. Macroeconomic Theory and Policy and Microeconomics, Growth and Political Economy, Edward Elgar, 1997; Сиерман К. Политика, институты и экономическое развитие наций; Дорфман Р. Экономическая теория и общественные решения.

[10] Айснер Р. Инвестиции, доход и экономическая политика.

[11] Смитсин Д. Макроэкономическая политика и будущее капитализма.

[12] Дэниель С., Арестис П. и Граль Д. Стратегии регулирования и экономическая политика.

регулирования экономики через призму взаимодействия общественных институтов, отражающихся на национальных экономиках.

Американский экономист П. Друкер, напротив, выступает с критикой бюрократизации в государстве и методов управления государственной собственностью. По мнению автора, государство выполняет не свойственные ему функции, когда выступает в роли предпринимателя, что в свою очередь может угрожать принципам свободы воли в предпринимательстве рыночном[13].

Единое мнение по вопросу о роли государства в экономике не сформировалось до сих пор не только в России, но и во всем мире. Это может быть связано с тем, что в настоящее время государство вынуждено брать на себя новые, не свойственные ему прежде функций, как например финансирование фундаментальной науки, создание зон опережающего развития или технопарков со всей необходимой инфраструктурой, решение вопросов экологии, проведение промышленной политики на четко определенных условиях и контроль за соблюдением этих условий.

Концепция государственного регулирования в современном мире должна основываться на «глубоком экономическом анализе, осознании целей регулирования и применимости механизмов государственного регулирования»[14].

В государственном регулировании экономики существует два различных аспекта: упорядочивающий, который проявляется при формировании «правил игры» и ограничений рыночной деятельности и контроле за их соблюдением, а также рентный, то есть посредством изъятия части дохода у предпринимателей за исполнение упорядочивающего аспекта с помощью системы налогообложения (налогов, пошлин, акцизов, тарифов и платы за услуги), осуществляемой с помощью методов нетарифного регулирования: лицензирования, государственной аккредитации, стандартизации, квотирования и т. д.

---

[13] Новые реальности в правительстве и политике, в экономике и бизнесе, в обществе и мировоззрении: [Перевод] / Питер Ф. Друкер. – М.: Совместное предприятие «Бук Чембэр Интернэшнл», 1994.

[14] Daniel S. Arestis P. Grahl J. Regulation strategies and economic policies. – London. Chapman&Hall. 1999. – P.4.

Далее в данной работе рассматривается опыт государственного регулирования нефтегазового комплекса Норвегии. Почему для анализа была выбрана именно Норвегия? В этой стране система государственного регулирования позволила достичь нефтегазовой отрасли за короткий промежуток времени небывалых успехов и именно благодаря нефтегазовой деятельности Норвегия стала государством «всеобщего благосостояния»: за счет доходов от нефтегазовой деятельности стали финансироваться социальная сфера, развиваться бесплатная система здравоохранения и доступного образования.

Концепция государства «всеобщего благосостояния» возникла в конце 20-ых гг. XX века, когда западный мир охватил сильнейший экономический кризис, продемонстрировавший, что рынок не может самостоятельно функционировать и гарантировать населению минимум благ и услуг. Обнищание широких слоев населения показало, как важен уровень благосостояния общества для нормальной производящей экономической системы. В это время и появилась концепция государства «всеобщего благосостояния», разработанная благодаря усилиям английского экономиста Дж. Кейнса.

Суть концепции заключается в том, что государство играет ключевую роль в защите и развитии социального и экономического благополучия граждан своей страны. Именно государство обеспечивает своим жителям определенное количество социальных благ, включая прожиточный минимум, доступ к бесплатным медицинским услугам, общедоступное образование, пенсии по старости.

Стоит отметить, что Норвегия считается примером государства «всеобщего благосостояния», поскольку оно решает широкий спектр социальных проблем и именно благодаря доходам от нефтегазовой деятельности.

Но эффективность работы нефтегазового комплекса любой страны стоит рассматривать не только с точки зрения выплаченных налогов

в государственную казну и его пользы для будущих поколений, но также с точки зрения воздействия на окружающую среду. Все эти аспекты отражены в концепции устойчивого развития, которая получила свое распространение в 70-80-ые гг. 20-го века, когда экологическая ситуация в мире стала ухудшаться в связи с активной эксплуатацией природных ресурсов.

Официально эта концепция была впервые озвучена в 1992 г. в Рио-де-Жанейро в ходе Всемирной комиссии по окружающей среде и развитию ООН под председательством норвежского премьер-министра Г.Х. Брундтланда, где был представлен доклад «Наше общее будущее», в котором давалось четкое определение понятию устойчивого развития: «Устойчивое развитие – это такое развитие, которое удовлетворяет потребности настоящего времени, но не ставит под угрозу способность будущих поколений удовлетворять свои собственные потребности»[15].

Концепция базируется на трех составляющих: экологической, экономической и социальной, что изображено на Рисунке 1.

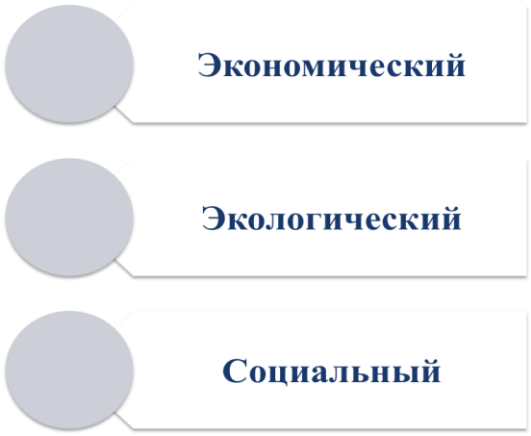


Рисунок 1. Концепция устойчивого развития
Источник: Доклад Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3-14 июня 1992 года, том 1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://undocs.org/ru/A/CONF.151/26/Rev.1%28Vol.I%29

Экономическая составляющая предполагает бережное использование ограниченных ресурсов и внедрение энерго-, природо- и материало-сберегающих технологий, в том числе создание экологически приемлемой

[15] Доклад Всемирной комиссии по вопросам окружающей среды и развития «Наше общее будущее» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.un.org/ru/ga/pdf/brundtland.pdf

продукции, добычу и переработку сырья, минимизацию, переработку и уничтожение отходов[16].

Социальная составляющая направлена на обеспечение стабильности социальных и культурных систем, а также на снижение количества разрушительных конфликтов между людьми. В основе этого подхода – разделение благ на справедливой основе. В рамках социальной составляющей ставится цель сохранить культурный капитал и многообразие в глобальных масштабах, а также в более полной мере задействовать практику устойчивого развития, имеющуюся в недоминирующих культурах[17].

Экологическая составляющая теории устойчивого развития преследует цель обеспечить целостность биологических и физических природных систем. Важнейшая роль здесь отводится жизнеспособности различных экосистем, от которых зависит стабильность всей биосферы. Причем понятие «природных» ареалов и систем можно трактовать более широко, относя сюда созданную человеком среду обитания, к примеру, города. Основная цель в данном случае – обеспечить способности таких систем к самовосстановлению и быстрой адаптации, а не сохранить их в «идеальном» статическом состоянии. Истощение природных ресурсов, загрязнение окружающей среды и утрата биологического разнообразия приводят к сокращению способности экологических систем к самовосстановлению[18].

Таким образом, развитие нефтегазового комплекса стоит рассматривать с точки зрения трех этих составляющих. Совершенствование механизмов государственного регулирования в нефтегазодобыче должно происходить соответствующим образом, чтобы соответствовать критериям концепции устойчивого развития.

---

[16] Доклад Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3-14 июня 1992 года, том 1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://undocs.org/ru/A/CONF.151/26/Rev.1%28Vol.I%29

[17] Доклад Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3-14 июня 1992 года, том 1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://undocs.org/ru/A/CONF.151/26/Rev.1%28Vol.I%29

[18] Доклад Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3-14 июня 1992 года, том 1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://undocs.org/ru/A/CONF.151/26/Rev.1%28Vol.I%29

1.2. Место и значение нефтегазового комплекса в социально-экономическом развитии Норвегии

Норвегия является типичным примером скандинавской модели государства «всеобщего благосостояния». Задача такого государства заключается в том, чтобы способствовать экономическому и социальному благополучию своих граждан, основываясь на принципах равных возможностей и справедливого распределениях богатств.

Конституция Королевства Норвегии как раз провозглашает принципы равенства возможностей для справедливого распределения богатств между всеми гражданами и ответственности государства за тех, кто не имеет возможности воспользоваться необходимыми ресурсами для достижения лучшего уровня жизни[19].

Норвегия успешно справляется с поставленной задачей, свидетельством чему является первое место в 2018 г. в рейтинге стран с самым высоким уровнем индекса человеческого развития[20]. При его расчете учитываются уровень образования, средняя продолжительность жизни, объем валового национального продукта на душу населения. В целом показатели благосостояния Норвегии очень высоки в сравнении с другими странами.

Превращение Норвегии в государство «всеобщего благосостояния» стало возможным благодаря развитию нефтегазовой деятельности и получению высоких доходов от ее функционирования. Так, за счет нефтегазовых доходов в Норвегии начали осуществляться крупномасштабные инвестиции в развитие системы здравоохранения, были увеличены расходы на образование и приняты другие программы, призванные выровнять социально-экономический уровень регионов в стране[21].

До обнаружения нефтяных и газовых месторождений Норвегия представляла собой страну, где были развиты рыболовство и рыбная

---

[19] The Constitution of the Kingdom of Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://lovdata.no/dokument/NLE/lov/1814-05-17

[20] 2018 Statistical Update: Human Development Indices and Indicators [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.hdr.undp.org/en/2018-update

[21] Hansen T. The Norwegian Political System: between central authorities and local communities. 1996. – Oslo. P. 3.

промышленность, цветная металлургия, судостроение которым «норвежцы занимались на протяжении веков и производство которого достигло высокого технологического уровня» [22] . С конца 1960-х гг. возрастающее значение в экономике Норвегии имеют нефтегазовые ресурсы, обнаруженные на континентальном шельфе Северного моря.

В 1962 г. американская компания «Филлипс Петролеум» подаёт первую заявку на проведение разведывательных работ на норвежском континентальном шельфе, а в 1969 г. открывает первое нефтяное месторождение в Северном море – «Экофиск», которое становится началом новой «нефтяной» эры в Норвегии[23].

В 1970-х гг. государство провозглашает принцип, в соответствии с которым все ресурсы на шельфе «принадлежат норвежскому народу и должны быть использованы во благо нынешнего и будущих поколений» [24] . «Функционирование нефтегазового комплекса призвано обеспечивать страну доходами и способствовать повышению благосостояния её граждан, общей занятости населения, осуществлению эффективной экономической политики, а также стимулировать индустриальное развитие Норвегии, учитывая при этом интересы регионов»[25].

Благодаря рациональной политике государства в области разработки нефтегазовых ресурсов, основанной на системе административного лицензирования и гибкой системе налогообложения отрасли, Норвегия сегодня является высокоразвитой индустриальной страной, характеризующейся открытой экономикой, ориентированной на экспорт. Она занимает первое

---

[22] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. … канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001.

[23] Белякова М. Ю. Роль политики выдачи лицензий в нефтегазовом комплексе в формировании конкурентоспособной нефтесервисной отрасли в Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://tavr.science/stat/2016/02/Belyakova.pdf

[24] Белякова М. Ю., Швец Н. Н. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/011_ekonomika_shvecnn_belyakovamyu.pdf

[25] Белякова М. Ю., Швец Н. Н. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/011_ekonomika_shvecnn_belyakovamyu.pdf

место по уровню и продолжительности жизни, здоровью нации и жилищным условиям[26].

В 2019 г. на долю нефтегазового сектора приходилось 14,1 % ВВП, а также 19,2 % всех доходов государства и 37,6 % всех экспортных поступлений (см. Рисунок 2)[27].



Рисунок 2. Роль нефтегазового комплекса в экономике Норвегии в 2019 г.
Источник: The Government's revenues [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/

Динамика доли доходов от нефтегазовой деятельности с 1971 по 2019 г. в ВВП, доходах государственного бюджета и экспортных поступлениях представлена на Рисунке 3 и в Приложении 1.

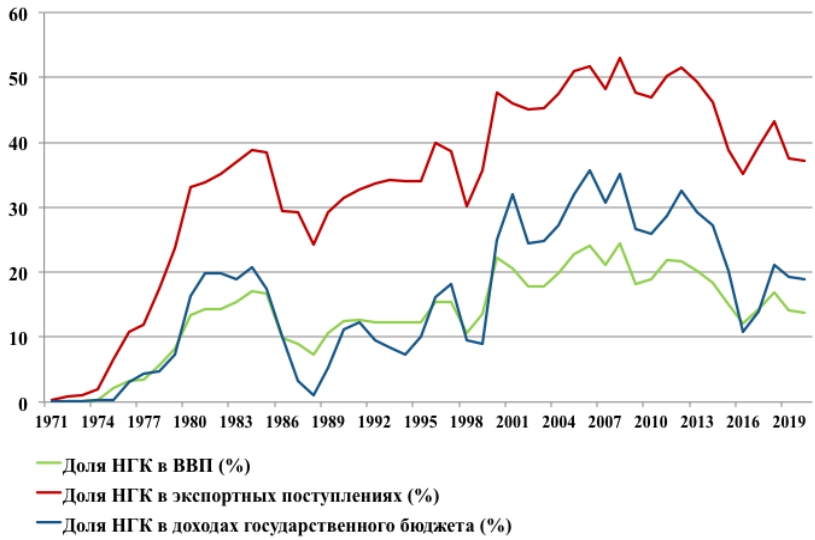


Рисунок 3. Доля НГК в ВВП, экспортных поступлениях и доходах государственного бюджета Норвегии в 1971 – 2019 гг.

[26] Белякова М. Ю., Швец Н. Н. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.vestnik.mgimo.ru/sites/default/files/pdf/011_ekonomika_shvecnn_belyakovamyu.pdf

[27] The Government's revenues [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/governments-revenues/

Источник: Norway’s petroleum history [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/

Коэффициент извлечения нефти является достаточно высоким и составляет 60 % – 70 %.

Основная государственная нефтегазодобывающая компания Норвегии – «Эквинор» (до 16 марта 2018 г. – «Статойл»), на нее приходится 70 % шельфовой добычи углеводородов в стране [28] . Доля государства в ее акционерном капитале составляет 67%. В компании трудится более 21 тыс. человек [29] . Добыча ведётся на месторождениях «Глитне», «Гуллфакс», «Хейдрун», «Хюлдра», «Кристин», «Квитебьерн», «Миккель», «Норн», «Ормен Ланге», «Усеберг», «Слейпнер», «Снурре», «Снёвит», «Статфьорд», «Сигна», «Тордис», «Тролль», «Веслефрикк», «Вигдис», «Висунд», «Вольве» и «Асгард», «Ааста Ханстен».

Кроме того, государство напрямую участвует в геологоразведке, производстве и транспортировке нефтегазовых ресурсов на норвежском континентальном шельфе через ПГФИ, представляемой компанией «Петоро».

Благодаря нефтегазовым доходам сельскохозяйственному сектору, лесной и рыболовной промышленности госбанками стали выдаваться кредиты по низким процентным ставкам с целью повышения технологической оснащенности отраслей промышленности, а также вложений в связь и коммуникации. Тем самым в Норвегии стало происходить косвенное субсидирование как наукоемких отраслей, так и сельского хозяйства.

В 1990 г. был учреждён Нефтяной фонд Норвегии**,** который впоследствии был переименован в Государственный пенсионный фонд Норвегии (далее – ГПФ), аккумулирующий доходы, полученные государством от нефтегазовой деятельности. Основными целями фонда являются сглаживание краткосрочных колебаний валютных поступлений от экспорта нефти и газа, а также обеспечение и постоянное повышение общественного благосостояния, выраженное в финансировании растущих расходов на

[28] Equinor [Electronic resorce] //. – Mode of access: https://www.equinor.com/en/what-we-do/fields-and-platforms.html
[29] Equinor [Electronic resorce] //. – Mode of access: https://www.equinor.com/en/about-us.html#equinor-in-brief

выплаты пенсий по старости и инвалидности и затрат на медицинские услуги. Согласно прогнозам Министерства финансов Норвегии, к 2050 г. должно произойти снижение финансовых поступлений от нефтегазовой деятельности, а расходы на выплату пенсий и пособий по нетрудоспособности наоборот должны возрасти, что потребует дополнительных финансовых ресурсов.

Операционное управление фондом осуществляется подразделением Центрального банка Норвегии – Norges Bank Investment Management (NBIM) – выступающим от имени Министерства финансов Норвегии.

По состоянию на конец 2019 г. стоимость активов фонда составляет свыше 10 млрд норвежских крон [30] и более, чем вдвое превосходит ВВП страны. Это крупнейший суверенный фонд в мире [31]. Источниками его пополнения служат налоги, выплачиваемые нефтегазовыми компаниями в Норвегии, доходы от ПГФИ, дивиденды компании «Эквинор», а также доходы от инвестиций фонда[32].

По состоянию на конец 3-его квартала 2019 г. инвестиционный портфель активов фонда включает акции (69,1 %), облигации (28,2 %) и недвижимость (2,8 %) [33] (см. Рисунок 4).

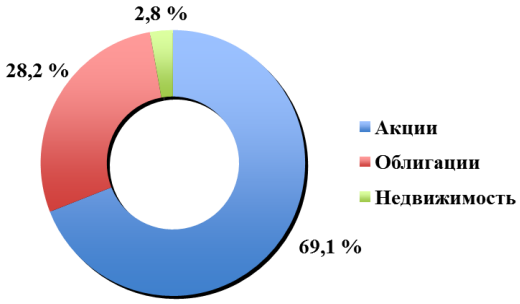


Рисунок 4. Инвестиционный портфель активов Нефтяного фонда Норвегии.
Источник: Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/investments/

[30] Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/
[31] Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/the-fund/
[32] Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access://www.nbim.no/en/investments/
[33] Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access://www.nbim.no/en/investments/

Существуют строгие ограничения относительно изъятия средств из фонда на внутренние нужды – Правительством Норвегии может использоваться до 4 % от стоимости фонда ежегодно.

В ноябре 2004 г. при Нефтяном фонде Королевским указом был учрежден Консультативный совет по этике, а Министерство выпустило циркуляр о принципах управления, так называемый «Этический кодекс». В соответствии с кодексом средства фонда запрещено вкладывать в акции компаний, которые нарушают права человека, используют детский труд, наносят вред окружающей среде, а также производят ядерное оружие и табачные изделия[34].

Вышеприведенный анализ доказывает, что нефтегазовая отрасль играет ведущую роль в развитии экономики Норвегии. Таких высоких показателей развития отрасли удалось добиться именно благодаря эффективной системе государственного регулирования, основанной на строгом государственном контроле разработки месторождений, административной системе лицензирования и гибкой политике налогообложения разработки нефтегазовых ресурсов. В этой связи особое внимание в данной работе будет посвящено изучению этих механизмов.

1.3. Роль нефтегазового комплекса в социально-экономическом развитии России

Россия занимает 1-ое место в мире по запасам природного газа (19,1 % общемировых запасов) и 6-ое – по объему разведанных запасов нефти (6,1 % общемировых запасов)[35]. По добыче нефти ей принадлежит 3-ье место (после США и Саудовской Аравии), газа – 2-ое (после США)[36].

---

[34] Annual report 2014 [Electronic resource] // Council on Ethics for the Government Pension Fund Global. – Mode of access: http://etikkradet.no/files/2017/02/Council-on-Ethics-2014-Annual-Report-1.pdf

[35] Статистический сборник ТЭК России 2018 [Электронный ресурс] // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – Выпуск – 2019. – Режим доступа: http://ac.gov.ru/files/publication/a/22922.pdf

[36] Статистический сборник ТЭК России 2018 [Электронный ресурс] // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – Выпуск – 2019. – Режим доступа: http://ac.gov.ru/files/publication/a/22922.pdf

Нефтегазовый сектор является фундаментом российской экономики и основой бюджетной системы страны. Спрос на российские энергоресурсы достаточно стабилен, поэтому значительная часть бюджета формируется от продажи нефти, газа и нефтепродуктов.

Лидерами по добыче нефти являются Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий Автономный округа, а также Республика Татарстан.

По итогам 2019 г. объем национальной добычи нефти в России составил 561,2 млн т, превысив показатели прошлого года на 5,2 млн т.[37]

Львиная доля нефтедобычи – 41 % – приходится на нефтяную компанию «Роснефть». Далее следуют другие ВИНКи – «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Татнефть» и «Русснефть».

Транспортировку 89 % добываемой в России нефти и нефтепродуктов осуществляет ПАО «Транснефть». (естественно-монопольный вид деятельности)»[38]. Компания является полностью государственной.

Коэффициент извлечения нефти в России не такой высокий, как в Норвегии, и составляет порядка 30 %.

Наряду с нефтяной промышленностью огромное значение в обеспечении энергетической безопасности страны играет газовая промышленность.

В 2019 г. суммарная добыча газа (природного и попутного нефтяного) в России достигла уровня 737,8 млрд куб. м, превысив на 12,4 млрд куб. м показатели прошлого года[39].

ПАО «Газпром» является крупнейшим производителем газа в России. На его долю приходится 69 % российского объема добычи и 12 % всего добываемого в мире газа[40]. Основным центром газодобычи у ПАО «Газпром» является Надым-Пур-Тазовский нефтегазоносный район в ЯНАО.

---

[37] Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1209

[38] Развитие нефтегазового комплекса в России за 2014 год [Электронный ресурс] // Национальное рейтинговое агенство. – Москва. – 2015. – Режим доступа: http://www.ra-national.ru/sites/default/files/other/neftegaz_2014.pdf

[39] Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1156

[40] ПАО «Газпром». Добыча газа и нефти // [Электронный ресурс] //. – [Режим доступа]: https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/

Кроме того, «Газпром» является единственным владельцем Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в России, а также обладает монопольным правом экспорта трубопроводного газа.

В декабре 2013 г. вступил в силу закон о либерализации экспорта сжиженного природного газа (СПГ), согласно которому право на экспорт СПГ получают компании, чья лицензия по состоянию на 1 января 2013 г. предусматривала строительство завода СПГ, а также компании с долей участия государства более 50 %, разрабатывающие участки недр в границах внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа, включая Черное и Азовское моря.

Доходы от нефтегазовой деятельности составляют практически половину государственного бюджета – в 2019 г. их доля составила 40 %, в 2018 г. – 46,4 % в общей структуре доходов бюджета[41] (см. Рисунок 6).

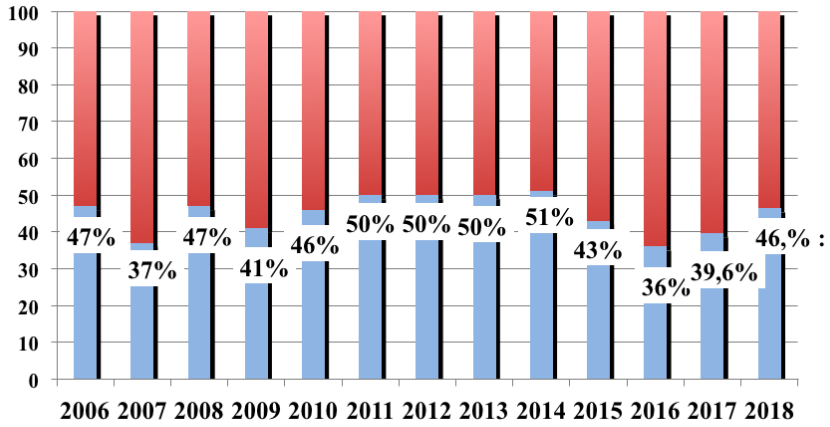


Рисунок 6. Доля нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета.
Источник: Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

Нефтегазовые доходы используются в первую очередь на финансирование нефтегазового трансферта [42], ежегодно утверждаемого

[41] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

соответствующим законом о федеральном бюджете на очередной финансовый год и устанавливается в процентом соотношении от прогнозируемого на соответствующий год объёма валового внутреннего продукта, который в 2008 г. составлял 6 %, в 2009 г. – 5,5 %, в 2010 г. – 4,5 % , а начиная с 2011 г. – не должен превышать 3,7 %»[43].

Доходы, превышающие нефтегазовый трансферт, перечисляются в Фонд национального благосостояния (далее – ФНБ). По состоянию на 1 декабря 2019 г. объем средств ФНБ равен 124 млрд долл США, что составляет 7,3 % ВВП.

До 2017 г. доходы сверх нефтегазового трансферта шли в Резервный фонд, пока его объем не достигнет 7 % ВВП (до 2014 г. нормативная величина составляла 10 % ВВП). По достижении порогового значения отчисления от нефтегазовой деятельности начинали направляться в ФНБ. При недостаточности нефтегазовых поступлений для обеспечения нефтегазового трансферта использовались средства из Резервного фонда. Но в 2017 г. Резервный фонд был полностью исчерпан и перестал существовать (См. Рис. 7).

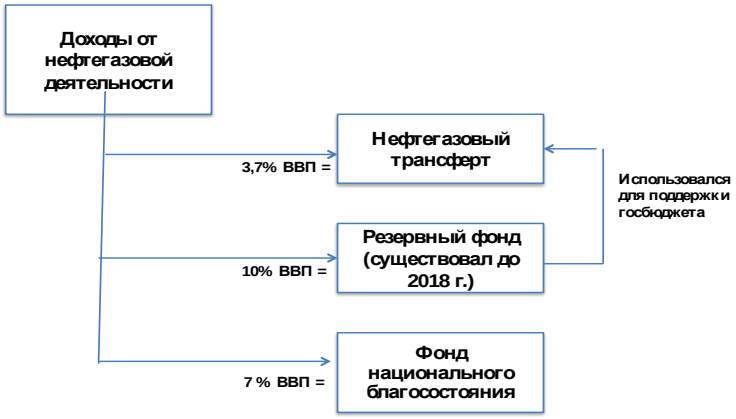


Рисунок 7. Распределение доходов от нефтегазовой деятельности
Источник: составлено автором

[42] Нефтегазовый трансферт – это часть средств федерального бюджета, используемых для финансирования ненефтегазового дефицита федерального бюджета за счет нефтегазовых доходов.
[43]Министерство финансов Российской Федерации. Бюджетный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.minfin.ru/ru/perfomance/reservefund/legalframework/?id_65=6597-byudzhetnyi_kodeks_rossiiskoi_federatsii

Федеральным законом «О федеральном бюджете на 2018 г. и на плановый период 2019 и 2020 гг.» бюджетные ассигнования, порядка половины которых приходится на доходы от нефтегазовой деятельности, предназначены для реализации 41 государственной программы Российской Федерации и 14 непрограммных направлений деятельности [44] . Программы можно сгруппировать по 5 основным направлениям[45] (См. Таблицу 1).

Таблица 1.

Направления государственных программ Российской Федерации

Направление программы	**Подпрограммы и цели**
– Новое качество жизни:	– ГП «Развитие здравоохранения»; – ГП «Развитие образования»; – Государственные программы в сфере социальной поддержки граждан; – ГП «Обеспечение доступным и комфортным жильем и коммунальными услугами граждан Российской Федерации»; – ГП «Развитие культуры и туризма» на 2013-2020 гг.; – ГП «Реализация государственной национальной политики»[46].
– Инновационное развитие и модернизация экономики[47]:	– ГП «Развитие транспортной системы»; – Федеральный дорожный фонд; – Государственные программы в сфере развития сельского хозяйства и рыбохозяйственного комплекса; – Экономическое развитие и инновационная экономика;

[44] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[45] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[46] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[47] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

	– Сбалансированное региональное развитие.
3. Приоритетные проекты (программы)[48].	
4. Межбюджетные трансферты бюджетам субъектов Российской Федерации[49]	Основная разновидность трансфертов – дотации на выравнивание бюджетной обеспеченности субъектов Российской Федерации, целью является предоставление равных условий получения гражданами социальной и медицинской помощи, образования, качественного предоставления государственных и муниципальных услуг[50].
5. Реализация указов Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 г.	

Источник: составлено автором на основе данных Министерства финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

Помимо бюджетных средств, для поддержания макроэкономической стабильности и реализации различных инфраструктурных проектов используются средства ФНБ.

ФНБ (см. Приложение 2) призван обеспечивать долгосрочную устойчивость пенсионной системы. Однако на практике его средства зачастую используются для поддержки российского финансового сектора путем предоставления этих средств в виде субординированных кредитов российским банкам, а частично – для поддержки фондового рынка[51].

Ниже приведена динамика изменений объёма средств фонда, начиная с 2008 г. (см. Рисунок 8, Приложение 3).

[48] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[49] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[50] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

[51] Лебединская Е. Роль нефтегазовых фондов в России [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.eeg.ru/files/lib/030412-2.pdf?PHPSESSID=2b51766ac21b64b989efc8d14ade54ed

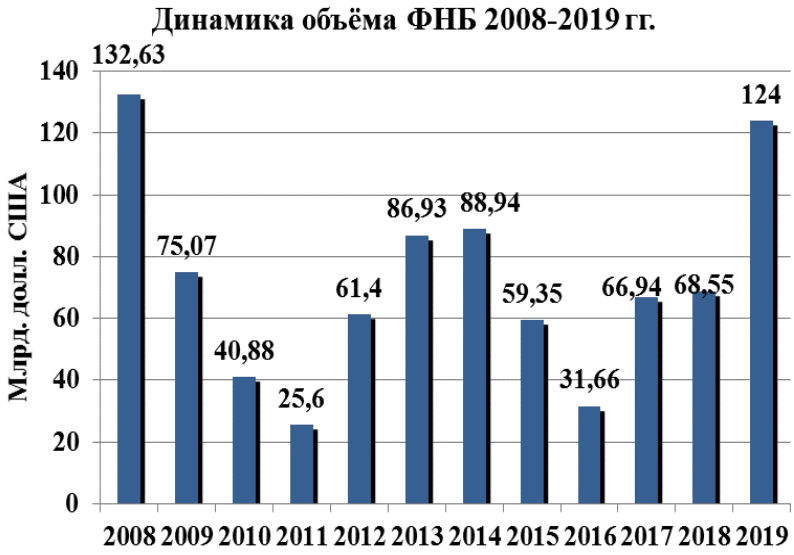


Рисунок 8. Динамика изменений объёма ФНБ млрд долл США с 2008–2019 гг. Источник: Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.minfin.ru/ru/document/?id_4=27068

В целом размещение средств фонда не противоречит правилам их размещения, однако решения об инвестиционной политике принимаются не исходя из анализа соотношения рисков и доходности, а из необходимости обеспечить поступление средств на поддержку банковской системы и реального сектора экономики.

Целью Резервного фонда (см. Приложение 4) – пока он существовал – было обеспечение стабильности федерального бюджета в условиях резкого падения цен на нефть и, соответственно, нефтегазовых доходов.

1 февраля 2018 г. Резервный фонд перестал существовать. Остатки его средств – 7,62 млрд долл США, 6,71 млрд евро и 1,10 млрд фунтов стерлингов – в декабре 2017 г. были направлены на покрытие дефицита федерального бюджета. Динамика объемов Резервного фонда представлена в Приложении 5.

Нефтегазовая отрасль, и в частности, доходы от нефтегазовой деятельности играют серьезную роль в социальном и экономическом развитии России – средства расходуются на поддержку системы здравоохранения, образования, поддержку регионов, инновационное развитие экономики, реализацию крупных инфраструктурных проектов, поэтому государству важно обеспечить эффективное функционирование этой отрасли с целью получения

еще больших выгод от ее развития. В этой связи совершенствование функционирования отдельных механизмов государственного регулирования этого сектора на основе сравнения с норвежской практикой является весьма актуальным.

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

Проведенный анализ текущего состояния российской нефтегазовой отрасли позволяет утверждать, что она является стратегической отраслью национальной экономики. Однако в сравнении с Норвегией, где нефтегазовый комплекс является также основой экономики, показатели деятельности российской нефтегазовой отрасли не достигают своего максимума. Это приводит к выводу о необходимости внимательного изучения системы государственного регулирования нефтегазового комплекса России, выявлении ее слабых сторон и необходимости выработки более продуманной и взвешенной экономической политики государства в отношении развития отрасли. В этой связи рассмотрение опыта Норвегии, которой за 50 лет удалось достичь серьезных успехов в этом направлении, является весьма актуальным.

Необходимо проанализировать эффективность механизмов государственного регулирования нефтегазодобывающей отрасли России, в частности – лицензирования и налогообложения – , сравнить их с норвежской практикой и на основе этого выработать рекомендации по совершенствованию действующей системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России.

Целью данной работы является совершенствование текущей системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России, которое позволит обеспечить повышение эффективности разработки углеводородов, а также социально-экономических выгод освоения недр.

Глава 2. Анализ политики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России

2.1. Экономическая эффективность практики лицензирования нефтегазодобывающей отрасли в России

Рассмотрим действующую систему лицензирования нефтегазодобывающей отрасли в России. Исходя из концепции устойчивого развития оценку эффективности стоит проводить с точки зрения следующих критериев:

1. Экономический – рациональность использования ресурсов и обеспечение необходимого уровня эффективности хозяйственной деятельности в нефтегазовой отрасли.
2. Экологический – воздействие разработки недр на окружающую среду.
3. Социальный – выгоды от разработки недр для социально-экономического развития регионов.

Перед проведением этого анализа необходимо рассмотреть, как развивалась система лицензирования нефтегазодобывающей отрасли в России, а затем уже делать выводы.

Лицензионная деятельность в области разработки природных ресурсов, в том числе нефтегазовых, регулируется законом Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (далее – закон «О недрах») и «Положением о порядке лицензирования пользования недрами», утвержденным Постановлением Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. № 3314-1. Помимо этого, существует множество нормативно-правовых актов, разработанных местными профильными ведомствами нефте- и газодобывающих регионов Российской Федерации для регулирования деятельности в области недропользования в этих регионах.

После принятия закона «О недрах» в период с 1992 г. до 2002 г. регулированием вопросов лицензирования нефтегазовых ресурсов занимались

совместно органы федеральной и региональной власти[52]. В 2002 г. были приняты поправки к федеральному закону «О недрах», в соответствии с которым был отменен принцип совместного владения и распоряжения нефтегазовыми ресурсами федерального центра и регионов – так называемая политика «двух ключей». Управление недрами стало принадлежать федеральному центру, в частности Министерству природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Роснедрам и его региональным подразделениям.

Лицензионная система в нефтегазовом комплексе России, сложившаяся в 1992 г., представляет собой единый порядок предоставления лицензий, который осуществляется на основе конкурса или аукциона. В законодательстве нет чётких критериев, на основе которых определяется способ предоставления лицензий. Однако практика последних лет выявляет приоритетность аукционной формы над конкурсной. Так, в 2015 г. Роснедрами было объявлено 150 аукционов и 12 конкурсов на право пользования недрами в части углеводородного сырья. Состоявшимися признаны 66 аукционов (44 %) и 8 конкурсов (67 %).

Аукцион предполагает выдачу лицензии на основе размера стартового платежа. В связи с его распространением в 2004 г. в федеральный бюджет государства стали поступать многомиллионные выплаты от предоставления права пользования участками недр. Стоит отметить, что при распространении практики проведения аукционов государство преследовало и продолжает преследовать цель получения быстрой прибыли, что в дальнейшем снижает контроль разработки месторождения и негативно сказывается на эффективности освоения месторождений.

Выдача лицензии на конкурсной основе предполагает предоставление компанией-недропользователем лучших условий по разработке месторождения и развитию инфраструктуры региона. Условиями конкурсов могут являться

---

[52] Конституция Российской Федерации: Официальный текст по состоянию на 15 марта 1996 года с историко-правовым комментарием. – М.: ИНФАРМ-НОРМА, 1996. – 80 с.

объёмы и сроки работ по поиску, оценке и разведке углеводородов; темпы освоения месторождения, в том числе сроки строительства горнодобывающих предприятий и скорость их выхода на проектную мощность; эффективность извлечения полезных ископаемых из недр; соблюдение правил безопасности недропользования и требований по охране окружающей среды; разовые и регулярные платежи за пользование недрами; вклад в социально-экономическое развитие территорий субъектов; порядок и квоты найма местной рабочей силы и другие[53].

При конкурсной системе, если речь идет о добыче, перспектива получения значительных платежей сдвигается на более поздний срок, что снижает ее привлекательность для государства.

Лицензии могут быть двух типов: на геологическое изучение недр и совмещенные – на разведку и добычу. Выдача лицензий обоих типов предваряется рядом подготовительных мероприятий: Роснедра готовят перечень участков недр для разведки и добычи, публикуют его и определяют порядок и условия проведения аукциона.

Для получения лицензии на геологическое изучение недр недропользователь готовит заявку и подаёт её в Роснедра, где специально созданная комиссия рассматривает ее и принимает решение. Однако после получения лицензии на геологическое изучение недр недропользователь не может немедленно приступить к работам: ему необходимо получить разрешение на земельные отводы, а также разработать программу геологоразведочных работ и согласовать её с органами соответствующего субъекта Российской Федерации, что может занять от шести месяцев до года – в течение этого времени недропользователь не имеет право проводить геологоразведочные работы.

В ходе подготовительных работ к выдаче совмещенной лицензии Аукционная комиссия рассматривает заявки недропользователей, а Роснедра

[53] Пантелейко И. А. Основы недропользования и лицензирования месторождений нефти и газа / И. А. Пантелейко, К. Г. Скачек. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 50 с.

проводит экспертизу заявок и составляет протокол относительно допуска предприятий-заявителей к аукционным торгам, который затем подписывается и утверждается Роснедрами. Если подаётся только одна заявка на проведение аукциона, тогда аукцион считается несостоявшимся. Победителем аукциона считается предприятие, предложившее наибольший размер разового платежа за право пользования недрами. Но и в этом случае получение лицензии не обозначает начала работ.

После регистрации лицензии недропользователю необходимо пройти геологическую экспертизу, провести работы по разведке и доразведке полезных ископаемых и по результатам всех этих работ представить два документа – ОВОС («Оценка воздействия на окружающую среду») и «Программу работ по разведке и доразведке», провести их экспертизу и согласовать в соответствующих органах власти. Далее идёт оформление пакета разрешительных документов.

Если месторождение не является достаточно разведанным, недропользователь готовит «проектный документ на проведение пробной эксплуатации месторождения, технологическую схему опытно-промышленной разработки (для испытания новой технологии) или проект пробной эксплуатации разведочных скважин»[54]. Далее оформляет границы горного отвода и получает горноотводный акт. Затем, в соответствии с проектным документом, недропользователь должен провести пробную эксплуатацию, и если месторождение достаточно разведано, то можно вводить его в фазу промышленного освоения.

Таким образом, после получения лицензии компании сталкиваются с такими сложностями, как невозможность сразу же приступить к своим запланированным работам, необходимость разработки и получения огромного количества разрешительной документации, затягивание процессов согласования документации, что не учитывается при выдаче лицензии и

[54] Сирык С. И. Организация процессов недропользования в нефтегазовом комплексе России [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2006. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Siryk/Siryk_1.pdf

составления её условий. Всё это может привести к невыполнению в срок запланированных и ранее указанных работ на лицензионных участках и соответствующим образом к административным наказаниям государством недропользователя – штрафу или лишению лицензии. Невыполнение в запланированный срок лицензионных соглашений также может привести к задержке или снижению выплат в бюджет, как в федеральный, так и в региональный, а это в свою очередь скажется на развитии региона, где разрабатывается месторождение.

Когда система лицензирования полностью перешла в ведение федерального центра в ней было выявлено значительное количество нарушений лицензионного режима, таких как несоответствие требованиям законодательства, в частности – отсутствие сроков начала работ, предоставления информации на государственную экспертизу, отсутствие уровня добычи углеводородов, требований по рекультивации, ликвидации и консервации горных выработок.[55]

Так, в Башкортостане правительство было вынуждено переоформить 273 лицензии, так как они не соответствовали форме бланка и процедуре выдачи. Было прекращено право пользования многочисленными лицензионными участками. В ходе замены бланков лицензий Республики Башкортостан на бланки Российской Федерации незаконно изменялись лицензионные условия. Обновление проектно-технической документации большинства лицензий переносилось на более поздние сроки, не были соблюдены сроки проведения государственной экспертизы запасов на Мустафинском и Аксёновском месторождениях. Кроме того, Государственный комитет Республики Башкортостан по геологии и использованию недр, а также главы администраций соответствующих районов в нарушении статьи 10.1.

[55] Отчёт о результатах проверки исполнения лицензионных соглашений и условий недропользования с учётом полноты поступления доходов в федеральный бюджет Российской Федерации 2003 г. в МПР России, Республике Башкортостан, Оренбургской области, Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах (совместно с контрольно-счетными органами регионов [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.budgetrf.ru/Publications/Schpalata/2005/ACH20070307047/ACH20070307047_000.htm

закона «О недрах» выдали три лицензии (УФА 01737 НР, УФА 00169 НЭ, УФА 00325 НР) ЗАО «СП «Винка» на бесконкурсной основе, однако Постановлением Правительства Республики Башкортостан от 5 августа 2003 г. № 199 действие двух лицензий – УФА 01737 НР и УФА 00325 НР – было прекращено досрочно с нарушением статьи 21 закона «О недрах». Затем ЗАО «СП «Винка» были выданы две лицензии на краткосрочное пользование теми же участками недр.

Было выявлено множество коллизий между федеральным и региональным законодательством в области недропользования.

Например, в Оренбургской области в региональном законодательстве говорилось о том, что «проводить геологоразведочные работы, добычу полезных ископаемых, а также работы по строительству и эксплуатации подземных сооружений могут исключительно предприятия, зарегистрированные на территории Оренбургской области» [56] (закон от 17 ноября 1997 г. № 189/57-03 «О порядке предоставления недр в пользование для геологического изучения, разведки и добычи общераспространённых полезных ископаемых и строительства подземных сооружений местного значения на территории Оренбургской области»), что противоречит положению закона «О недрах», в соответствии с которым только федеральные законы могут устанавливать ограничения в отношении прав пользования недрами.

Еще одним примером несоответствия федеральной и законодательной базы является положение регионального законодательства Оренбургской области, в котором говорится, что решение о форме выдачи лицензии, составе и порядке работы конкурсных или аукционных комиссий и определению порядка и условий проведения таких конкурсов или аукционов принадлежит органам исполнительной власти соответствующего субъекта относительно

[56] Отчёт о результатах проверки исполнения лицензионных соглашений и условий недропользования с учётом полноты поступления доходов в федеральный бюджет Российской Федерации 2003 г. в МПР России, Республике Башкортостан, Оренбургской области, Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах (совместно с контрольно-счетными органами регионов [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.budgetrf.ru/Publications/Schpalata/2005/ACH20070307047/ACH20070307047_000.htm

недр местного и федерального значения, что опять же противоречит положениям закона «О недрах».

Наблюдались серьезные нарушения выдачи лицензий и в других субъектах Российской Федерации.

В Ненецком автономном округе администрация совместно с управлением по недропользованию выдали ОАО «Ненецкая комплексная нефтегазовая компания» (НРМ 10914 НП), ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (лицензия НРМ 10785 НП), ОАО «Тюменская нефтяная компания» (НРМ 10908 НП), ЗАО «Северная нефть» (НРМ 10913 НП) ряд лицензий на геологическое изучение недр, куда входили месторождения с ранее утверждёнными запасами, находящимися на государственном балансе. После получения лицензий компании не проводили поисковые работы, а приступили к добыче из единичных скважин. В соответствии с законом «О недрах» лицензии должны были выдаваться на разведку и добычу, а не на геологоразведочные работы. Также компаниям, претендующим на разработку того или иного лицензионного участка, необходимо было представить подробный бизнес-план по освоению и разработке лицензионного участка, но это условие не было выполнено.

Подобная ситуация наблюдалась и в Ханты-Мансийском Автономном округе. Так, ГУПР по Ханты-Мансийскому автономному округу выдало ЗАО «ХНМК» лицензию на геологическое изучение недр Салымского поискового участка с правом проведения пробной эксплуатации скважины № 92. В соответствии с соглашением лицензия должна выдаваться на основании плана пробной эксплуатации, однако плана на момент подписания соглашения подготовлено не было. ГУПР по ХМАО осуществило оформление четырёх лицензий и четырёх лицензионных соглашений ЗАО «ХНМК» ХМН01114 НП (Тортасинский участок), ХМН 01116 НП (Итьяхский), ХМН01117 НП (Северо-Каменный), ХМН01118 НП (Назымский) с нарушением статьи 12 закона «О недрах» – это значит, что в комитет по недропользованию так и не была представлена информация о выходе на проектную мощность,

сведения о рекультивации земель, государственная экспертиза, а также информация относительно сроков подготовки технического проекта.

Допускаются многочисленные нарушения при исполнении лицензий (см. Таблицу 2). Работы на месторождениях проводятся по устаревшей проектной документации; отмечается нарушение сроков ввода в промышленную эксплуатацию месторождений; в большинстве случаев наблюдается невозможность выйти на проектный уровень добычи в соответствии со сроками, указанными в лицензионных соглашениях; происходит отставание темпов разведочного и эксплуатационного бурения. При этом поступающие в Роснедра просьбы о переносах сроков в большинстве своем не обоснованы с точки зрения геологических сложностей, достоверности или переоценки запасов.

Систематичные нарушения происходят из-за отсутствия должного контроля исполнения лицензий со стороны государства после получения бонуса за выдачу лицензии.

Официально поступающая в Роснедра информация не является достоверной в части фактических объемов и результатов работ. Предоставляемые отчеты зачастую носят характер формальных отписок, деклараций о намерениях, которые по факту следующего года частично или даже полностью не выполняются. Далеко не все недропользователи могут честно доложить и подтвердить объемы и виды выполненных работ. Например, переходящие объемы и виды работ могут быть показаны и в год их начала и на следующий год или в год их завершения.

Всё это ведет к упущенной выгоде государства. Непредоставление различных документов касательно планов освоения, выхода на проектную мощность, сведений о рекультивации земель может провести к снижению эффективности разработки месторождений, а также негативно сказаться на окружающей среде.

Таблица 2.

Виды нарушений лицензионного режима
в нефтедобывающих регионах России

№	Субъект РФ	Виды нарушений лицензионных соглашений
1.	Республика Башкортостан	− Несоответствие форме бланка и процедуре выдачи; − Незаконное изменение лицензионных условий в ходе замены бланков; − Перенос обновления проектно-технической документации на более поздний срок; − Несоблюдение сроков проведения государственной экспертизы; − Выдача лицензий на бесконкурсной основе.
2.	Оренбургская область	Противоречие положения Оренбургской области закону «О недрах» в части: − возможности осуществлять свою деятельность только предприятиям, зарегистрированным в Оренбургской области; − полномочий по выбору основы предоставления лицензий.
3.	Ненецкий автономный округ	− Выдача лицензий на геологоразведку на месторождения с ранее утверждёнными запасами; − Осуществление добычи углеводородов на основании лицензии о геологоразведке.
4.	Ханты-Мансийский автономный округ	− Предоставление лицензий на геологоразведку без плана о выходе на проектную мощность, сведений о рекультивации земель и т. д.

Источник: составлено автором на основе отчёта о результатах проверки исполнения лицензионных соглашений и условий недропользования с учётом полноты поступления доходов в федеральный бюджет Российской Федерации 2003 г. в МПР России, Республике Башкортостан, Оренбургской области, Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах (совместно с контрольно-счетными органами регионов [Электронный ресурс] //. – Режим доступа:http://www.budgetrf.ru/Publications/Schpalata/2005/ACH20070307047/ACH20070307047_000.htm.

Компании разрабатывают наиболее рентабельные части месторождений, а менее привлекательные не вовлекают в разработку, однако удерживают у себя на балансе. Такой подход говорит о нерациональном использовании ресурсов. Результатом таких действий со стороны недропользователей является упущенная выгода государства как в виде неизвлеченных запасов, так и неуплаченных налогов.

Таким образом, система лицензирования в России страдает рядом недостатков, искоренив которые можно добиться улучшений в эффективности разработки недр, экономике нефтегазодобывающих регионов и страны в целом.

При анализе системы лицензирования с точки зрения концепции устойчивого развития, конечно, нельзя говорить, что она не удовлетворяет ни одному из критериев, поскольку одни компании-недропользователи добросовестно выполняют условия лицензионных соглашений и их деятельность можно оценить положительно с этой точки зрения, другие, напротив, систематично нарушают лицензии и их деятельность носит отрицательный характер с точки зрения воздействия на окружающую среду, а также социально-экономического развития добывающих регионов. Но совершенно точно можно заявить, что отсутствие должного контроля со стороны государства создает такой вакуум для компаний, который позволяет им функционировать, не соответствуя ни одному из критериев концепции устойчивого развития.

Так, с точки зрения экономического критерия – рациональности использования ресурсов – можно наблюдать не очень благоприятную ситуацию, связанную с крайне избирательной выборкой ресурсов компаниями-недропользователями, в результате чего менее привлекательные залежи не разрабатываются, но при этом не передаются обратно государству. Фактически они остаются потерянными для государства, во всяком случае до срока истечения действующей лицензии.

Если говорить про экологическую составляющую, со стороны государства осуществляется ненадлежащий мониторинг по оценке воздействия компаний-недропользователей на окружающую среду, поскольку зачастую при разработке месторождений компании даже не предоставляют в соответствующие органы информацию по рекультивации земель, соблюдению экологических норм, программы восстановления флоры и фауны, поэтому по результатам проведенной деятельности государство не имеет права

требовать с недропользователя жесткого соблюдения всех этих требований, поскольку со стороны недропользователя не было подобных обязательств.

Что касается социального критерия, то со стороны государства нет никаких требований к компаниям-недропользователям в отношении вклада в социально-экономическое развитие. Положения закона «О недрах», касающиеся социально-экономического развития носят рекомендательный, а не обязывающий характер. Более того, стоит отметить, что аукционный способ предоставления лицензий не позволяет государству закладывать в лицензии требования по социально-экономическому развитию региона, поскольку определяющим критерием является размер бонуса.

Таким образом, действующая система лицензирования нефтегазодобывающей деятельности имеет мало предпосылок для реализации концепции устойчивого развития.

2.2. Анализ системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли в России.

Налогообложение добычи нефти и газа в России было и остается предметом оживленной дискуссии.

Министерство финансов Российской Федерации склоняется к увеличению налоговой нагрузки на нефтегазовые компании с целью финансирования расходов государственного бюджета. Министерство энергетики Российской Федерации призывает серьезно подойти к решению этого вопроса и взвесить все «за» и «против», поскольку решение о повышении налогов может привести к отрицательным последствиям для отрасли и снизить инвестиционную привлекательность нефтегазовых проектов.

Для того, чтобы усовершенствовать систему налогообложения нефтегазовой отрасли в России целесообразно рассмотреть опыт зарубежных стран.

В мировой практике в целом прослеживается два подхода к налогообложению добычи углеводородов: на основе роялти и рентный. Режим роялти основан на практике взимания налога с валовых показателей. Этот режим вполне соответствует цели государства по максимизации изъятия доходов от нефтегазовой деятельности, поскольку обеспечивает госбюджету стабильные поступления от реализации нефтегазового проекта в течение всего срока эксплуатации месторождения и он легок в администрировании. Однако для недропользователей роялти имеет один серьезный недостаток: он нечувствителен к прибыльности проекта, поэтому при его применении разработка высокоистощенных и маргинальных месторождений при определенных обстоятельствах (например, низких ценах на нефть) может быть нерентабельной.

В течение последних десятилетий в налогообложении минерально-сырьевого сектора наблюдается тенденция к сокращению применения налоговых систем, основанных на роялти, и к расширению применения рентного подхода, в основе которого лежит доходность проекта. Ряд стран полностью исключили из своей практики применение роялти, либо снизили их использование. Норвегия и Великобритания – в числе стран, которые полностью отказались от роялти. В то же время США, Канада (по ставке от 12,5 % до 20 %), Россия продолжают использовать этот налог. Аналогом роялти в России является НДПИ (см. Таблицу 3).

Рентный налог основан на выявлении дополнительного экономического эффекта, возникающего при использовании минеральных ресурсов. К нему можно отнести налог на прибыль, налог на финансовый результат, налог на добавленный доход и другие разновидности налогов на основе доходности проекта. При использовании такого подхода налогообложение реализуемого проекта откладывается до тех пор, пока не будут возмещены расходы и проект не начнет приносить определенную норму прибыли во вложенный капитал. В отношении операционного дохода, получаемого после возмещения всех капитальных вложений, начинает применяться повышенная ставка налога.

Такой подход имеет ряд преимуществ по сравнению с режимом на основе роялти, поскольку позволяет реагировать на различные внешние и внутренние факторы и подходит как для разработки маргинальных месторождений, так и высокоприбыльных. Однако при такой системе налогообложения очень важна способность правительства эффективно администрировать процесс налогообложения нефтегазовой деятельности.

Налогообложение исключительно на основе доходности проекта распространено в Норвегии и Великобритании. Опыт Норвегии будет подробно рассмотрен в третьей главе.

Также стоит отметить, что в некоторых странах используется система налогообложения, сочетающая применение как роялти, так и налога на прибыль. К этим странам относятся США, Канада, Россия, Казахстан.

Таблица 3.

Различные налоговые режимы, используемые в зарубежных странах

	Россия	Норвегия	Великобритания	США	Казахстан
Роялти	НДПИ, экспортные пошлины	Нет	Нет	12,5 % - 30 % от валовой стоимости добытой нефти	НДПИ на экспортируемый газ в размере 10%; НДПИ на газ, реализуемый внутри страны – 0,5 % до 1,5 %; НДПИ на сырую нефть в размере от 7% до 32% - применяются, когда мировые цены на нефть превышают 40 долл за баррель
Рентный налог	Налог на прибыль в 20 %	Налог на прибыль – 22 %, налог на нефтяную деятельность – 56 %	Общий налог 30 %; Дополнительный налог в 32 % с прибыли от деятельности по разведке и добыче; для месторождений, лицензия на разработку которых получена до 16	Налог на эксплуатацию недр от 0,5 % до 12,5 %; Налог на прибыль 34%	Налог на прибыль 20 %, налог на сверхприбыль 25 %

			марта 1993 г. действует налог на доход от нефти в размере 50%. Таким образом, предельная ставка налога на прибыль для «новых месторождений» составляет 62 %, для старых – 80 %.		

Источник: составлено автором на основе следующих материалов:
Бобылев Ю.Н. Мировой опыт налогообложения добывающей промышленности // Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. – Москва. – 2013.
Global oil and gas tax guide 2019, E&Y [Electronic resource] //. –
Mode of access https://www.ey.com/en_gl/tax-guides/global-oil-and-gas-tax-guide-2019

В настоящее время в России при разработке месторождений нефтегазовые компании сталкиваются с большим количеством проблем, которые обусловлены особенностями разработки углеводородов в советское время, когда одновременно были освоены все крупнейшие месторождения. В результате такого подхода большинство месторождений загнаны в фазу вторичной и третичной добычи, которая характеризуется невысокими доходами и значительными удельными затратами. Речь идет о высокой степени выработанности действующих месторождений (55 % – средний показатель по отрасли), где для поддержания текущего уровня добычи углеводородов необходимо внедрять более дорогостоящие технологии. Например, в Уральском федеральном округе степень выработанности нефтяных месторождений достигает 61 %, в Приволжском федеральном округе – 78 % , на Северном Кавказе – 82 %. В газовой отрасли эта цифра еще выше – на «Вуктыльском» (республика Коми), «Медвежьем» (ЯНАО), «Вынгапуровском» (ЯНАО) месторождениях, разработка которых началась еще в 1970-ых гг., степень выработанности превысила 80 %[57] .

[57] Мазурина Е.В. Добыча углеводородов как источник доходов государства и недропользователей [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2014.pdf

Кроме того, ухудшается качество разведанных и неизвлеченных запасов углеводородов, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, для разработки которых требуются более сложные и дорогостоящие технологии. Происходит опережающая разработка в основном только наиболее рентабельных частей месторождений и залежей.

В связи с недостаточным объемом геологоразведочных работ не обеспечивается должным образом воспроизводство минерально-сырьевой базы, что в перспективе, особенно в условиях быстрого роста добычи нефти и газа, может стать серьезной угрозой энергетической и экономической безопасности страны[58].

Объем финансирования геологоразведочных работ по поиску углеводородного сырья из федерального бюджета невелик (в 2017 г. выделено 13, 7 млрд руб., в 2018 г. – 14,3 млрд руб., в 2019 г. – 11,9 млрд руб.). Динамика финансирования геологоразведочных работ по поиску нефтегазовых запасов представлена на Рисунке 9.

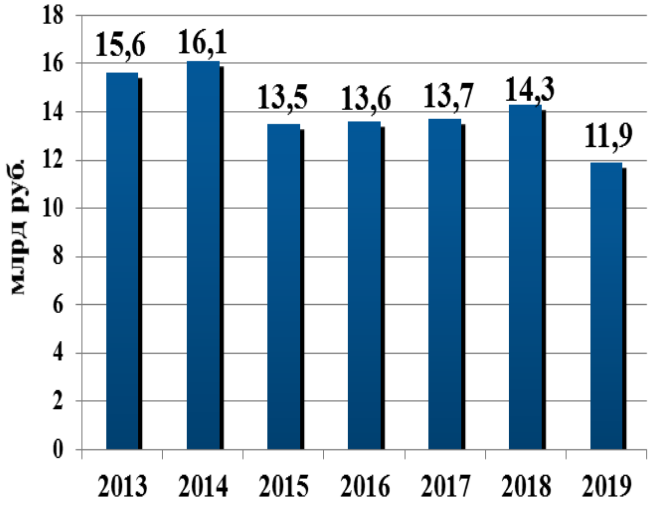


Рисунок 9. Динамика финансирования геологоразведочных работ по поиску нефтегазовых ресурсов с 2013 по 2019 гг. из федерального бюджета

Источник: Итоги работы федерального агентства по недропользованию в 2018 году и планы на 2019 год. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агенство по недропользованию, Москва 2019 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/6104.pdf

[58] Олейнов А. Г. Топливно-энергетический комплекс мира. – М.: МГИМО. С. 432.

Кроме того, эти средства используются не на геологоразведку с целью открытия новых месторождений, а на геологоразведочные работы на уже разведанных участках с утвержденными запасами: на уточнение геологического строения перспективных территорий нераспределенного фонда недр, оценку прогнозных ресурсов нефти и газа, а также подготовку лицензионных участков для выставления их на аукционы.

Сами недропользователи стремятся получать лицензии не для освоения новых месторождений, а для проведения геологоразведочных работ на территориях с уже доказанной нефтегазоносностью.

На Рисунке 10 представлена динамика финансирования геологоразведочных работ недропользователями в период с 2013 по 2018 гг.

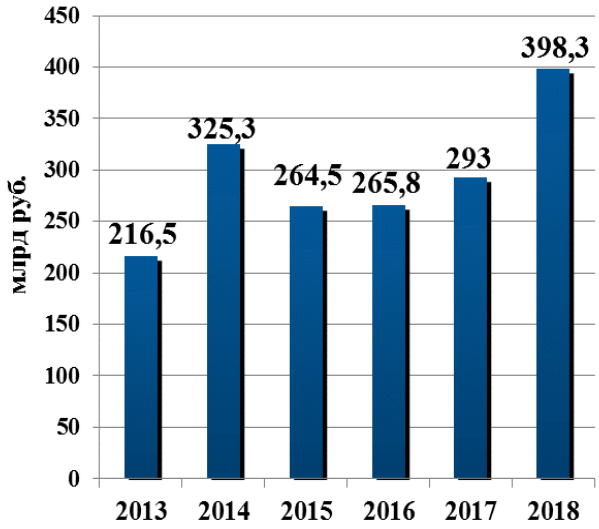


Рисунок 10. Динамика финансирования недропользователями геологоразведочных работ по поиску нефтегазовых ресурсов с 2013 по 2018 гг.

Источник: Итоги работы федерального агентства по недропользованию в 2018 году и планы на 2019 год. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агенство по недропользованию, Москва 2019 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/6104.pdf

Таким образом, неактивно ведутся работы с целью открытия новых месторождений, в связи с чем в обозримой перспективе нефтегазовая отрасль может столкнуться с недостатком подготовленных запасов без увеличения

объемов геологоразведочных работ и формирования так называемого поискового задела. Необходимо мотивировать недропользователей к долгосрочному освоению и разведке месторождений. Такой мотивацией мог бы стать вычет расходов на геологоразведочные работы из налогооблагаемой базы.

Для решения всех вышеперечисленных проблем необходимо инвестировать в новые дорогостоящие технологии, оборудование, проводить научно-исследовательские работы, осуществлять воспроизводство сырьевой базы, однако действующая система налогообложения не в полной мере учитывает эти факторы и таким образом не способствует решению многих существующих проблем. При этом на налоги от нефтегазовой деятельности приходится почти половина доходов государственного бюджета.

Основой налоговой нагрузки на российские нефтегазовые компании, которые занимаются добычей, является налог на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ). В 2018 г. на его долю в структуре всех налогов, выплачиваемых нефтегазовыми компаниями, приходится 66,6 %[59].

Ставка НДПИ постоянно растет. Резкий скачок НДПИ был связан с введением «налогового маневра», который предполагает снижение экспортной пошлины на нефть с 59 % в 2014 г. до 30 % в 2017 г. при одновременном увеличении базовой ставки НДПИ на нефть с 493 руб. за тонну в 2015 г. до 919 руб. в 2017 г. **(**см. Таблицу 4**).** Кроме того, предусмотрено снижение уровня ставки вывозной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты (включая бензин) и повышение – на темные нефтепродукты, при этом сохраняется «привязка» к экспортной нефтяной пошлине.

[59] Министерство финансов Российской Федерации. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2018 год (предварительные итоги) [Электронный ресурс] // Москва . – 2019 – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2019/04/main/02_Ispolnenie_federalnogo_budzheta_za_2018_god.pdf

Таблица 4.

Эволюция механизма расчета ставки НДПИ на нефть
по периодам её применения[60]

Период действия	Формула расчета ставки НДПИ	Основание
01.01.2002-31.12.2003	$340*К_ц$	Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ
01.01.2004-31.12.2004	$347*К_ц$	Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ (в редакции от 07.07.2003 № 117-ФЗ)
01.01.2005-31.12.2006	$419*К_ц$	Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ (в редакции от 18.08.2004 № 102-ФЗ)
01.01.2007-31.12.2011	$419*К_ц*К_в$	Федеральный закон от 27.07.2006 № 151-ФЗ
01.01.2012-31.12.2012	$446*К_ц*К_в*К_з$	Федеральный закон от 21.07.2011 № 258-ФЗ
01.01.2013-22.08.2013	$470*К_ц*К_в*К_з$	Федеральный закон от 21.07.2011 № 258-ФЗ
01.01.2014-31.12.2014	$493*К_ц*К_в*К_з*К_д*К_{дв}$	Федеральный закон от 30.09.2013 № 263-ФЗ
01.01.2015-31.12.2015	$766*К_ц*К_в*К_з*К_д*К_{дв}$	Федеральный закон от 24.11.2014 № 366-ФЗ
С 01.01.2016	$857*К_ц*К_в*К_з*К_д*К_{дв}$	
С 01.01.2017	$919*К_ц*К_в*К_з*К_д*К_{дв}$	

Источник: Мазурина Е.В. Добыча углеводородов как источник доходов государства и недропользователей [Электронный ресурс] //. − Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2014.pdf

1 января 2019 г. начался процесс завершения «налогового маневра», в рамках которого к 2024 г. планируется полностью обнулить экспортную пошлину, которая по состоянию на 2019 г. составляет 30 %, при одновременном увеличении НДПИ.

НДПИ был введен 1 января 2002 г. (Глава 26[61] «Налогового кодекса Российской Федерации»), чтобы решить проблему использования предприятиями в рамках одной структуры трансфертного ценообразования, с которой не смогли справиться три ранее действующих специальных налога, рассчитывавшихся на основе валовых показателей.

[60] В формулах Таблицы 1: 340, 347, …, 857 – базовая ставка НДПИ на нефть, руб. /т.

[61] Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://base.garant.ru/10900200/ .

Изначально НДПИ имел плоскую шкалу исчисления, которая способствовала значительному увеличению бюджетных поступлений, но позднее плоская шкала привела к тому, что одни компании получали сверхприбыли, а другие несли убытки, поскольку текущая ставка не учитывала особенности разрабатываемых месторождений. В этой связи было принято решение с 1 января 2014 г. ввести дифференцированный НДПИ, ставка которого стала зависеть от ряда производственных факторов и условий.

В настоящее время НДПИ на нефть рассчитывается по следующей формуле:

НДПИ $_{(нефть)}$ = 919 * Кц * Кв * Кз * Кд * Кдв, где:

Кц – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть. Определяется по следующей формуле: Кц = (Ц –15)*Р /261, где Ц – среднемесячная цена нефти Urals на роттердамской и средиземноморской биржах (долл/барр) и Р – среднемесячный курс рубля к долл США.

Формула расчёта Кц в разные годы представлена в Таблице 5.

Таблица 5.

Расчёт коэффициента,
характеризующего динамику мировых цен на нефть по периодам его применения (в соответствии с п. 3 ст. 342 Налогового кодекса Российской Федерации)[62]

Период действия	Формула расчета $К_ц$	Основание
01.01.2002-31.12.2001	$К_ц$= (Ц –8)*Р/252	Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ
01.01.2005-31.12.2006	$К_ц$= (Ц –9)*Р/261	Федеральный закон от 18.08.2004 № 102-ФЗ
01.01.2007-31.12.2008		Федеральный закон от 27.07.2006 № 151-ФЗ
С 01.01.2009	$К_ц$= (Ц –15)*Р/261	Федеральный закон от 27.07.2008 № 158-ФЗ

Источник: часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 05.08.2000 N 117-ФЗ (в ред. федерального закона от 27.07.2006 №151-ФЗ)

[62] В формулах Таблицы 2: Ц – средний уровень цен нефти «Юралс» за налоговый период, долл /барр;
Р – среднее значение курса доллара к рублю, устанавливаемого ЦБ РФ за налоговый период.

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ на нефть для месторождений с высокой степенью выработанности.

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр. Данный коэффициент предусматривает снижение ставки НДПИ для малых месторождений[63].

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти. Его значение варьируется от 0 до 1 в зависимости от сложности добычи нефти из конкретной залежи[64].

Кдв – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. В случае, если степень выработанности запасов конкретной залежи превышает «1», коэффициент Кдв принимается равным «0,3». В иных случаях коэффициент Кдв принимается равным «1». Для залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, коэффициент Кдв принимается равным «1»[65].

Формульный порядок расчета НДПИ установлен не только на нефть, но и на газ и газовый конденсат (в соответствии с изменениями, внесенными Федеральным законом № 263-ФЗ от 30 сентября 2013 г.,). Эволюция ставок представлена в Таблице 6.

[63] Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. От 29.07.2017) с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.09.2017 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/992cab53d45857cbe7b61b9a688ed54275c0dbb4/

[64] Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. От 29.07.2017) с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.09.2017 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/992cab53d45857cbe7b61b9a688ed54275c0dbb4/

[65] Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. От 29.07.2017) с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.09.2017 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/992cab53d45857cbe7b61b9a688ed54275c0dbb4/ё

Таблица 6.

Эволюция расчета ставки НДПИ на природный газ
по периодам ее применения

Основание	Ставка НДПИ руб./тыс. куб. м	Период действия
Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ и № 198-ФЗ от 31.12.2001	16,5 %	01.01.2002 – 31.12.2003
Федеральный закон от 08.08.2001 № 126-ФЗ (в ред. от 07.07.2003 № 117-ФЗ)	107	01.01.2004 – 31.12.2004
Федеральный закон от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ (в ред. от 18.08.2004 № 102-ФЗ)	135	01.01.2005 – 31.12.2005
Федеральный закон от 21.07.2005 № 107-ФЗ	147	01.01.2006 – 31.12.2010
Федеральный закон от 27.11.2010 № 307-ФЗ	237	01.01.2011 – 31.12.2011
Федеральный закон от 28.11.2011 № 338-ФЗ	509	01.01.2012 – 31.12.2012
Федеральный закон от 28.11.2011 № 338-ФЗ	582	01.01.2013 – 30.06.2013
Федеральный закон от 29.11.2012 № 204-ФЗ	622	01.07.2013 – 31.12.2013
Федеральный закон от 29.11.2012 № 204-ФЗ	700	01.01.2014 – 30.06.2014
Федеральный закон от 30.09.2013 г. № 263-ФЗ	Формула	01.07.2014 г. – по н.в.

Источник: И.О. Недбайлик Налог на добычу полезных ископаемых как источник доходов государства / Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 9 (часть 2) – С. 276-279 //. – Mode of access: https://www.applied-research.ru/ru/article/view?id=10236

Формула выглядит следующим образом:

НДПИ $_{(газ)}$ = 35 * Еут * Кс + Тг, где

Еут – базовое значение единицы условного топлива;

Кс – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья;

Тг – показатель, характеризующий расходы на транспортировку

природного газа.

А формула расчёта НДПИ на газовый конденсат такова:

$НДПИ_{(конд)} = 42 * Е_{ут} * К_{с} * К_{км}$, где

Еут – базовое значение единицы условного топлива;

Кс – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья;

Ккм – корректирующий коэффициент [66];

Эволюцию ставок см. в Таблице 7.

Таблица 7.

Размер налоговой ставки НДПИ на газовый конденсат
по периодам её введения и фактического применения

Основание	Ставка НДПИ на газовый конденсат по периодам её введения в рассматриваемом горизонте, р./т (до 01.01.12 г. - % от стоимости)									Фактический период действия
	2002-2003	2004	2005	2006-2010	2011	2012	2013	2014	2015	
№ 126-ФЗ от 08.08.01	16,5 %									01.01.02 - 31.12.03
№ 117-ФЗ от 07.07.03	-	17,5 %								01.01.04 – 31.12.11
№ 338-ФЗ от 28.11.11	-					556	590	647		01.01.12 - 31.12.12
№ 204-ФЗ от 29.11.12	-						590	647	679	01.01.13 - 30.06.14
№ 263-ФЗ от 30.09.13	-							Введена новая система налогообложения		01.07.14 - и далее

Источник: Мазурина Е.В. Добыча углеводородов как источник доходов государства и недропользователей [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2014.pdf

Введение НДПИ, учитывающего особенности разработки месторождений, в целом оказало положительное влияние на оздоровление

[66] В 2015 году данный коэффициент равен 4,4 – см. п. 15 ст. 342.4 Налогового кодекса Российской Федерации.

ситуации в нефтегазовой отрасли. Анализ полученных данных (см. Приложение 10) показал, что введение понижающих коэффициентов в зависимости от условий разработки месторождений по отношению к базовой ставке НДПИ на нефть, газ и конденсат оказывает значительное влияние на итоговые показатели экономической эффективности проекта и облегчает налоговое бремя нефтегазовых компаний. При этом проблема разработки трудноизвлекаемых и значительно выработанных запасов не решается, особенно с учётом постоянно повышающейся базовой ставки НДПИ и повышающегося коэффициента, характеризующего мировую цену на нефть.

Система налогообложения также не способствует осуществлению добычи на поздних стадиях разработки месторождений, что зачастую приводит к преждевременному прекращению их эксплуатации. Вследствие этого происходит потеря значительной части трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Нефтегазовым компаниям приходится завершать добычу, когда эксплуатационные затраты не окупаются и разработка больше не приносит прибыль. Подобные действия приводят к потере запасов и сокращению извлечённых ресурсов.

В связи с тем, что при действующей системе налогообложения продолжать разработку новых или значительно выработанных месторождений нерентабельно, компании обращаются к государству за «точечными» льготами. И эти льготы предоставляются. Для отдельных регионов Восточной Сибири, Ненецкого АО, Ямало-Ненецкого АО, а также шельфовых месторождений были предоставлены налоговые каникулы по НДПИ в течение определенного количества лет или по достижении определённого уровня добычи. Также нулевая ставка НДПИ стала применяться к добыче нефти вязкостью более 200 мПа.

С одной стороны, дальнейшее разрастание льгот ставит под угрозу эффективность всей системы налогообложения. А с другой стороны, без льгот компании не будут заинтересованы в дальнейшей разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Для того чтобы привлечь инвестиции в разработку новых месторождений, но в то же время уйти от «точечной настройки» системы налогообложения, государство с начала 2019 г. в пилотном режиме ввело новый налог на добавленный доход (далее – НДД), равный 50 %. Налогооблагаемой базой является доход от продажи нефти за вычетом эксплуатационных и капитальных расходов, экспортной пошлины и сниженного НДПИ. НДД распространяется на 4 группы месторождений:

– новые месторождения в Восточной Сибири с выработанностью менее 5 %;

– месторождения, пользующиеся льготой по экспортной пошлине;

– действующие месторождения в Западной Сибири с выработанностью от 10 % до 80 % (не более 15 млн т);

– новые месторождения в Западной Сибири с выработанностью менее 5 % с совокупными запасами не более 50 млн т в год.

Предполагается мониторинг действия этого налога до 2024 г., после чего можно будет делать выводы о его эффективности и возможности его дальнейшего применения на других месторождениях.

Как считает Министр энергетики Российской Федерации А.В. Новак, в долгосрочной перспективе НДД мог бы стать универсальным мерилом природной ренты, поскольку он позволяет государству быть партнером инвестора и нацеливать его на достижение максимальной прибыли, получая от этого доход. Тем не менее введение НДД должно происходить постепенно, поскольку этот налог требует максимальной степени прозрачности и администрирования.

Представители нефтедобывающей отрасли активно поддерживают введение и применение в России НДД. Так, по мнению Президента частной российской нефтедобывающей компании ПАО «Лукойл» В.Ю. Алекперова, извлечение нефти из ныне действующих месторождений находится на завершающей стадии, при этом открытые месторождения отсутствуют, поэтому необходимо активизировать геологоразведочные работы с целью освоения

новых месторождений, в том числе мелких и средних. Применение НДД будет способствовать вводу в эксплуатацию новых месторождений для их дальнейшей разработки и добычи.

Министерство финансов Российской Федерации продолжает отстаивать позицию, что в случае распространения этого налога на всю отрасль, во-первых, государственный бюджет может столкнуться со значительным объемом выпадающих доходов из государственного бюджета, а во-вторых, потребуется детализация учета и отчетности недропользователей по отдельным участкам недр и совершенствование системы государственного регулирования в сфере недропользования.

Вышеприведенный анализ демонстрирует, что Правительство Российской Федерации предпринимает меры для совершенствования налоговой системы нефтегазодобывающей отрасли, о чем говорит введение в пилотном режиме НДД, применение различного рода понижающих коэффициентов при расчете НДПИ, предоставление льгот для разработки трудноизвлекаемых запасов. Но не все меры затрагивают основы системы налогообложения.

В этой связи показателен опыт Норвегии, где действующая система налогообложения нефтегазового комплекса, с одной стороны, защищает интересы государства, а с другой – делает разработку норвежского шельфа весьма привлекательной как для норвежских, так и для иностранных инвесторов.

2.3. Оценка влияния проекта «Ямал СПГ» на социально-экономическое развитие Ямало-Ненецкого автономного округа

«Ямал СПГ» – проект, в рамках которого построен и функционирует завод по сжижению природного газа на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения в Ямало-Ненецком Автономном округе мощностью до 17,4 млн т СПГ в год. Транспортная инфраструктура включает хранилища СПГ, пирс с ледовой защитой и двумя наливными причалами для

танкеров в порту Сабетта, танкеры ледового класса, аэропорт, а также вахтовые поселки.

Проект реализован компаниями ПАО «Новатэк» – 50,1 %, «Тоталь С.А.» (Франция) – 20 %, CNPC (Китай) – 20% и «Китайский Фонд Шелкового Пути» – 9,9 %.

СПГ- завод работает на полную проектную мощность. Три действующие технологические линии обеспечивают производство 16,5 млн т СПГ в год.

В настоящее время ведется строительство небольшой 0,8-0,9 млн т/год дополнительной экспериментальной четвертой очереди завода, основанной на российской технологии сжижения «Арктический каскад».

Общий объем инвестиций в проект оценивается в 27 млрд долл США.

ОАО «Ямал СПГ» законтрактовало 96 % будущей продукции, основной объем которой приходится на страны Азиатско-Тихоокеанского региона (далее – АТР). Срок действия контрактов – 20 лет и более. Танкеры-газовозы специальной конструкции (усиленного ледового класса) способны в летнее время доставлять СПГ на рынки АТР по Северному морскому пути без ледокольного сопровождения.

В октябре 2010 г. вышло распоряжение, утверждающее «Комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал». В соответствии с распоряжением, ставка НДПИ на сжиженный газ в течение первых 12 лет или по достижении уровня 250 млрд куб. м установлена в размере 0 рублей, также нулевая ставка применяется в отношении газового конденсата в течение 12 лет с даты начала производства СПГ или по достижении накопленного объёма в 20 млн т, установлены нулевые ставки вывозных таможенных пошлин на СПГ и газовый конденсат. Кроме того, оборудование (комплектующие и запасные части к нему), аналоги которого не производятся в Российской Федерации, освобождается от уплаты ввозных таможенных пошлин и НДС. Для организаций, добывающих на территории ЯНАО природный газ, направляемый на сжижение, и добываемый совместно с ним газовый конденсат, до достижения накопленного объема добычи 250 млрд

куб. м или в течение 12 лет с даты начала производства СПГ, предусмотрена пониженная ставка налога на прибыль – 15,5 % за счёт снижения региональной части с 18 % до 13,5 % (закон ЯНАО от 25 сентября 2008 г. № 77-ЗАО «О налоге на прибыль организаций, подлежащем зачислению в окружной бюджет» в редакции закона ЯНАО от 29.04.2014 № 30-ЗАО). Также предусмотрена отмена налога на движимое и недвижимое имущество в отношении единого технологического комплекса по добыче и сжижению природного газа до достижения накопленного объёма добычи природного газа 250 млрд куб. м, или в течение 12 лет с даты постановки имущества на баланс в качестве объекта основных средств в порядке, установленном для ведения бухгалтерского учета.

Государство принимало активное участие в строительстве инфраструктуры для проекта «ЯМАЛ СПГ»: за счет государственных инвестиций построены морской порт и аэропорт Сабетта, ледокольный флот, находящийся в управлении ФГУП «Атомфлот», а также танкерный флот под управлением ОАО «Совкомфлот». Портовая инфраструктура, подходный и отходный фарватерный каналы являются частью более широкого плана развития полуострова Ямал до 2035 г. Из ФНБ на реализацию проекта «ЯМАЛ СПГ» было выделено 150 млрд руб.

На подготовительном этапе предполагалось, что основной частью подрядчиков и поставщиков смогут стать отечественные промышленные предприятия, однако преимущество было отдано иностранным контрагентам. (См. Таблицу 8)[67]. Так ОАО «Ямал СПГ» подписало соглашение с Daewoo Shipbuilding и Marine Engineering о строительстве до 16 танкеров для транспортировки СПГ[68]. Большая часть должна быть построена корейской

[67] Ларс Петтер Лунден, Даниель Фьефорт Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

[68] Ларс Петтер Лунден, Даниель Фьефорт Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа:

Daewoo, которая обязалась осуществить передачу технологий российской судоверфи по выбору ОАО «ЯМАЛ СПГ», обеспечить участие российских компаний в данном проекте, обучить российских инженеров, осуществить передачу проектной и рабочей документации.

Порядка трети (650 млрд руб.) инвестиций – заказы у российских компаний, среди которых компания «Интегра», осуществляющая буровые работы и строительство скважин на месторождении, «Уралмаш НГО Холдинг» совместно ЗАО «Инвестгеосервис», производящие буровые установки, ВО «Технопромэкспорт», который занимался строительством электростанции и прокладкой электрокоммуникаций, необходимых для функционирования объектов СПГ, а также ОАО «Межрегионтрубопроводстрой», ответственное за строительство портовых сооружений[69].

Таблица 8.

Выполнение подрядных работ для проекта «Ямал СПГ»

№	Вид оборудования и работ	Подрядчик
1	Инжиниринг, поставки и строительство завода по сжижению природного газа	Technip France (Франция) и JGC Corporation (Япония)
2	Криогенные теплообменники	APCI
3	Криогенные компрессоры для турбин	General Electric
4	Компрессоры отпарного газа	Siemens
5	Теплообменники с воздушным охлаждением	Hamond Hondt
6	Интегрированная система управления и аварийной защиты	Yokogawa
7	Газотурбины для электростанции	Siemens
8	Хранилища СПГ	Entrepose/Vinci
9	Электростанция	ОАО «Технопромэкспорт»D
10	Установка удаления кислых газов	BASF
11	Танкеры Arc 7 для установки СПГ	Daewoo Shipbuilding& Marine Engineering
		ОАО «Межрегионтрубопроводстрой»

https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

[69] Ларс Петтер Лунден, Даниель Фьефорт Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

12	Строительство портовых объектов	(МРТС)
13	Буровые установки Арктика	Уралмаш НГО Холдинг совместно с ЗАО «Инвестгеосервис»
14	Основной подрядчик проходки эксплуатационных скважин	ЗАО «Инвестгеосервис»
15	36 модулей для переработки газа [70]	China Offshore Oil Engineering Co. (COOEC)

Источник: составлено автором на основании Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

ОАО «Ямал СПГ» разработал программу социального развития региона на сумму 76 млн евро, включающую мероприятия по охране окружающей среды, соглашения о сотрудничестве с органами местного самоуправления с акцентом на вопросы развития культуры, строительство логистической инфраструктуры, жилых зданий, образовательных и медицинских центров, поставки оборудования, машин, топлива и продуктов питания местному населению. Также компания подписала компенсационные соглашения с правительством ЯНАО на сумму 3 млрд руб., предназначенные для жилищного строительства в сельских районах и развития социальной и транспортной инфраструктуры: речь идёт о жилищном селе Сеяха, самом крупном из расположенных поблизости от объектов проекта, в 120 км к югу от Сабетты. Выделен примерно 1 млрд руб. на строительство шести трёхэтажных и двухэтажных зданий, дизельной электростанции, котельной, торгового центра, водоочистных сооружений и предприятий водоснабжения и центрального отопления.

Стоит отметить, что проект реализуется в отдалённом районе, где проживает очень мало людей. В посёлке Сабетта не было постоянного населения – в основном там располагались кочующие оленеводы, поэтому вопрос о занятости и трудоустройстве местного населения не стоял, рабочая сила привлекалась из различных регионов России для работы вахтовым

[70] Нулевой эффект: мегапроект «ЯМАЛ СПГ» никак не скажется на технологическом уровне российских машиностроителей [Электронный ресурс] // Rusenergy. – Режим доступа: http://www.rusenergy.com/ru/articles/articles.php?id=74819

методом. Не было найдено каких-либо данных о местных целевых программах занятости, то есть инвесторы не ставили перед собой цель трудоустроить, например, именно жителей ЯНАО, специалисты привлекались, в том числе, и из-за границы.

На основании всего вышесказанного можно сказать, что значительного мультипликативного эффекта от реализации данного проекта пока не последовало и вряд ли стоит ожидать.

Во-первых, как федеральный, так и региональный бюджеты недополучают значительный объем налоговых поступлений в силу того, что проекту предоставлены значительные налоговые послабления. Федеральный бюджет лишается НДПИ на газ и газовый конденсат в течение первых 12 лет или по достижении объема добычи 250 млрд куб. м газа и 20 млн т газового конденсата, региональный бюджет в течение первых 12 лет не получает налог на недвижимое имущество, а также снижаются поступления от налога на прибыль с 18 % до 13,5 % (речь идет про региональную составляющую). Эти средства в свою очередь могли бы быть использованы на социально-экономическое развитие как самого Ямало-Ненецкого округа, так и на реализацию различных федеральных программ. Недополучение налоговых поступлений относится к прямым потерям от реализации проекта. Более того, государство тратит бюджетные средства на развитие инфраструктуры для СПГ-завода, которые оцениваются в 7,4 млрд долл США, и эти средства никак не возмещаются инвесторами в федеральный бюджет. И хотя данные госинвестиции являются частью более широкой стратегии по развитию Арктики, на данный момент единственным выгодоприобретателем этих мер является проект «ЯМАЛ СПГ».

Во-вторых, стоит отметить косвенные потери, к которым относится привлечение к реализации проекта в основном иностранных подрядчиков. Доля российских компаний, участвующих в «ЯМАЛ СПГ», составляет лишь треть от общего числа. Российские предприятия задействованы в очень малой степени, что свидетельствует о том, что инвестиции расходуются не на создание

добавленной стоимости в ЯНАО и стране в целом, а уходят заграницу на поддержку иностранной промышленности.

С точки зрения занятости жителей ЯНАО перспективы также весьма туманны. Сотрудники этого проекта могут быть привлечены из любых регионов и даже из зарубежных стран и нет никаких требований со стороны государства по привлечению именно жителей ЯНАО к данному проекту.

«Ямал СПГ» является проектом, инвестиции в который следует рассматривать как субсидирование, а его существование в значительной степени определяется большим разнообразием мер господдержки.

Если анализировать «ЯМАЛ СПГ» на основе аналитической матрицы Международного института устойчивого развития (См. Таблицу 9), то можно отнести его к категории «проектов неустойчивого развития» на основании низких налоговых поступлений, а также отсутствия значимой прямой выгоды для общества.

Таблица 9.

Фискальное и социальное измерения промышленных проектов (аналитическая матрица Международного института устойчивого развития)[71]

Высокий доход госбюджета от проекта	**«Дойная корова» госбюджета.** Проект приносит значимые налоговые доходы, создающие резерв для структурных реформ, но не приносит значимой прямой выгоды для общества.	**Модель устойчивого развития.** Проект приносит значимые налоговые доходы, создающие резерв для структурных реформ и прямую выгоду для общества.
Низкий доход госбюджета от проекта	**Проект неустойчивого развития.** Проект не создает ни налогового резерва для структурных реформ, ни значимой прямой выгоды для общества.	**Творец общественной выгоды.** Проект не приносит значимых налоговых доходов, создающих резерв для структурных реформ, но приносит прямую выгоду для общества.

Источник: составлено автором на основании Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

[71] Cunningham, M., Gerasimchuk, I., Kitson L. & Gerrard, P. (готовится к публикации). Government Support to Mining in Canada and the case of the Meadowbank project in Nunavut. International Institute for Sustainable Development.

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

Проведенный анализ практики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России выявил ряд проблем, которые мешают эффективному функционированию отрасли и негативно сказываются на социально-экономическом развитии страны.

Так, основные проблемы в области лицензирования и их последствия для государства сводятся к следующему:

1. Выдача лицензии на основе аукциона лишает государство возможности закладывать в лицензионные соглашения условия по эффективности разработки недр, переработке сырья, созданию высокотехнологичных производств, а также условия по социально-экономическому развитию добывающих регионов. Фактически аукционы поощряют сырьевую направленность экономики.

2. Излишняя забюрократизированность процесса получения всей необходимой документации и согласований для начала работ по лицензии приводит к срыву сроков, указанных в лицензионных соглашениях.

3. Невовлеченность в разработку всех залежей и выборка наиболее рентабельных частей месторождений в рамках лицензионного участка приводит к упущенной выгоде государства как в виде неизвлеченных запасов, так и неуплаченных налогов в бюджеты различных уровней. Подобное положение дел в отрасли требует принятия мер, которые будут стимулировать компании в случае неиспользования лицензионного участка к его возврату государству для передачи другим недропользователям с целью более эффективного использования.

4. Отсутствие должного государственного контроля после выдачи лицензий приводит к систематичному нарушению лицензионных соглашений: не соблюдаются сроки ввода в эксплуатацию месторождений и выхода на проектную мощность. Официально поступающая в Роснедра информация не является достоверной в части фактических объемов и результатов работ. Неисполнение лицензионных соглашений сказывается на эффективности

разработки недр, а также на доходах бюджетов различных уровней. В этой связи необходимо рассмотреть вопрос усиления контроля исполнения лицензионных соглашений: полноту выполнения, качество и сроки выполненных работ.

Анализ политики налогообложения нефтегазодобычи показал, что последние изменения, в частности, применение ряда понижающих коэффициентов при расчете НДПИ на нефть, газ и газовый конденсат, безусловно носят прогрессивный характер и сказываются положительно на развитии нефтегазовых проектов, однако не решают существующих проблем:

– не способствуют дальнейшему освоению значительно выработанных месторождений и ТРИЗов, поскольку не учитывают при расчете налогооблагаемой базы капитальных и текущих расходов;

– не затрагивают весьма актуальную тему воспроизводства минерально-сырьевой базы за счет активизации геологоразведочных работ.

Отмечено, что эффект от введения НДД можно будет оценить позднее, но на текущей стадии он характеризуется следующими недостатками:

– не предполагает отмену НДПИ, то есть не позволяет полностью уйти от налогообложения на основе объемов добытого сырья;

– затрагивает исключительно нефтяную отрасль в то время, как в газовой отрасли вопрос о стимулировании газодобычи на выработанных и труднодоступных месторождениях стоит не менее остро.

Представляется, что все указанные недостатки заслуживают выделения их в качестве перспективных направлений для совершенствования политики налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли России.

Глава 3. Экономическая составляющая практики лицензирования и особенности системы налогообложения нефтегазодобывающей отрасли Норвегии

3.1. Экономические аспекты административного лицензирования в нефтегазодобывающей отрасли Норвегии и его роль в развитии нефтесервисного сектора Норвегии

В начале 60-х гг. XX века, когда началось освоение нефтегазовых ресурсов в Норвегии, у правительства не было опыта управления отраслью, в связи с чем оно опасалось растущего влияния со стороны транснациональных компаний, которые стремились к участию в разработке континентального шельфа Норвегии. В сложившихся обстоятельствах правительству требовалось выработать такую модель взаимодействия с транснациональными компаниями, которая бы позволяла государству сохранять контроль над нефтегазовыми ресурсами. Аукцион, который предполагает, что выдача лицензии осуществляется исходя из размера стартового платежа, не гарантировал государству контроль над разработкой месторождений и мог привести к доминированию иностранных компаний, которые могли бы навязывать свои условия. А норвежское государство хотело сохранить максимальный контроль за развитием нефтегазовой отрасли, в связи с чем выбор был сделан в пользу административного лицензирования, основанного на принципе состязательности. Административная система лицензирования позволяла правительству решать, какие компании и на каких условиях будут работать на шельфе Норвегии.

Основополагающим нормативно-правовым актом в области лицензирования является закон «Об осуществлении нефтегазовой деятельности» от 1996 г.[72] Многие его положения практически дублируют закон 1986 г. «О нефтяной деятельности»[73], однако он впервые вводит

[72] Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities (The Petroleum Act) [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura_10/spl_76/pdfs/18.pdf
[73] Act of 22 March 1985 № 11 pertaining to petroleum activities

следующий принцип: «Никто, кроме государства, не может осуществлять свою деятельность без лицензий, одобрений и согласований» [74] . Закон «Об осуществлении нефтегазовой деятельности» определяет условия получения лицензий, вводит единый срок предоставления лицензии – до 10 лет с возможностью пролонгации в определенных случаях, описывает процедуру завершения деятельности компаний на нефтегазовых месторождениях и определяет «зоны безопасности» вокруг лицензируемых участков[75]. Процедура предоставления лицензий регулируется дополнительными нормативно-правовыми актами, основным из которых является Королевский Указ от 27 июня 1997 г., содержащий новые правила предоставления заявок на получение лицензии. В соответствии с указом, каждая компания, желающая получить разрешение на разработку месторождений нефти и газа на норвежском континентальном шельфе, должна пройти процедуру предквалификации (лицензионный раунд), которая выглядит следующим образом (см. Рисунок 11):



Рисунок 11. Схема лицензионного раунда.
Источник: составлено автором на основе данных Norwegian petroleum, exploration policy [Electronic resource] //. –
Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/exploration/exploration-policy/#the-licensing-system

После того, как Министерство нефти и энергетики объявляет о готовности предоставить в аренду определенное число блоков на континентальном шельфе, все заинтересованные компании в установленные

[74] Fact sheet 1998, Norwegian Petroleum Activity, Oslo, p. 42, Ministry of petroleum and Energy, 1998
[75] Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities (The Petroleum Act) [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura_10/spl_76/pdfs/18.pdf

сроки подают заявку на разработку определенного участка шельфа, в которой должен быть представлен подробный «План развития и эксплуатации месторождения». Когда срок подачи заявок заканчивается, Министерство нефти и энергетики начинает рассматривать проекты компаний с учётом экономических, технологических и социальных критериев. Это, как правило, занимает около 12 месяцев, и по окончании рассмотрения заявок Нефтяной Директорат – технический орган, подведомственный Министерству нефти и энергетики, – публикует решение о выдаче лицензий, в котором содержится развёрнутый отчёт о том, какие критерии применялись при рассмотрении вопроса о выдаче лицензии.

Следующим шагом за решением о выдаче лицензии со стороны Министерства нефти и энергетики является работа по согласованию интересов компаний, подавших заявку на разработку одного и того же блока, то есть формирование консорциумов (группы компаний) по каждой из лицензий. По достижении договоренности о совместном освоении месторождения, компании должны определить доли своего участия в проекте и подписать лицензионное соглашение, которое является основой для организации текущей деятельности и решений всех производственных и иных вопросов эксплуатации месторождения, а также распределения прибыли, получаемой от этой деятельности.

Далее Министерство нефти и энергетики определяет компанию, которая будет выполнять функции оператора на месторождении. Как правило, эта роль принадлежит компании, обладающей наибольшей долей в лицензии. В том случае, если лицензию на разработку месторождения получает одна компания, она по умолчанию становится оператором. Оператор несёт ответственность перед государством за все операции, проводимые на континентальном шельфе Норвегии.

В рамках лицензии участники проекта должны создать Комитет по управлению, высший орган для всех участников. В него входят по одному представителю от компаний-партнёров, представители от оператора и

государства, которые контролируют работу на лицензионном участке. И несмотря на то что представитель государства (ПГФИ в лице «Петоро») формально имеет такие же права, как и остальные участники консорциума, его мнение является определяющим, так как он выражает интересы государства[76].

Районы лицензирования разбиваются на блоки. Лицензии на разработку месторождений могут включать один или несколько блоков. В рамках одного лицензионного блока небольшие районы с незначительными запасами и слабой инфраструктурой могут быть объединены для разработки вместе с более перспективными районами.

Таким образом, государство приобретает дополнительный механизм осуществления экономического интереса через привлечение компаний к разработке средних и мелких месторождений с более низким уровнем добычи полезных ископаемых[77].

Ведомством, которое определяет политику государства на континентальном шельфе Норвегии, является Министерство нефти и энергетики[78] (см. Рисунок 12). При Министерстве функционирует Нефтяной Директорат [79] (см. Рисунок 12), уполномоченный следить за тем, чтобы разработка и освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа осуществлялись в соответствии с норвежским законодательством и условиями выданных лицензий. Ему принадлежат функции административного контроля разработки месторождений, к чему можно отнести вопросы «защиты окружающей среды, безопасности труда, технологические процессы и деятельность по их эксплуатации[80]. Фактически Нефтяной Директорат является консультационным органом Министерства нефти и энергетики в части

---

[76] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.128.

[77] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.128.

[78] Norwegian Petroleum. State organization of petroleum activities [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/

[79] Norwegian Petroleum. State organization of petroleum activities [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/

[80] Norwegian Petroleum Directorate. Annual Report, p. 129, 1995, Stavanger, NPD. 1996.

«освоения подводных нефтегазовых ресурсов»[81], целью которого является повышение эффективности разработки месторождений на континентальном шельфе Норвегии.

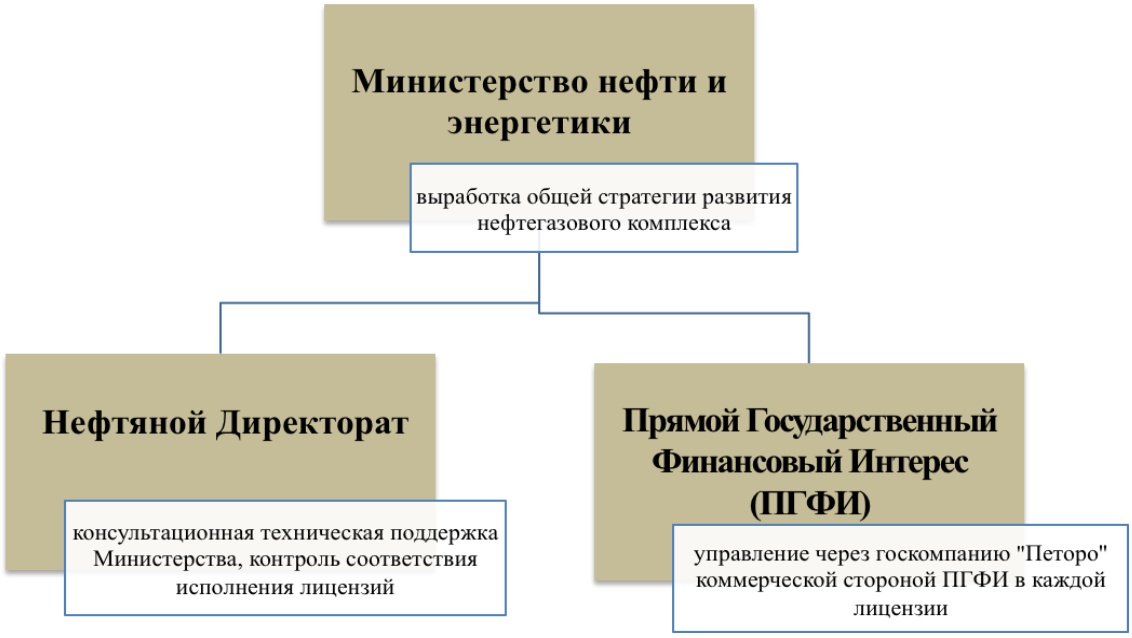


Рисунок 12. Органы управления нефтегазовым комплексом Норвегии.
Источник: составлено автором на основе данных Norwegian Petroleum. State organization of petroleum activities [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/

Свои регулирующую и контролирующую функцию Министерство нефти и энергетики осуществляет через лицензии.

В Норвегии предусмотрено два основных вида лицензий в нефтегазовом комплексе :

1. Лицензия на геологоразведку дает право проводить сейсморазведку, а также различные виды исследований для обнаружения нефтяных и газовых запасов. Министерство нефти и энергетики предоставляет лицензию на геологоразведку сроком на три года. По истечении этого периода времени компания, занимающаяся исследованиями на норвежском континентальном шельфе, должна предоставить Нефтяному Директорату отчёт о проделанной работе.

[81] Norwegian Petroleum. State organization of petroleum activities [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/

Лицензии компании или нескольких компаний на разведку, добычу и транспортировку являются основанием деятельности в нефтегазовом комплексе Норвегии. В рамках условий лицензионных соглашений компании являются «независимыми от государства и могут проводить свою тактическую политику по освоению месторождения»[82] .

2. Лицензия на добычу полезных ископаемых «предоставляет эксклюзивные права на освоение и использование нефтегазовых ресурсов на территории специально определённого географического района. Право собственности на добытую нефть остается у обладателей лицензии. После проведения операций по добыче участники консорциума заключают между собой соглашение о разделе добытой нефти или природного газа»[83]. Лицензия на добычу, как говорилось ранее, предоставляется сроком на 10 лет. Затем лицензия может быть продлена в индивидуальном порядке[84]. Максимальный срок пролонгации лицензии может составлять 30 лет. В отдельных случаях государство оставляет за собой право продлевать лицензию на более длительный срок[85].

При выдаче лицензии на добычу полезных ископаемых государство может потребовать внести одноразовый регистрационный сбор. При несоблюдении условий лицензий на добычу полезных ископаемых, а также при нарушении норм безопасности окружающей среды государство может применить целый ряд санкций, вплоть до отзыва лицензии. Отказ от лицензии на добычу может произойти также и по инициативе компании. В этом случае участник консорциума обязан известить Министерство нефти и энергетики о своём решении за три месяца.

---

[82] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.128.

[83] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.126.

[84] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии):дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.126.

[85] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.126.

В Норвегии существуют два типа лицензионных раундов[86]:

– «номерные» лицензионные раунды, в рамках которых выставляются участки в наименее изученных и освоенных, но в то же время наиболее перспективных с точки зрения обнаружения крупных запасов районах шельфа. «Номерные» лицензионные раунды проводятся раз в два года и включают пограничные части норвежского шельфа[87];

– лицензионные раунды в «предварительно определенных районах» (awards in predefined areas), в рамках которых предлагаются блоки в наиболее изученных районах, прилегающих к уже существующей или планирующейся инфраструктуре норвежского континентального шельфа[88]. Они проводятся ежегодно.

По итогам лицензионного раунда в «предварительно определенных районах», объявленного Министерством нефти и энергетики 9 мая 2018 г. (APA 2018), 83 лицензии были распределены между 33 компаниями (37 – в Северном море, 32 – в Норвежском, 14 – в Баренцевом)[89]. В ходе APA 2018 площадь предлагаемых блоков была расширена на 47 в Норвежском море и 56 – в Баренцевом по сравнению с APA 2017 г.[90]

29 мая 2019 г. Министерство нефти и энергетики объявило очередной лицензионный раунд в «предварительно определенных районах» (APA 2019)[91]. Лицензионная площадь была расширена на 5 новых блоков в Северном море, 37 новых блоков в Норвежском море и 48 новых блоков в Баренцевом море. Российская нефтяная компания ПАО «Лукойл» провела технико-экономическое обоснование выявленных новых перспективных объектов в Баренцевом море и 27 августа 2019 г. подала заявку на участие в лицензионном

---

[86] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/facts/production-licences/licensing-rounds/

[87] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/record-number-of-awards-in-predefined-areas-2018/id2625506/

[88] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/record-number-of-awards-in-predefined-areas-2018/id2625506/

[89] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/record-number-of-awards-in-predefined-areas-2018/id2625506/

[90] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/record-number-of-awards-in-predefined-areas-2018/id2625506/

[91] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/facts/news/general-news/2019/announcement-of-awards-in-predefined-areas-apa-2019/

раунде APA 2019, однако по итогам лицензионного раунда компания не получила лицензию. Всего подали заявки 33 компании.

21 июня 2017 г. Министерство нефти и энергетики объявило о 24-ом «номерном» лицензионном раунде, в ходе которого было выставлено 102 блока: 9 – в Норвежском и 93 – в Баренцевом море[92]. По результатам лицензионного раунда всего было выдано 12 лицензий, 3 из которых – на добычу в Норвежском море и 9 – в Баренцевом море.

Когда была введена система административного лицензирования в Норвегии, Министерство нефти и энергетики Норвегии отдавало предпочтение тем нефтегазовым компаниям, которые в наибольшей степени готовы были использовать услуги норвежских предприятий.

Кроме того, в 1972 г. Стортингом был принят указ «О шельфовой геологоразведке и добыче» (далее – указ) [93]. Статья 54 указа предусматривала приоритет норвежских подрядчиков и поставщиков над иностранными при условии одинаковой цены, качества и надежности поставок.

В Министерстве промышленности Норвегии было создано специальное подразделение, которое осуществляло контроль соблюдения данного принципа и тесно сотрудничало с нефтегазовыми компаниями с целью развития норвежской промышленности. Реализация подобных протекционистских мер оформлялась в виде «промышленных соглашений» между зарубежными нефтегазовыми компаниями и норвежскими вспомогательными предприятиями.

До 1970-ых гг. норвежские «Акер», «Вааге Дриллинг» (Waage Drilling), «Готаас Ларсен» (Gotaas-Larsen), «Хаб Ваге» (Hagb Waage) и «Угланд груп» (The Ugland group) занимались судостроением и не имели опыта производства бурового оборудования, поэтому сначала они сотрудничали в выпуске нефтегазового оборудования с американскими и голландскими

---

[92] Norwegian Petroleum Directorate [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/facts/production-licences/licensing-rounds/24th-round/24th-licensing-round-announcement/

[93] Кадышева О. В. От сырьевой ориентации российской экономики к ориентации технологической: фактор нефтесервиса [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Kadysheva/Kadysheva_1.pdf

производителями, однако благодаря приобретённому опыту, передовым разработкам норвежских инженеров и значительной поддержке государства [94] они смогли наладить собственное производство высокотехнологичного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Перед проведением тендеров Министерству нефти и энергетики предоставлялся список подрядчиков и поставщиков, участвующих в конкурсе, а по завершении процедуры до Министерства доводилась информация относительно выбора предприятия, с которым подписывался контракт. Министерство нефти и энергетики обладало полномочиями в любой момент аннулировать решение нефтегазовой компании о предоставлении права на проведение работ иностранному подрядчику и передать его норвежской компании. Благодаря такой стратегии доля норвежских компаний в поставках оборудования для национальных нефтегазовых проектов начала неуклонно расти: в 1975 г. она составляла 28 %, в 1982 г. – 55 %, в начале 1990-х гг. – 75 %., в 2017 – 85 % (см. Рисунок 13).

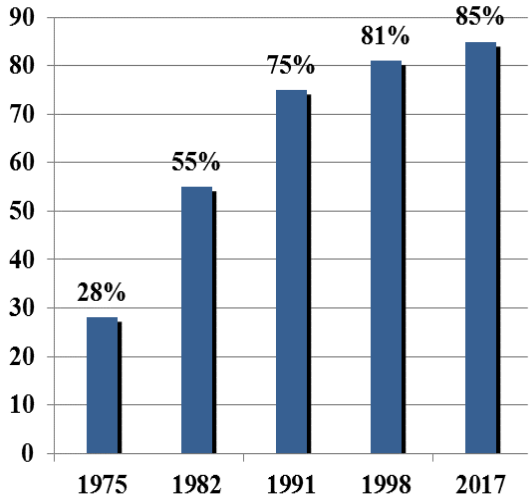


Рисунок 13. Доля норвежских предприятий в поставках оборудования для нефтегазовых проектов на территории Норвегии

Источник: Воробьева Т. А. Роль государства в обеспечении рационального освоения национальных природных энергоресурсов: опыт Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://sun.tsu.ru/mminfo/000063105/328/image/328-126.pdf

[94] Кадышева О. В. От сырьевой ориентации российской экономики к ориентации технологической: фактор нефтесервиса [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Kadysheva/Kadysheva_1.pdf

В настоящее время доля норвежского участия по разработке месторождений может достигать 90 %.

«В течение 20 лет Норвегия превратилась в крупного мирового экспортёра оборудования, технологий и услуг для разведки и разработки шельфовых месторождений нефти и газа, расположенных в районах с суровыми климатическими условиями» [95].

В 1994 г., когда Норвегия вступила в Европейскую экономическую зону, принцип обязательного участия норвежских предприятий в реализации проектов на территории страны был отменён. Однако к тому времени нефтесервисная отрасль окрепла и вполне могла конкурировать с иностранными предприятиями без всяких протекционистских мер [96] . А достигнутый высокий технологический уровень позволял им успешно вести свою деятельность на международных рынках.

Помимо условия участия норвежских предприятий в нефтегазовых проектах на территории страны, лицензии на разработку месторождений имели обязательное требование о соглашениях зарубежных компаний с национальными научно-исследовательскими институтами с целью передачи ноу-хау норвежской стороне, а также о финансировании разработок и повышении квалификации учёных («соглашения доброй воли»). Ответственность за реализацию принципа заключения «соглашений доброй воли» легла на Научный исследовательский совет, который имел тесные контакты с промышленностью и осуществлял финансирование научно-технических проектов в нефтегазовой сфере[97].

Необходимо отметить, что несмотря на высокий уровень развитости и конкурентоспособности вспомогательных отраслей норвежского нефтегазового комплекса, правительство по сей день стимулирует их развитие.

---

[95] Рогинский С. В. История развития нефтяной промышленности Норвегии 1962–2000: дис. ... канд. ист. наук: 07.00.03. − Москва, 2001. − С.194.

[96] Кадышева О. В. От сырьевой ориентации российской экономики к ориентации технологической: фактор нефтесервиса [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Kadysheva/Kadysheva_1.pdf

[97] Воробьёв А. А. Научно-технические соглашения в концессионной системе Норвегии в 70–90-х годах XX века [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/nauchno-tehnicheskie-soglasheniya-v-kontsessionnoy-sisteme-norvegii-v-70-90-gg-hh-veka

Речь идёт о создании промышленных кластеров: в 2014 г. было объявлено о запуске глобальных центров экспертизы, которые являются наиболее высоким уровнем промышленных кластеров. В 2014 г. статус глобального Центра экспертизы получил находящийся на юге Норвегии в г. Кристиансанне кластер, объединяющий 65 высокотехнологичных норвежских предприятий, осуществляющих поставки оборудования и услуг нефтегазовому сектору[98].

3.2. Прямой Государственный Финансовый Интерес (ПГФИ) как один из важнейших факторов эффективности лицензионной системы в Норвегии

В Норвегии государство участвует во всех лицензиях и соответственно имеет свою долю в доходах от разработки углеводородов. Такой механизм получил название Прямой Государственный Финансовый Интерес (далее – ПГФИ). Этот механизм работает следующим образом: если в лицензии доля государственного прямого финансового участия составляет, например, 30 %, то государство несет 30 % расходов в связи с работами по лицензии, а затем получает и продает для получения дохода 30 % добываемых по лицензии углеводородов. То есть государство инвестирует средства в реализацию проектов и получает от каждого проекта соответствующую часть валового дохода. Однако роль ПГФИ не сводится исключительно к инвестированию средств в нефтегазовые проекты и распределению валового дохода от их реализации – государство через ПГФИ непосредственно участвует в процессах управления разработкой ресурсов, то есть в определении стратегии развития месторождений.

Таким образом, ПГФИ является важным источником доходов для государства – на него приходится порядка 40 % всех нефтегазовых доходов, поступающих в бюджет страны (см. Рисунок 14).

---

[98] Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Норвегии за 2014 г. [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегии. – Осло. – 2015. – Режим доступа: http://www.rusnorge.com/wp-content/uploads/2015/04/%D0%9E%D0%B1%D0%B7%D0%BE%D1%80-%D1%8D%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D0%BA%D0%B8-2014-%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D1%8B%D0%B9.pdf

ПГФИ был учрежден 14 июня 1985 г. Указом Короля. Механизм получил свое развитие в результате разделения активов государственной компании «Статойл» (с 2018 г. – «Эквинор») на две части: на собственность, которой управляет Министерство нефти и энергетики (ПГФИ), и непосредственно на собственность компании «Статойл». Норвежское правительство пошло на такой шаг, чтобы ограничить возможности компании по манипулированию контролирующими органами и пресечь превращение «Статойл» в монополиста на нефтегазовом рынке Норвегии.

В 2001 г. компания «Статойл» была частично приватизирована, в связи с чем для управления портфелем ПГФИ летом 2001 г. была образована государственная компания «Петоро», на балансе которой в то время были доли в 80 лицензиях[99].

«Петоро» не является в классическом понимании нефтегазовой компанией, поскольку не ведет никакой операционной деятельности. «Петоро» лишь выступает доверительным управляющим долями ПГФИ в лицензиях на норвежском континентальном шельфе. Государство несёт ответственность за все обязательства «Петоро» по заключенным договорам и по иным обязательствам. Реализация на рынке доли нефти и газа, принадлежащей в соответствии с лицензионным соглашением «Петоро», осуществляется компанией «Эквинор».

В настоящее время в распоряжении «Петоро» находится практически одна треть всех нефтегазовых запасов Норвегии. По состоянию на конец 2019 г. «Петоро» участвует в 213 лицензиях, 42 разрабатываемых месторождениях (см. Таблицу 10) и 17 совместных предприятиях (СП), которые владеют трубопроводами и объектами по переработке нефти и газа в Норвегии[100] **(**см. Таблицы 11,12,13).

[99] SDFI and Petoro annual report, 2012.

[100] Petoro, SDFI facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-facts

Таблица 10.

Доля «Петоро» в месторождениях
на норвежском континентальном шельфе

Группа Месторождений	Доля участия ПГФИ (по состоянию на 31.12.2019)	Оставшийся период добычи	Период действия лицензии
Fram H-Nord Unit	11, 2 %	2030	2024
Gimle unit	24,19 %	2032	2023
Grane Unit	28, 90 %	2043	2030
Gullfaks Unit	30 %	2034	2036
Haltenbanken Vest Unit (Kristin)	19,57 %	2034	2027
Heidrun Unit	57,79 %	2044	2024
Johan Sverdrup Unit	17,36 %	2058	2036
Martin Linge Unit	30 %	2031	2027
Norne Inside	54 %	2035	2026
Ormen Lange Unit	36,49 %	2042	2040
Oseberg Area Unit	33,60 %	2040	2031
Sindre Unit	27,09 %	2032	2023
Snorre Unit	30 %	2040	2040
Snøhvit Unit	30 %	2051	2035
Statfjord Øst Unit	30 %	2025	2026
Sygna Unit	30 %	2025	2026
Troll Unit	56 %	2054	2030
Valemon unit	30 %	2026	2031
Vega Unit	30 %	2030	2024
Visund Inside	30 %	2040	2034
Åsgard Unit	35,69 %	2032	2027
Месторождение			
Alta	30 %	2019	2025
Draugen	47,88 %	2035	2024
Dvalin	35 %	2032	2041
Ekofisk	5 %	2050	2028
Eldfisk	5 %	2050	2028
Embla	5 %	2050	2028

Gjøa	30 %	2027	2028
Heidmal	20 %	2021	2021
Johan Castberg	20%	2052	2019
Kvitebjørn	30 %	2035	2031
Maria	30 %	2033	2036
Rev	30 %	2019	2021
Skirne	30 %	2020	2025
Skuld	24,55 %	2035	2026
Statfjord Nord	30 %	2025	2026
Svalin	30 %	2043	2030
Tordis	30 %	2030	2040
Tune	40 %	2021	2020
Urd	24,55 %	2035	2026
Veslefrikk	37 %	2025	2020
Vigdis	30 %	2040	2040

Источник: Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-facts

Таблица 11.

Доля «Петоро» во владении нефтепроводами

Нефтепровод	Доля участия (по состоянию 31.12.2019 г.)	Период действия Лицензии
Транспортная система Oseberg	48,38 %	2031
Нефтепровод Troll I+II	55,76 %	2023
Нефтепровод Grane	42,06 %	2030
Нефтепровод Kvitebjørn	30 %	2020
Нефтепровод Norpipe	5 %	2028

Источник: Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-fact

Таблица 12.

Доля «Петоро» во владении
наземной инфраструктурой для добычи нефти

Терминал	Доля участия (по состоянию 31.12.2019 г.)	Период действия лицензии
Инфраструктура Йохан Свердруп	17,36 %	Бессрочно
Mongstad DA	35 %	Бессрочно

Источник: Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-facts

Таблица 13.

Доля «Петоро» во владении газопроводами

Газопровод	Доля участия (по состоянию 31.12.2019 г.)	Период действия лицензии
Gassled	46,69 %	2028
Haltenpipe Gassled	57,81 %	2020
Mongstad Gas Pipeline	56 %	2030
Nyhamna	26,14 %	2041
Polarled (NSGI)	11,94 %	2041
Valemon Rikgassror	30 %	2031
Dunkerque Terminal DA	30,35 %	2028
Zeepipe Terminal J.V.	22,88 %	2028
Vestprosess DA	41 %	Бессрочно
Ormen Lange Eindom	36,49 %	Бессрочно

Источник: Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/about-petoro/sdfi-facts

В 2018 г. чистая прибыль «Петоро» составила 120 млрд норвежских крон[101], в 2019 г. – 96 млрд норвежских крон[102].

[101] Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/news/-07-03-2019-press-release-petoro-2018-results
[102] Petoro, SDFI Facts [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/news/-06-03-2020-press-release-petoro-2019-results

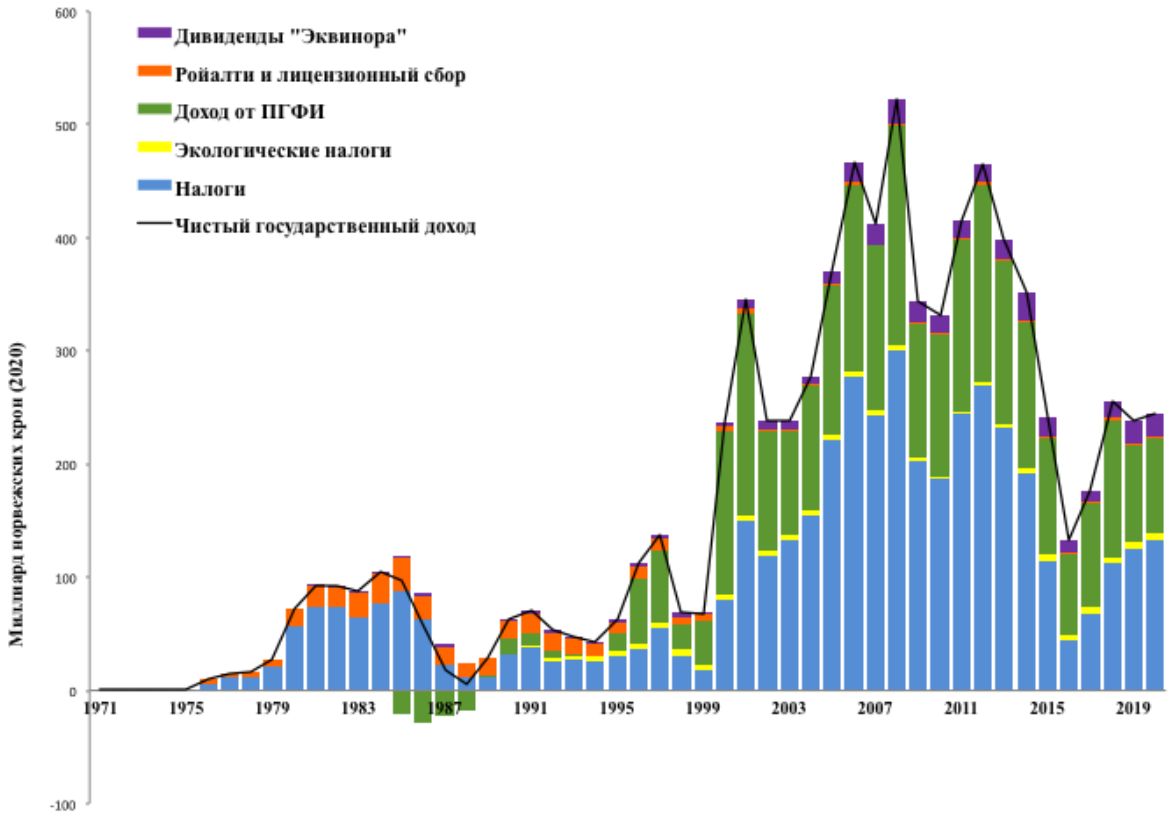


Рисунок 14. Доходы от нефтегазовой деятельности 1975–2020 гг.
Источник: The Norwegian Petroleum Sector. Facts 2014 //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/faktaheftet/fakta2014og/facts_2014_nett_.pdf

Еще одной функцией, которую выполняет «Петоро», является администрирование налогооблагаемой базы. В соответствии с законом «О налогообложении нефти» от 13 июня 1975 г., в Норвегии при расчете налогооблагаемой базы учитываются расходы на геологоразведку, научно-исследовательские работы, а также займы под проценты. Чтобы компании не прибегали к завышению затрат, которые в свою очередь ведут к снижению налогооблагаемой базы, «Петоро» осуществляет контроль всех финансовых затрат и вычетов.

Таким образом, «Петоро» является эффективным инструментом по контролю деятельности участников консорциума лицензий, который, с одной стороны, способствует повышению эффективности разработки месторождений, а с другой – обеспечивает государству стабильный дополнительный доход от нефтегазовой деятельности.

3.3. Налогообложение нефтегазодобывающей отрасли в Норвегии

Расчёт налогооблагаемой базы в Норвегии производится на основе нормативной цены, которая была введена Указом короля «Об установлении нормативной цены» от 25 июня 1976 г., принятого в соответствии с законом «О налогообложении нефти» от 13 июня 1975 г., и стала использоваться Министерством нефти и энергетики Норвегии, чтобы избежать искусственного занижения компаниями цен на нефть в целях уклонения от налогов. Нормативная цена – это «цена нефти, по которой она может быть реализована между двумя независимыми компаниями на свободном рынке»[103]. При ее определении учитываются котировки на нефть схожей марки, качество нефти, расходы на её транспортировку, даты платежа и виды поставки. Ответственным органом за установление и контроль соблюдения нормативных цен является Совет по ценам на нефть и нефтепродукты (далее – Совет), находящийся в подчинении Министерства нефти и энергетики. Совет устанавливал нормативные цены на ежеквартальной основе, однако в последние годы в связи с частыми изменениями цен на нефть на мировом рынке Совет устанавливает фиксированные месячные нормативные цены на сырую нефть и доводит эту информацию до заинтересованных сторон, которые, в случае несогласия, могут предоставить свой вариант расчетов или же потребовать ее пересмотра независимыми экспертами.

Для государства нормативная цена играет особую роль, поскольку она позволяет заранее прогнозировать уровень государственных доходов от нефтегазовой деятельности и препятствует применению компаниями трансфертного ценообразования.

В нефтегазовом комплексе Норвегии действует двухступенчатая система налогообложения, которая включает прямые и «косвенные» налоги. Основой налогообложения являются прямые налоги, к которым относятся налог на прибыль, ставка которого установлена в размере 22 %, (по данным 2019 г.) и

[103] Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ...канд. экон. наук: 08.00.05. − Москва, 2001. − С.136.

введённый законом «О налогообложении нефти» специальный налог на нефтяную деятельность в размере 56 % (по данным 2019 г). Таким образом, суммарная ставка равна 78 %.

К «косвенным налогам» относятся сбор за используемую территорию (лицензионный сбор), налог на выброс в атмосферу углекислого газа, налог на выброс N2O и налог на добавленную стоимость (далее – НДС). Вышеперечисленные виды налогов представлены в Таблице 14.

Таблица 14.

Основные виды налогов и сборов при осуществлении добычи нефти и газа в Норвегии и их ставки

Налог	Ставка
Налог на прибыль	22 %
Специальный налог на нефтяную деятельность	56 %
Налог на выброс углекислого газа (CO_2)	0,98 крон за 1 тыс. куб. м сожженного или высвобожденного газа, или 1 л сожженной нефти
Налог на выброс N2O	16,14 крон за 1 кг оксида азота
НДС	25 %
Сбор за территорию (лицензионный сбор, выплачиваемый по окончании 10-летнего срока лицензии)	1-й год – 34 000 крон за кв. км 2-й год – 68 000 крон за кв. далее – 137 000 крон за кв.

Источник: составлено автором на основе данных: Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf

В соответствии с действующим нефтяным законодательством, из полученного валового дохода, облагаемого сначала налогом на прибыль, а затем и специальным налогом на нефтяную деятельность, вычитаются:

1) Расходы, связанные с научно-исследовательскими (НИР) и опытно-конструкторскими работами (ОКР) нефтегазовой деятельности[104].

[104] Гончаренко И. А. Правовое регулирование налогообложения разработки месторождений нефти и газа в Российской Федерации и зарубежных странах. Учебное пособие, Московский Государственный Институт Международных Отношений (Университет) МИД России, Статут, Москва 2009.

2) Расходы, возникшие в ходе геологоразведки, как прямые, так и косвенные (за исключением финансовых). Эти расходы возмещаются государством в части их налоговой стоимости, но с оговоркой, что размер налоговой стоимости таких расходов не превышает сумму убытков по обычному доходу за год[105].

3) Финансовые издержки, возникшие в связи с займами под проценты. Однако величина, подлежащая вычету, ограничена и определяется по специальной формуле[106].

4) Вычитаются фактически понесённые расходы на сворачивание нефтяных работ и ликвидацию сооружений, используемых при добыче, обработке и транспортировке углеводородов по трубопроводу. Важно, что вычитаются именно уже понесённые расходы, а не резервы на оплату будущих расходов, предназначенных для вышеперечисленных мероприятий. Стоит отметить, что понесенные расходы государство оплачивает не в полном объёме, а лишь частично. Возмещение расходов приравнивается средней налоговой ставке, действовавшей в отношении компании в течение срока эксплуатации месторождения и происходит после осуществления ликвидационных работ.

Согласно норвежскому законодательству, убытки не могут зачтены в счет прибыли предшествующих лет. Однако с 2002 г. не существует никаких ограничений на перенос убытков на последующие периоды. Убытки прибавляются к финансовым издержкам, возникшим в связи с займами под проценты, на конец налогового года (это действует как в отношении дохода до обложения налогом на прибыль, так и специальным налогом на нефтяную деятельность). Размер процентов устанавливает Министерство финансов Норвегии. При продаже бизнеса по разведке и добыче углеводородов в Норвегии, покупатель может взять на себя убытки, связанные с деятельностью

[105] Гончаренко И. А. Правовое регулирование налогообложения разработки месторождений нефти и газа в Российской Федерации и зарубежных странах. Учебное пособие, Московский Государственный Институт Международных Отношений (Университет) МИД России, Статут, Москва 2009.
[106] Гончаренко И. А. Правовое регулирование налогообложения разработки месторождений нефти и газа в Российской Федерации и зарубежных странах. Учебное пособие, Московский Государственный Институт Международных Отношений (Университет) МИД России, Статут, Москва 2009.

по разведке и добыче, если продавец не требует возмещения налоговой стоимости убытков.

Таким образом, основным принципом налогообложения нефтегазовой деятельности в Норвегии является взимание налога с прибыли, а не с выручки, как это происходит в России. Такой подход способствует разработке как новых месторождений, где еще не создано никакой инфраструктуры для добычи, так и значительно выработанных месторождений, где требуются сложные дорогостоящие технологии для поддержания добычи на текущем уровне.

Налог на прибыль взимается с прибыли от продажи углеводородов, которая образуется после вычета из выручки затрат на геологоразведку и научно-исследовательские работы, а также амортизации, платы за CO_2, лицензионного сбора и операционных расходов.

Специальный налог на нефтяную деятельность взимается с той же расчетной базы, что и налог на прибыль, только из прибыли вычитается еще и аплифт, дополнительная амортизация на оборудование для добычи углеводородов на шельфе, а также трубопроводы, по которым нефть и газ поступают на берег. Аплифт рассчитывается в определённом процентном соотношении от капитальных вложений в шельфовую инфраструктуру и учитывается в течение четырех лет, начиная с первого года амортизации операционных активов[107]. Неиспользуемые вычеты могут быть перенесены на другие периоды (см. Таблицу 15). За последние годы в налоговом законодательстве Норвегии произошли изменения, поэтому расходы, понесённые до 5 мая 2013 г., попадают под ежегодную ставку аплифта размером в 7,5 % и общей базе в размере 30 % за 4 года. Если же расходы произведены в период после 4 мая 2013 г., то тогда будет применяться пониженная ставка аплифта 5,2 %, где общая база аплифта соответствующим образом составляет 20,8 %[108].

---

[107] Norwegian Petroleum. The Petroleum tax system [Electronic resource] //. − Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/

[108] Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf

Через аплифт государство дает возможность инвестору осуществлять ускоренный возврат инвестиций посредством предоставления ему права на учет в составе расходов суммы большей, чем фактически понесенные компанией расходы.

Таблица 15.

Расчёт налогооблагаемой базы
нефтегазовой деятельности в Норвегии

Из дохода, полученного компанией от продажи углеводородов (операционный доход), вычитаются:
− Операционные расходы
− Амортизация (линейный метод начисления для инвестиций – 6 лет)
− Затраты на геологоразведку (78%), научно-исследовательские работы, фактически понесённые издержки на сворачивание нефтяных работ и ликвидацию сооружений
− Плата за выбросы CO_2 и лицензионный сбор
− Чистые финансовые затраты (ограничиваются правилом недостаточной капитализации: 20% собственного капитала)
Налоговая база юридического лица (облагается налогом на прибыль 22 %), **из которой вычитается:**
− Аплифт (дополнительная амортизация на установки, находящиеся на шельфе, то есть проценты по капзатратам (20,8 % на 4 года – 5,2% от объёма инвестиций ежегодно).
= Специальная налоговая база (облагается специальным налогом от нефтяной деятельности 56 %)

Источник: составлено автором на основе данных Norwegian Petroleum. The Petroleum tax system [Electronic resource] //. − Mode of access: http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/

Косвенным налогом является НДС. Ставка НДС составляет 25%. Применение НДС зависит то того, где находится объект – в пределах таможенной зоны или вне ее. Таможенная зона охватывает материковую часть и территорию протяженностью 12 морских миль за пределами материка. [109] В отношении оборудования для освоения шельфовых месторождений, находящихся за пределами таможенной зоны, НДС не применяется. Импорт

[109] Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf

товаров в таможенную зону подлежит обложению НДС. Углеводороды, поставляемые на внутренний рынок Норвегии, облагаются НДС, а вывозимые за пределы таможенной зоны – нет.

Еще одним косвенным налогом является налог на выброс двуокиси углерода, введённый в 1991 г. и взимаемый за 1 тыс. куб. м сожженного или высвобожденного газа, или 1 л сожженной нефти[110]. Аналогичным является налог на выброс оксида азота, который был введен с 1 января 2007 г. С 1 января 2014 г. удельная ставка налога составляет 0,98 норвежских крон за 1 куб. м газа/л нефти[111]. Эти налоги относятся к основной деятельности и подлежат вычету при начислении налога на прибыль.

Особым видом налога является сбор за территорию – лицензионный сбор. Целью этого сбора является эффективная эксплуатация лицензионной площади или стимулирование возврата неиспользованных площадей государству. Лицензионный сбор не уплачивается в течение первоначального срока действия лицензии на добычу, который длится 10 лет. По истечении этого периода государство устанавливает дифференцированный сбор за его использование: первый год – 34 000 крон за кв. км, второй – 68 000 крон за кв. км, затем в последующие годы – 137 000 крон за кв. км[112]. Если компания не использует лицензионный участок, то ей становится невыгодно платить лицензионный сбор и она может возвратить этот участок государству. Возвращенные площади могут стать предметом разведки и добычи нефти и газа другими компаниями-недропользователями.

Если лицензиат представляет в Министерство нефти и энергетики «План развития и эксплуатации» месторождения, то лицензионный сбор в отношении участков, граничащих с месторождениями, включенными в план, не выплачивается. Эти участки освобождаются от уплаты сбора до последнего дня добычи. После прекращения добычи лицензионный сбор обычно увеличивается

---

[110] Taxation of Statoil. Statoil annual report 2009. URL: http://www.statoil.com

[111] Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. P. 21.

[112] Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf

в течение трех лет по ставкам, указанным в Таблице 14. Сбор за территорию выплачивается компанией заранее за каждый календарный год в Управление нефтяной промышленности[113].

Налог, который зачисляется в местный бюджет, это налог на имущество. Этот налог вводится по решению муниципалитетов и составляет 1 %.

На основе вышеприведенного анализа можно утверждать, что норвежская система налогообложения:

– во-первых, способствует проведению геологоразведочных работ с целью открытия новых месторождений на континентальном шельфе Норвегии за счет средств компаний-недропользователей, одновременно обеспечивая им страховку от рисков совершения неоправданных инвестиций и потерь в случае обнаружения «сухой» скважины через вычет из валовой выручки 78 % затрат на геологоразведку и убытков, а также переноса убытков на будущие периоды в случае отсутствия прибыли. То есть государство ограничивает налоговую нагрузку до окупаемости нефтегазового проекта и его выхода на проектную мощность;

– во-вторых, эта система универсальна как для разработки новых, так и значительно выработанных месторождений, поскольку позволяет учитывать повышенные капитальные, эксплуатационные и транспортные расходы при расчете налогооблагаемой базы. Здесь работает прогрессивная шкала налогообложения, зависящая от доходности проекта.

– в-третьих, система налогообложения является самонастраивающейся, она реагирует на любую цену на нефть, что ограждает государство от необходимости применения режима ручной настройки как в период слишком высоких, так и слишком низких цен на нефть.

– в-четвертых, она легка в администрировании, а участие государства в лицензиях через ПГФИ на континентальном шельфе Норвегии позволяет

[113] Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf

осуществлять контроль обоснованности затрат, вычитаемых из валовой выручки.

Таким образом, действующая система налогообложения нефтегазовой отрасли Норвегии позволяет, с одной стороны, изымать государству максимальную экономическую ренту от нефтегазовой деятельности, а с другой – остается привлекательной для компаний-недропользователей, поскольку учитывает их возможности и особенности разработки каждого месторождения, несмотря на высокую совокупную ставку.

3.4. Оценка влияния разработки месторождения «Белоснежка» на социально-экономическое развитие города Хаммерфест губернии Финнмарк Норвегии

Разработка месторождения «Белоснежка» в губернии Финнмарк в Норвегии стала началом тех процессов местного развития, которые напоминают описанные экономистом Франсуа Перру «полюса экономического роста». Под «полюсами роста» он понимал компактно размещённые и динамично развивающиеся отрасли промышленности и отдельные предприятия, в которых сосредоточен «импульс развития», оказывающий влияние на территориальную структуру хозяйства и её динамику. Образование «центров развития» происходит в результате концентрации нововведений, которые группируются вокруг лидирующей отрасли. Если эта отрасль способна оказать положительный мультипликативный эффект, то она образует «полюс роста». Франсуа Перру разработал модель взаимодействия «полюса» и его окружения, в соответствии с которой ключевую роль в развитии хозяйства региона играет правильный выбор отраслей или их сочетаний и точек их развития, который обеспечивает наиболее эффективное экономическое развитие региона. Для того, чтобы эта модель работала, необходимо на основе теоретических построений и анализа эмпирических данных определить «полюс

развития» и создать для него благоприятные условия путем активизации инвестиционной политики государства[114].

В России за всю историю развития нефтегазовой отрасли были сформированы целые регионы, социально-экономическое развитие которых определялось нефтегазовой деятельностью. В наибольшей степени это проявилось в Западной Сибири, где за непродолжительный период времени были созданы города: Стрежевой (Томская область), Мегион, Нефтеюганск (Ханты-Мансийский автономный округ), Новый Уренгой, Ноябрьск (Ямало-Ненецкий автономный округ) и др. Безусловно, нефтегазовые предприятия сыграли важную роль в социально-экономическом развитии этих городов и регионов, однако они (предприятия) не стали теми «полюсами роста», которые были описаны выше. Почему так произошло?

Проблема заключается в том, что в российских регионах практически не развиваются вспомогательные отрасли нефтегазового комплекса, большинство заказов отдаётся иностранным подрядчикам, местные ресурсы оказываются незадействованными в нефтегазовых проектах. Система лицензирования нефтегазодобывающей деятельности не способствует решению текущих проблем. В этой связи рассмотрение теории «полюсов роста» и её применение на примере проекта «Белоснежка» является актуальным для России.

«Белоснежка» является ярким примером того, каких результатов можно достичь в развитии бедного бесперспективного региона благодаря эффективному государственному администрированию, правильной политике лицензирования и налогообложения.

Газовое месторождение «Белоснежка» было открыто в 1984 г. в Баренцевом море. В 2007 г. месторождение было введено в эксплуатацию компанией «Эквинор» (тогда еще «Статойл»). Запасы месторождения составляют порядка 193 млрд куб. м природного газа. Производственный комплекс на месторождении, находящийся на глубине 340 м, насчитывает

[114] Perroux, E. (1950). Economic Space: Theory and application. The Quarterly Journal of Economics, 64(1), 89-104

19 добычных скважин и одну скважину CO_2. Газ из скважин транспортируется по подводному трубопроводу (160 км) на полуостров Мелкойя, где располагается СПГ-комплекс, и там сжижается. С СПГ-завода газ поставляется в страны Европы и США.

По состоянию на декабрь 2019 г. доли в проекте распределены следующим образом:

- «Эквинор» – 36,79 %;
- «Петоро» – 30 %;
- «Тоталь Эксплорейшн и Продакшн Норге АС» (Total E&P Norge AS) – 18,4 %;
- «Нептун Энерджи Норге» (Neptun Energy Norge) – 12 %;
- «Винтерсхалл Деа Норге» (Wintershall Dea Norge) – 2,81 %.

СПГ-завод находится вблизи города Хаммерфест в губернии Финнмарк. До начала строительства завода город никак не был связан с нефтегазовой деятельностью – это был один из крупнейших центров рыболовства и рыбной промышленности Норвегии, который в 1990-е гг. переживал тяжёлые времена: деловое сообщество страдало от недостатка капитала вследствие низкого уровня рыночной активности, в 1990-х – начале 2000-х гг. отток населения (ежегодно) составлял порядка 615 человек (при численности населения около 9 000 человек), в особенности активной его части в возрасте от 20 до 40 лет, поскольку граждане не видели для себя перспектив в данном регионе. В связи с низкой деловой активностью наблюдался высокий уровень безработицы.

Так как разработка месторождения велась далеко на севере, в малонаселенном районе с арктическим климатом и ограниченной инфраструктурой, «Эквинор» стремился избегать слишком больших объёмов строительных работ на острове Мелкойя и принял решение о предварительной сборке многих составляющих за границей. Это решение было обусловлено не только климатическими условиями, но еще двумя факторами: в начале 90-ых гг. нефтесервисная отрасль Норвегии не до конца окрепла и не обладала опытом реализации СПГ-проектов, поскольку в Норвегии до этого не было ни

одного подобного проекта. В этой связи «Эквинору» пришлось прибегнуть к помощи иностранных подрядчиков. Немецкая компания «Линде» (Linde) отвечала за разведку, приобретение оборудования, а также строительство охладительной башни с криогенными блоками и теплообменниками, что является ключевой технологией производства СПГ. Итальянская компания «Нуово Пиньоне» (Nuovo Pignone) поставляла компрессоры, бельгийская «Фабриком» (Fabricom) и голландская «Херема» (Heerema) получили подряды на создание модульного оборудования, трубных эстакад, ловушек для конденсата и сопутствующее технологическое оборудование. Испанская «Драгадос Офшор» (Dragados Offshore) отвечала за сборку установки подготовки, а испанская судостроительная компания «Конструксьон Наваль» (Construction Naval) построила баржу, на которой завод полностью был перевезён на север[115] (см. Таблицу 16).

Однако основные подряды по подводному добычному комплексу и земельным участкам на острове Мелкойя были отданы крупными норвежским и международным компаниям. Транснациональная буровая компания «Трансоушн» (Transocean) получила подряд на буровые работы, а норвежская компания «Айбел» (Aibel) – основной подряд на производство подводного оборудования. Другая норвежская компания «Текнип Офшор Норге» (Technip Offshore Norge) и голландская «Олсиз Марин Контракторс» (Alleseas Marine Contractors) отвечали за прокладку трубопроводов и кабелей между донными комплексами. На острове Мелкойя норвежско-датское предприятие «Афс Пил Груп» (Afs Pihl Group) провело инженерные работы, построила причал для отгрузки и заложила фундаменты, а шведская компания «Сканска» (Skanska) и компания «Нордик Вейдекке» (Nordic Veidekke) построили туннель и административное здание. Бельгийская «Трактебель» (Tractebel) и шведская «НСиСи» (NCC) совместно построили резервуары-хранилища. Норвежская компания «Акер Квернер» (Aker Kvaerner) выполнила электромонтажные

[115] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

работы, норвежская «Кафер АйКиЭм» (Kaefer IKM) провела изоляционные работы, а также работы по установке строительных лесов и подготовке поверхностей. Норвежская «Акер Сторд» (Aker Stord) получила основной подряд на сборку и механомонтаж. Деятельность местных компаний включала строительство подъездных дорог и туннелей к острову Мелкойя, взрывные работы и архитектурно-ландшафтное проектирование производственной зоны, закладку фундаментов и подготовку резервуаров-хранилищ[116] .

Таблица 16.

Подрядные организации по проекту «Белоснежка»

Вид оборудования и работ	**Подрядчик**	**Страна происхождения**
Производство подводного оборудования	Aibel	Норвегия
Прокладка трубопроводов и кабелей между донными комплексами	Technip Offshore Norge	Норвегия
Инженерные работы, строительство причала для отгрузки, закладка фундаментов	Afs Pihl Group	Норвегия, Дания
Электромонтажные работы	Aker Kvaerner	Норвегия
Изоляционные работы, работы по установке строительных лесов и подготовке поверхностей	Kaefer IKM	Норвегия
Сборка и механомонтаж	Aker Stord	Норвегия
Строительство охладительной башни с криогенными блоками и теплообменниками	Linde	Германия
Поставка компрессоров	Nuovo Pignone	Италия
Создание модульного оборудования, трубных эстакад, ловушек для конденсата и сопутствующего технологического оборудования	Fabricom Heerema	Бельгия Голландия
Строительство баржи (на которой завод был перевезён на север)	Construction Naval	Испания
Строительство резервуаров-хранилищ	Tractebel	Бельгия

[116] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 5–71.

	NCC	Швеция

Источник: составлено автором на основе: Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 5–71.

Несмотря на участие иностранных подрядчиков, «Эквинор» старался привлечь к разработке проекта как можно больше местных поставщиков и подрядчиков, а в 1997 г. при активной поддержке компании была создана ассоциация «Петро Арктик», целью которой являлось повышение уровня участия местных подрядчиков. На сегодняшний день она объединяет 340 норвежских поставщиков для нефтегазового комплекса. Изначально ассоциация создавалась конкретно для реализации «Белоснежки», однако сегодня «Петро Арктик» готова к работе на других проектах. Мониторинг за развитием и использованием местного потенциала при разработке «Белоснежки», а также нефтяного месторождения «Голиаф», находящегося в непосредственной близости, осуществляется исследовательским институтом «Норут Альта» (Norut Alta). Также «Эквинор» сотрудничает с программами местных инициатив в области высшего образования, например, такими как «Энерджи Кампус Норд» (Energi Campus Nord).

Анализ информации из базы данных о поставщиках компании «Эквинор» показал, что общая стоимость товаров и услуг, поставленных по проекту «Белоснежка» 60 компаниями, зарегистрированными в Северной Норвегии, достигла 480 млн долл США. Наибольшая часть этой суммы (300 млн долл США) пришлась на долю компаний в Хаммерфесте (принимающий населенный пункт), а также в Альте и Квалсунне (соседние населённые пункты). На долю компаний в других частях округа Финнмарк пришлось 10 млн долл США; в соседнем округе Тромсе – 86 млн долл США; в Нурланне (третьем округе Северной Норвегии) – 58 млн долл США. Общая

стоимость разработки месторождения «Белоснежка» составила около 8 млрд долл США, включая поставки от более чем 2 000 компаний[117] (Рисунок 15).



Рисунок 15. Поставки по проекту «Белоснежка» компаний Северной Норвегии. Источник: составлено автором на основе: Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 5–71.

По мере того, как месторождение развивалось привлекалось все большей и больше компаний. Большинство предприятий, выполняющих подрядные работы на проекте, можно разделить на три группы. Во-первых, это норвежские компании, которые занимались производством оборудования для подводного добычного комплекса, а также проводили инженерные работы (они уже упоминались выше): «Айбел», «Текнип Офшор Норге», норвежско-датское предприятие «Аэфэс Пил Груп», «Акер Кварнер», «Кефер АйКимЭм», «Акер Сторд».

Во-вторых, это местные компании, которые не имеют практически никакого отношения к нефтегазовой промышленности, однако их расположение вблизи участка разработки позволило им влиться в проект «Белоснежка». Сюда относятся компании, которые проводили комплексные земляные работы, осуществляли транспортировку больших объемов щебня,

[117] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9(1), 57–71.

гравия, песка и бетона, строили здания, обеспечивали энергоснабжение, осуществляли транспортировку персонала, поставки продовольствия, услуги по уборке, служба охраны, ликвидацию отходов, ремонт транспорта и т. п. На долю других местных компаний, которые не имели прямого отношения к нефтегазовой промышленности, также пришёлся значительный объём поставок. Местная энергетическая компания установила линии электропередач; региональная транспортная компания обеспечила перевозку работников; еще одна региональная компания предоставила услуги по охране; местная компания по утилизации отходов стала субподрядчиком европейской компании «САР» (SAR); несколько местных компаний поставляли инструменты, спецодежду, продукты питания.

Увеличилось количество местных кадровых агентств и компаний по аренде оборудования. Высокий спрос на квалифицированных рабочих привел к тому, что несколько кадровых агентств региона сосредоточились на найме местной рабочей силы для крупных поставщиков.

У компаний четвертой группы было не так много подрядов на острове Мелкойя, но они получили выгоду от застройки земельных участков и развития других сфер, которые были обусловлены реализацией проекта «Белоснежка». Речь идёт об обширных строительных работах, таких как реконструкция школ, строительство нового культурного центра, реконструкция дорог в муниципалитете. Компания «Статойл» также построила ряд жилых и офисных зданий.

В 2003 г., чтобы повысить доход муниципалитета от деятельности СПГ-комплекса на полуострове Мелкойя, Муниципальный Совет Хаммерфеста ввёл налог на имущество. По окончании строительства инвесторы «Белоснежки» выплачивали в бюджет муниципалитета этот налог в объеме 135 млн норвежских крон ежегодно. В целом доход муниципалитета от этого вида налога составлял 150 млн норвежских крон, из которых всего 15 млн приходилось на долю других предприятий. Таким образом 90 % общего объема

налога на собственность приходится на СПГ-завод [118] (см. Рисунок 16). В настоящее время налог на собственность является единственным доходом от присутствия этих предприятий в регионе. Все остальные налоги от функционирования СПГ-завода, а также от добычи газа выплачиваются не в бюджет муниципалитета, а в государственный бюджет Норвегии.

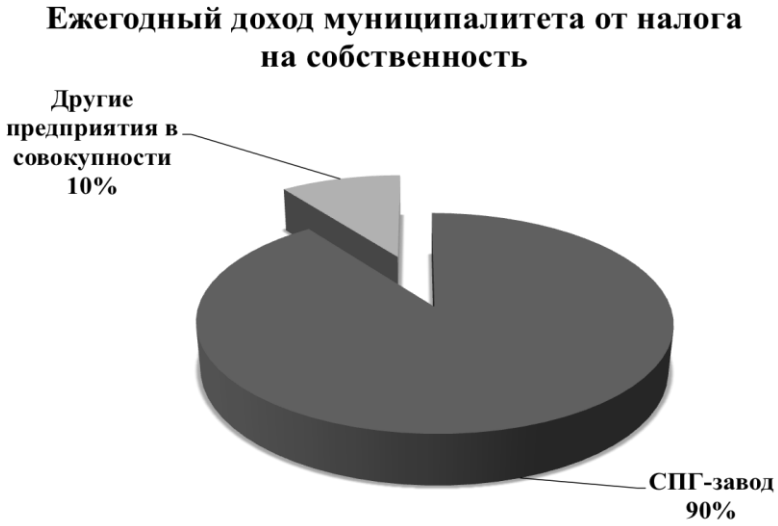


Рисунок 16. Ежегодный доход муниципалитета от налога на собственность.
Источник: составлено автором на основе: Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

Разработка «Белоснежки» привлекла в Хаммерфест значительное количество рабочей силы. Согласно базе данных доступа компании «Статойл», охватывающей 26 953 человека, в Хаммерфесте в период разработки месторождения большую часть сотрудников составляли норвежские граждане – 18 105 человек, прибывшие из 435 муниципалитетов, но преимущественно – из муниципалитетов местного района и из Западной Норвегии, где находились норвежские поставщики. Так как в проекте участвовали и иностранные подрядчики, рабочая сила привлекалась и из других стран – 8 843 иностранных граждан.

[118] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

Занятость на местном уровне увеличилась, что явилось ещё одним прямым эффектом от реализации проекта. Согласно данным государственных реестров (2002 – 2007 гг.), число занятых на предприятиях и в организациях, зарегистрированных в Хаммерфесте, увеличилось на 33 %, а среди зарегистрированных резидентов Хаммерфеста – на 13 %. Разница между этими двумя цифрами обусловлена большим количеством работников, приезжающих на работу в Хаммерфест из других районов. В количественном выражении наиболее значимым был рост коммунальных услуг на 11 %, но рост на предприятиях, предоставляющих частные услуги (200 %), и рост продаж в розничной торговле (120 %) отражали степень относительного роста, являющуюся наиболее важным показателем[119].

За время разработки месторождения с 2002 – 2008 гг. население Хаммерфеста выросло, (по данным государственных реестров) увеличилось практически на 500 жителей – с 9 020 до 9 407 человек (см. Рисунок 17).

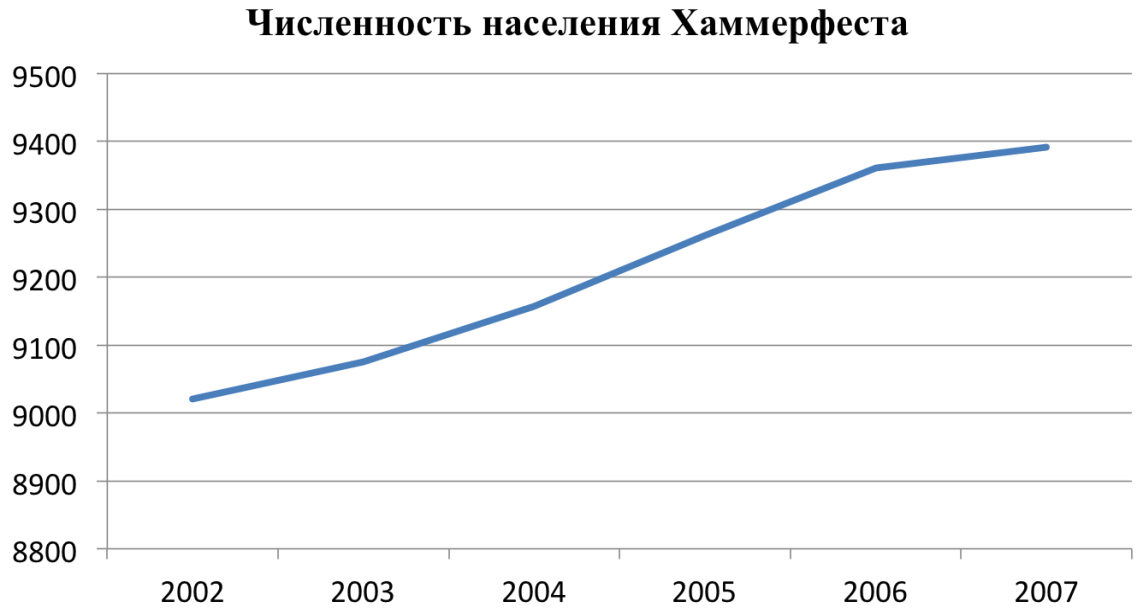


Рисунок 17. Динамика численности населения Хаммерфеста.
Источник: составлено автором на основе: Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

[119] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

В муниципалитете по-прежнему сохранялся отрицательный миграционный прирост (то есть эмиграция превышала внутреннюю миграцию), однако повысилась селективность миграции по возрасту, поскольку миграционный прирост наблюдался в муниципалитете среди возрастных групп 20 – 29 и 30 – 39 лет (для сравнения: на 90 мигрантов меньше в 1996 г. и на 50 – 60 больше ежегодно после 2004 г.). Это вызвало значительные изменения в структуре населения, а также произвело существенный долгосрочный эффект, связанный с повышением рождаемости. Более того, изменилось соотношение мужчин и женщин среди населения: до 2006 г. в Хаммерфесте количество мужчин и женщин было одинаковым, а в 2008 г. количество мужчин превысило количество женщин на 155 человек.

Демографическое развитие, включая изменения в количестве и структуре населения, оказало влияние на рынок жилья. Согласно данным государственных реестров, в 2002 г. был построен один частный дом, в 2005 г. количество построенных домов увеличилось до 230, а в 2008 г. было построено 55 домов. Одновременно продажи домов возросли с 65 домов в 2002 г. до 110 домов в 2006 г., затем сократились приблизительно до 100 домов в 2007 г. По оценке Статистического управления Норвегии, цены на одноквартирные дома и квартиры выросли в среднем с 1 800 долл США за 1 кв. м в 2002 г. до 2 600 долл США за 1 кв. м в 2008 г. Проект «Белоснежка» оказался чрезвычайно выгодным для тех, кто успел обосноваться на местном рынке жилья до 2003 г., однако создал барьеры для покупателей-новичков. Согласно подсчетам, в период 2002 – 2008 гг. в Хаммерфесте было продано 600 домов. Если исходить из того, что общая полезная площадь таких домов среднего размера составляет 100 кв. м (Статистическое управление Норвегии, перепись населения и жилищного фонда 2001 г.), то общая стоимость жилья, реализованная продавцами за этот период, увеличилась на 21 млн долл США, а стоимость общего жилищного фонда увеличилась на 355 млн долл США. Если при этом учесть и показатели

роста активности компаний и государственного сектора, можно сказать, что домовладельцы добились значительных успехов.

Проект «Белоснежка» является примером успешной реализации политики административного лицензирования на континентальном шельфе Норвегии. Мультипликативный эффект от реализации данного проекта представлен ниже (См. Рис. 18):

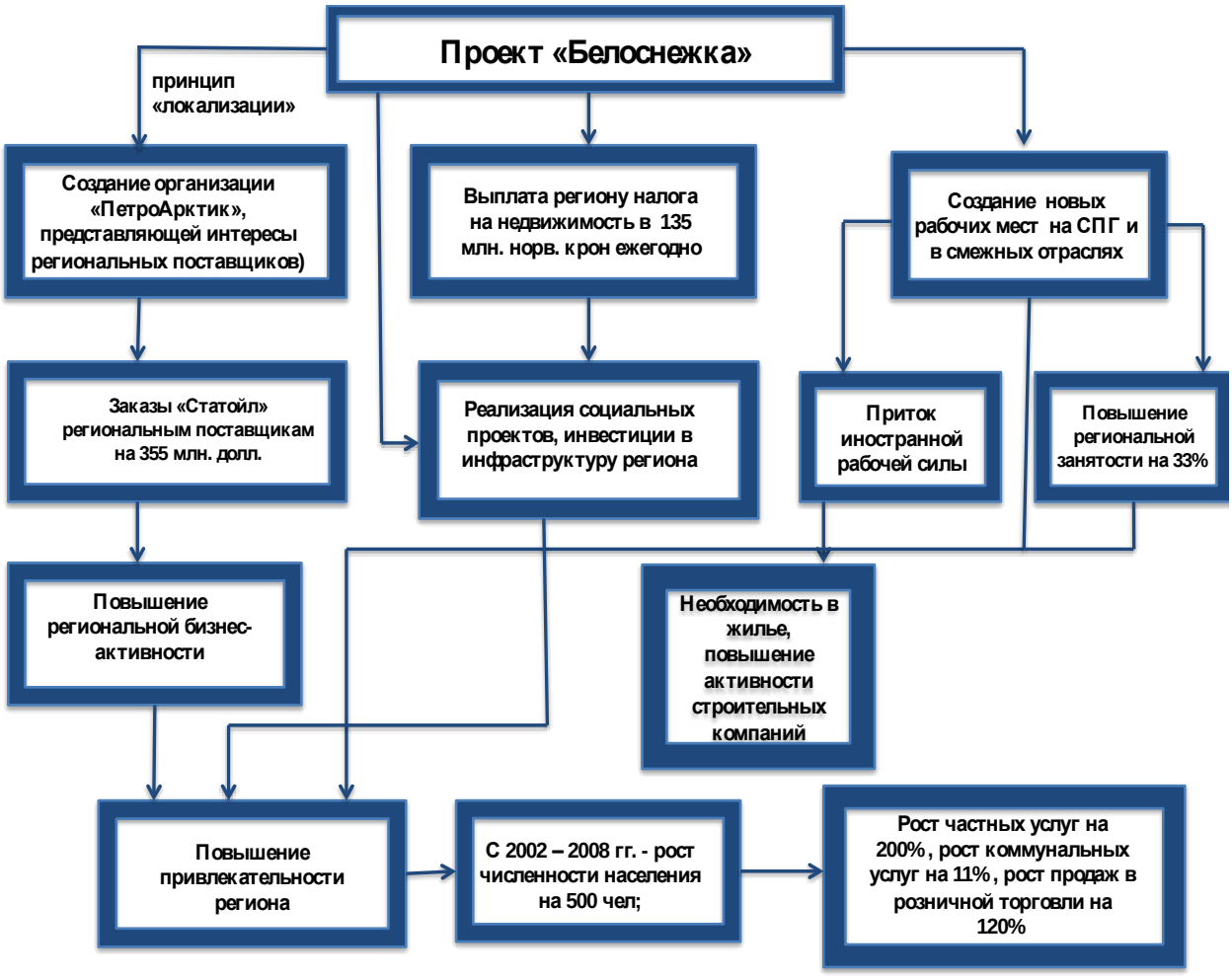


Рисунок 18. Мультипликативный эффект в губернии Финнмарк от разработки газового месторождения «Белоснежка»

Источник: составлено автором на основе: Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 5–71.

Анализ реализации проекта доказал, что разработка месторождения стала началом тех процессов местного развития, которые напоминают описанные Перру «полюса экономического роста»[120]: развитие происходило в

[120] Perroux, E. (1950). Economic Space: Theory and application. The Quarterly Journal of Economics, 64 (1), 89–104.

регионе, удаленном и в географическом, и в экономическом отношении, а наиболее значительные процессы развития «полюса» включали поставки местных компаний в пользу «Эквинора» стоимостью более 300 млн долл США, муниципальные инвестиции такого же объёма и резкое увеличение стоимости жилья, принесшее прибыль частным домовладельцам. Такого эффекта от реализации проекта удалось добиться благодаря поддержке компании «Эквинор» местных подрядчиков и поставщиков. Эти меры поддержки были строго обязательными с точки зрения выполнения лицензионного соглашения.

И хотя из соображений экономики, а также с учетом климатических особенностей самые дорогостоящие заказы были отданы иностранным предприятиям, в количественном выражении в реализации проекта преобладали национальные вспомогательные предприятия, на которые пришлось 60%. Таким образом, требование лицензионного соглашения по привлечению максимального количества национальных и региональных поставщиков выполнило свою задачу и обеспечило высокое участие норвежских вспомогательных предприятий в реализации проекта. Стоит оговориться, что это было строительство первого СПГ-завода в стране, то есть у норвежских нефтегазовых компаний не было опыта реализации подобных проектов. Позднее, когда в Норвегии был наработан необходимый опыт и развиты соответствующие компетенции, участие местных нефтесервисных предприятий в нефтегазовых проектах на территории Норвегии значительно повысилось и в настоящее время может достигать 90 %.

Кроме того, при реализации «Белоснежки» увеличились доходы от поступления налогов, преимущественно за счет введения муниципалитетом нового налога на недвижимость: общий доход губернии от налога на недвижимость, взимаемого с завода СПГ, составляет 90 % от общего объема дохода от налога на недвижимость[121] . Увеличение поступления налогов в

[121] Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57–71.

бюджет муниципалитета повысило местную общественную активность, что способствовало появлению новых возможностей на местном рынке рабочей силы. Возросла и активность на рынке частных услуг, который должен был располагаться в районе ведения работ для непрерывного обеспечения потребностей участка разработки. Повышение активности в общественном и частном секторах обеспечивалось ростом местных трудовых ресурсов, что, в свою очередь, обусловило большую потребность в работниках отрасли, регулярно приезжающих на работу.

Таким образом, реализация проекта «Белоснежка» стала прекрасной иллюстрацией механизмов возникновения и развития мощного мультипликативного эффекта от реализации нефтегазовых проектов в Норвегии. А в связи с тем, что в России при строительстве и функционировании второго СПГ-завода не наблюдалось столь значительного мультипликативного эффекта, рассмотрение опыта Норвегии было бы весьма актуально для России.

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

Анализ высоких показателей развития нефтегазовой отрасли Норвегии позволяет утверждать, что в стране действует эффективная стратегия управления нефтегазовым комплексом, основанная на:

– системе административного лицензирования;

– строгом контроле государства разработки месторождений через ПГФИ;

– гибкой системе налогообложения нефтегазовой деятельности.

Системный анализ практики административного лицензирования нефтегазовой деятельности показал, что конкурсный порядок допуска компаний к разработке континентального шельфа Норвегии позволил добиться государству сбалансированного исследования шельфа, начиная от мелких и средних, коммерчески непривлекательных запасов до крупных и прибыльных участков, обеспечил наиболее эффективный способ разработки

месторождений, максимальный уровень извлечения ресурсов, а также наибольший вклад в социально-экономическое развитие страны в целом и добывающих регионов в частности.

С начала развития нефтегазовой отрасли в 1970-ых гг. стратегической целью норвежского государства была максимизация доходов от нефтегазовой деятельности при одновременном рациональном и бережном освоении ресурсов. Вышеприведенный анализ стратегии государственного регулирования нефтегазовой отрасли доказывает, что действующая система налогообложения в сочетании с обязательным участием «Петоро» в разработке месторождений позволяет государству успешно добиваться поставленной цели, обеспечивая бюджету значительные поступления доходов от нефтегазовой деятельности, а также делая разработку шельфа привлекательной для компаний-недропользователей. Государство берет на себя риски в отношении возможных убытков при геологоразведке и превышении затрат при разработке новых месторождений, а также позволяет нефтегазовым компаниям осуществлять ускоренный возврат инвестиций через аплифт. Таким образом, государство забирает себе процент от прибыли, а не от выручки, как это происходит в России. Эта принципиальная разница в механизмах действия влечет за собой серьезные различия во влиянии этих налогов на инвестиционный климат и на интересы компаний.

На основе анализа функционирования различных видов налогов в нефтегазовой отрасли сделан вывод, что норвежская система налогообложения является самонастраивающейся в зависимости от уровня цен на нефть. В этой связи у государства нет необходимости применять «ручной режим», чтобы отражать колебания цен на нефть.

Анализ законодательной базы в области налогового регулирования позволяет установить, что операционный доход компании от деятельности на континентальном шельфе Норвегии в целях налогообложения рассчитывается на основе нормируемых цен, устанавливаемых специально уполномоченным

органом. Таким образом государство страхует себя от риска недополучения доходов в связи с применением компаниями трансфертного ценообразования.

Выявлено, что участие государства в лицензиях на норвежском континентальном шельфе через ПГФИ, представляемый компанией «Петоро», позволяет государству определять стратегию развития месторождения и напрямую контролировать нефтегазодобычу на месторождениях, приводит к положительным результатам в области повышения прозрачности системы налогообложения в отрасли, а также обеспечивает государственному бюджету стабильный гарантированный дополнительный источник дохода.

В целом стоит отметить, что регулирование нефтегазового комплекса, основанное на строгой системе административного лицензирования, гибкой политике налогообложения, а также участии государственной «Петоро» в лицензиях на континентальном шельфе Норвегии позволяет отрасли функционировать в полном соответствии с критериями концепции устойчивого развития за счет бережного и рационального освоения ресурсов, вклада нефтегазовых компаний в социально-экономическое развитие добывающих регионов, соблюдении требований по окружающей среде, а также формирования за счет нефтегазовых доходов финансового резерва для будущих поколений в виде крупнейшего Нефтяного фонда в мире.

Глава 4. Направления совершенствования системы лицензирования и налогообложения в нефтегазодобывающей отрасли в России

4.1. Возможности совершенствования действующей системы лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России на основании его сравнения с норвежской практикой

На основе проведенного анализа системы налогообложения и лицензирования нефтегазовой отрасли России и Норвегии невозможно не увидеть преимущества последней как мощного стабилизационного механизма в развитии экономики как страны в целом, так и ее отдельных регионов. В связи с этим было бы целесообразным внести несколько предложений, направленных на реформирование действующей системы государственного регулирования нефтегазодобывающей отрасли России.

Первоочередной задачей является пересмотр действующей системы лицензирования, а именно – отказ от аукционного метода выдачи лицензий, поскольку он влечет за собой опасность допуска к освоению месторождений компаний, имеющих не самые эффективные технологии для дальнейшей разработки месторождений, но готовых заплатить высокий стартовый платёж и таким образом получить право на разработку залежей. Подобная практика, с одной стороны, может повлечь за собой серьёзные риски относительно должного и рационального развития недр, а с другой стороны, привести к снижению выгод от разработки недр для социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов в результате сокращения налоговых выплат, нежелания компаний инвестировать средства в социально-экономическое развитие региона.

В России более целесообразным является конкурс, основанный на принципе состязательности и позволяющий допустить к работам те компании, которые смогут разрабатывать месторождение самым эффективным способом, добиться максимального уровня извлечения ресурсов и обеспечить наибольший вклад в социально-экономическое развитие региона. Выбор компании должен основываться на оценке финансовых, трудовых, технических характеристик

недропользователя и его готовности внести вклад в социально-экономическое развитие региона, а не на принципе «кто больше заплатит».

В практическом плане решение задачи перехода с аукционной системы на конкурсную станет возможным благодаря совершенствованию закона «О недрах».

В отношении политики налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России представляется возможным сделать ряд выводов и замечаний, которые могли бы носить рекомендательный характер.

1. Ввести на прогрессирующей основе лицензионный сбор за пользование лицензионным участком по истечении 10-летнего срока со дня выдачи совмещенной лицензии на разведку и добычу, в том случае, если компания не ведет геологоразведки и добычи на лицензионном участке. Введение подобного сбора будет стимулировать недропользователей разрабатывать все залежи в пределах предоставленных им земель или же возвращать их государству с целью передачи другим компаниям-недропользователям, а не удерживать у себя на балансе. Таким образом, будет обеспечиваться рациональное использование ресурсов, что вполне соответствует концепции устойчивого развития.

2. Необходимо пересмотреть основной принцип налогообложения в нефтегазовой отрасли: вместо налога с валовой стоимости добытого сырья рассмотреть возможность введения налога с чистого дохода от нефтегазовой деятельности – налог на финансовый результат (далее – НФР). Это позволит нефтегазовым компаниям разрабатывать не только новые месторождения, освоение которых при текущей системе является нерентабельным, но и действующие, уже значительно выработанные месторождения. Новый налог (см. Таблицу 8) сможет обеспечить дифференциацию налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи нефти и газа, учитывая не только получаемый добывающими предприятиями валовый чистый доход, но и затраты на добычу нефти и газа на конкретном месторождении. В соответствии с изменениями, НФР должны будут облагаться доходы от продажи нефти за

вычетом операционных расходов на добычу и расходов (капитальные затраты не вычитаются – вычитается амортизация) по доставке товара до покупателя (см. Таблицу 17).

Таблица 17.

Расчёт налогооблагаемой базы НФР

Расчётная выручка (объём добытого УВС х цена), из которой вычитаются
− Расходы на геологоразведочные работы (до 50 %);
− Амортизация (на капитальные вложения);
− Расходы, связанные с производством и реализацией нефти и попутно залегающих полезных ископаемых, транспортные расходы;
− Экспортная пошлина, акциз;
– Налог на имущество, транспортный налог и др. региональные налоги
= Налог на финансовый результат

Источник: составлено автором на основе следующих материалов:
Налогообложение нефтяной отрасли : введение НФР [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва. – 2015. – Режим доступа: http://docplayer.ru/26270060-Nalogooblozhenie-neftyanoy-otrasli-vvedenie-nfr-moskva-2015-g.html
Налог на финансовый результат [Электронный ресурс] // Национальный нефтегазовый форум. – Москва. – 2015. – Режим доступа: – http://oilandgasforum.ru/data/files/Digest_final_press.pdf
Налоговая реформа нефтяной отрасли [Электронный ресурс] // Vygon Consulting. – 2015. – Режим доступа: https://vygon.consulting/upload/iblock/6b7/vygon_consulting_upstreamtaxreform.pdf
НФР – основа следующего маневра [Электронный ресурс] // Vygon Consulting. – Нефтегазовая вертикаль . – №1. – 2015. – Режим доступа: https://vygon.consulting/upload/iblock/6d8/ngv_1_2015_rubtsov_ezhov.pdf

3. В России остро стоит вопрос с геологоразведкой, получивший свое развитие после периода реформ 1990-ых гг. Геологоразведочная деятельность находится в условиях стабильного недофинансирования, что в обозримой перспективе может привести к тому, что отрасль может столкнуться с недостатком подготовленных запасов без увеличения объемов геологоразведочных работ и формирования так называемого поискового задела. Сейчас рост объемов поисковых работ сдерживается низкими ценами на нефть и отсутствием в российском законодательстве целевых инструментов экономического стимулирования геологоразведки.

У компаний отсутствуют стимулы для финансирования развития отечественной минерально-сырьевой базы. Большинство нефтегазовых компаний предпочитают получать месторождения из нераспределенного фонда, а не вкладывать собственные средства в геологоразведку.

В этой связи необходимо мотивировать недропользователей к долгосрочному освоению и разведке месторождений. Такой мотивацией мог бы стать вычет части расходов на геологоразведочные работы из налогооблагаемой базы. Применение подобной схемы позволит государству активизировать геологоразведочную деятельность, сформировать фонд месторождений для будущих поколений и следовательно предотвратит падение добычи, которая в свою очередь может вызвать недополучение бюджетом налоговых поступлений. А это скажется на социально-экономическом развитии страны.

Однако есть опасения, что при переходе на новую систему налогообложения на основе НФР и учете расходов на геологоразведку при выплате данного налога государство столкнется с проблемой недополучения налоговых поступлений в федеральный бюджет: во-первых, размер выплачиваемого налога будет напрямую зависеть от доходности проекта, а на разных этапах она варьируется. Во-вторых, расчёт налоговой базы на основе стоимостных показателей открывает для нефтегазовых компаний возможности по занижению налогооблагаемой базы за счёт завышения издержек. Именно поэтому Правительство Российской Федерации не решается на кардинальную перестройку налоговой системы, а вводит изменения «точечно».

Реформирование системы налогообложения в нефтегазовой отрасли требует усиление контроля со стороны государства за действиями всех участников консорциума по разработке месторождений. Контроль исполнения лицензий подразумевает под собой создание системы учёта добычи углеводородов по качеству, мощности добывающих скважин и другим параметрам, которые определяют величину издержек, в дальнейшем учитываемых при расчете налогооблагаемой базы. Контроль может быть

обеспечен за счет участия государства в разработке месторождений по примеру норвежского ПГФИ. Государственная компания-регулятор будет заниматься учётом добычи углеводородов по качеству, регламентацией деятельности мощностей добывающих скважин и других параметров, определяющих величину издержек производства. Кроме того, у государства будет решающее слово по вопросу определения стратегии развития проекта.

Опыт Норвегии доказал, что непосредственное участие ПГФИ в лице «Петоро» в реализации нефтегазовых проектов позволяет государству напрямую контролировать нефтегазодобычу на месторождениях, приводит к положительным результатам в области повышения прозрачности системы налогообложения в отрасли, а также обеспечивает государственному бюджету стабильный гарантированный дополнительный источник дохода.

Российское государство через такую компанию-оператора сможет выступать инвестором проекта, финансируя часть затрат, а затем получать часть выручки пропорционально своей доле, что будет способствовать увеличению государственных доходов от деятельности нефтегазового сектора, обеспечению контроля всех финансовых вопросов, участию в разработке стратегии нефтегазового комплекса и бережному отношению к ресурсам.

Такой механизм станет эффективным инструментом в руках государства как в изучении природных богатств страны, так и при установлении взаимоотношений с крупными отечественными и зарубежными компаниями. Однако участие компании-оператора должно быть обязательным только при разработке средних (от 3 до 30 млн т нефти и от 3 до 30 млрд куб. м газа) и крупных месторождений (от 30 до 300 млн т нефти и от 30 до 300 млрд куб. газа), в категорию которых попадают и недра федерального значения до 70 млн т извлекаемых запасов. При разработке мелких месторождений участие государства нецелесообразно, поскольку объемы извлекаемых углеводородов небольшие и компании не будут заинтересованы в их разработке совместно с государством.

Пересмотра требует также и практика привлечения подрядчиков к реализации нефтегазовых проектов, что должно найти отражение в лицензионных соглашениях.

В настоящее время нефтегазовая промышленность в России передаёт 90 % работ по поиску и добыче природных ресурсов подрядчикам.

Спектр работ, передаваемых на выполнение подрядчикам и субподрядчикам в российском нефтегазовом комплексе, включает следующие области:

- проектирование;
- поставки материалов и оборудования;
- буровые работы и связанное с этим строительство;
- строительство трубопроводов и других промысловых объектов;
- строительство и реконструкцию инфраструктуры (дорог и мостов);
- перевозку, хранение и погрузку-разгрузку;
- анализ исходного состояния и мониторинг;
- предоставление услуг (связь, набор персонала, водительские услуги, уборка, питание);
- работы, связанные с переработкой и хранением добываемой нефти (установки по подготовке нефти и газа, заводы по производству сжиженного газа, терминалы по его погрузке и т. д).

Как показала практика норвежцев, которые в начале становления нефтегазовой отрасли опирались на услуги зарубежных подрядчиков, основную долю этих работ можно постепенно передать местным компаниям, либо привлекать компании из других регионов страны. Такая практика способствует укреплению экономики не только отдельных регионов, но и страны в целом.

В настоящее время в России превалирует практика привлечения зарубежных подрядчиков к выполнению работ в нефтегазовом секторе. Например, нефтегазовые предприятия в ЯНАО активно нанимают многих иностранных подрядчиков, таких как «Шлюмберже», «Амек», «Акер Солюшенс». Среди российских компаний особенно распространена практика

закупки иностранного бурового оборудования и привлечения иностранных сервисных компаний для его обслуживания. Однако подобная стратегия не способствует созданию добавленной стоимости в добывающем регионе и негативно сказывается на социально-экономическом развитии регионов.

Практика привлечения иностранных подрядчиков объясняется тем, что в России нефтесервисная отрасль слабо развита: многие компании не обладают необходимой технической базой и квалифицированными сотрудниками. Сложившаяся ситуация возникла из-за того, что 20 лет назад сервисные предприятия находились внутри ВИНКов. В тех условиях у них не было никаких сложностей, поскольку они работали при конкретной компании-недропользователе, их мощности были полностью загружены: обладая необходимой материально-технической базой, они в полной мере обеспечивались необходимыми объемами работ. Затем, в конце 1990-х гг., ВИНКи стали избавляться от непрофильных активов и вывели из своих структур научно-исследовательские институты и сервисные подразделения. Таким образом, сервисные компании, обслуживающие нефтедобычу и переработку, выделились в одну отрасль, однако никакой законодательной базы для их деятельности создано не было.

Ещё некоторое время сервисная отрасль работала по инерции и оказывала нефтегазодобывающим и перерабатывающим предприятиям услуги, но вся их выручка уходила на выплату налогов и зарплат, и свободных средств, которые могли бы быть вложены в техническое перевооружение, практически не было. Ситуация значительно ухудшилась, когда на российский рынок начали заходить иностранные сервисные компании, уровень услуг и продукции которых значительно превосходил отечественный. За 12 лет зарубежный сервис увеличил долю своего присутствия с 10 % до 65 %, а российский снизил свою долю с 90 % до 35 %.

Для того, чтобы реализация нефтегазовых проектов приносила выгоду нефтегазодобывающим регионам, обязательным условием получения лицензии мог бы стать принцип локализации, обязательного привлечения местных

подрядчиков, рабочей силы, а также региональных научно-исследовательских центров к реализации проекта. Государству необходимо максимально задействовать внутренние ресурсы и снизить уровень зависимости от услуг иностранных поставщиков.

Разработка месторождений совместно с отечественными вспомогательными предприятиями будет способствовать:

- созданию добавленной стоимости в регионе;
- повышению конкурентоспособности отрасли в целом;
- повышению занятости местного населения;
- привлечению финансовых средств в экономику страны.

Но принцип локализации не должен быть жестко унифицирован. Это связано с тем, что для одних проектов оборудование полностью производится в России, для других – за рубежом. Поэтому полный отказ от зарубежных поставщиков может парализовать деятельность проектной компании. В этой связи необходимо выработать какие-то усреднённые числа обязательного участия местных подрядчиков, но эти числа могут отличаться в зависимости от конкретных условий. Наиболее рациональным подходом является изучение региональными властями крупных инвестиционных проектов в местном нефтегазовом комплексе и определение уровня локализации после тщательного анализа ситуации.

На региональном уровне необходимо разработать нормативно-правовую базу, связывающую получение лицензий на недропользование с обязательством компаний ориентироваться при разработке нефтегазовых месторождений на оборудование отечественного производства, а также сделать необходимую поправку на это условие в федеральном законе «О недрах».

Чтобы ввести принцип локализации, местным властям необходимо сделать подрядные организации конкурентоспособными, то есть оказать помощь и поддержку местной индустрии или же привлечь силы заказчика. Это может осуществляться за счёт инвестиций в НИОКР, за счет создания НИИ,

центров по обучению сотрудников, организации различного рода обучающих программ, семинаров и т. д.

Государство через региональные органы власти должно оказать помощь предприятиям машиностроения в переоснащении производства и в выпуске новейшего оборудования как для наземной, так и для морской добычи. Нужно стремится, чтобы это оборудование было конкурентоспособным на мировом рынке. Производство конкурентоспособной продукции позволит сделать экономику региона менее зависимой от сырьевых отраслей.

Такое укрепление экономической ситуации в нефтегазодобывающих регионах станет возможным только через заинтересованность нефтедобывающих компаний, а это, в свою очередь, становится возможным через введение принципа локализации в лицензионное соглашение, которое определяет условия деятельности компаний не только по разработке и освоению месторождений, но и по социально-экономическому развитию региона.

4.2. Результаты экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» при различных сценариях налогообложения и государственного участия в проекте

В данном параграфе рассматривается эффективность реализации проекта «ЯМАЛ СПГ» при различных сценариях, в частности:

1. Первый вариант подразумевает реализацию проекта в условиях стандартной российской системы налогообложения в отсутствии всяких льгот. Для государства такой сценарий является самым предпочтительным, поскольку в этом случае оно получает наибольший объем налоговых поступлений, которые затем можно направить на социально-экономическое развитие страны (см. Приложение 10).

2. Второй вариант предполагает реализацию проекта с учетом региональных льгот, применяемых при добыче углеводородного сырья на лицензионных участках, расположенных в ЯНАО. Речь идет о пониженной

ставке НДПИ в течение 12 лет с начала добычи с учетом регионального коэффициента (см. Приложение 11).

3. В третьем варианте в отношении проекта применяется нулевая ставка НДПИ на газ/газовый конденсат до достижения накопленной добычи в объеме 250 млрд куб. м газа/20 млн т конденсата, нулевая ставка экспортной пошлины, пониженная ставка налога на прибыль (15,5 %) и предоставляется освобождение от налога на имущество до достижения накопленного уровня добычи 250 млрд куб. м газа. То есть это те условия, на которых в действительности реализуется проект (см. Приложение 12).

4. Четвертый вариант подразумевает применение норвежской системы налогообложения по отношению к проекту и прямое государственное участие по примеру норвежского ПГФИ (см. Приложение 13).

Для экономической оценки вариантов использованы следующие основные показатели эффективности:

– чистый дисконтированный доход (DCF – накопленный дисконтированный денежный поток за отчетный период) или дисконтированный поток денежной наличности (NPV) – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений за вычетом инвестиций, направляемых на разработку месторождения и приведенная к году оценки;

– внутренняя норма рентабельности (IRR) – значение переменного норматива дисконтирования, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, то есть величина суммарного потока наличности (NPV) за расчетный срок равна нулю. При оценке эффективности IRR отражает годовой процент на вкладываемый капитал, который может получить инвестор. Разность между IRR и нормой дисконта характеризует степень финансовой устойчивости проекта. Чем больше IRR по проекту превышает ставку дисконта, тем надежнее этот проект, т.е. степень риска небольшая;

– дисконтированный индекс доходности инвестиций (DPI) – отношение суммы дисконтированных денежных притоков (прибыли от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему

капитальных вложений. Данный критерий для эффективного проекта должен быть больше единицы;

– дисконтированный период окупаемости капитальных вложений (DPP) – наиболее ранний момент времени в расчётном периоде, после которого накопленный дисконтированный доход (DCF) становится и в дальнейшем остаётся неотрицательным;

– доход государства: налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты всех уровней (ДДГ) – накопленные дисконтированные отчисления в бюджеты всех уровней за расчётный период.

Расчёты проведены на основании исходных данных, имеющихся в открытых источниках. Оценка произведена на дату 01.01.2019 г.

Экономические расчёты выполнены при условии реализации добываемой продукции на экспорт в азиатском и европейском направлениях. Предполагается, что треть объема произведенной продукции будет направлена в Азию по Северному морскому пути в сезон навигации, вторая треть – в Европу, а последняя – в Азию через Суэцкий канал. Таким образом, доля реализации продукции на азиатский рынок составляет 66 % (см. Приложение 9).

Цены продажи СПГ приняты по формуле привязки к цене нефти сорта Brent:

$Ц_{спг} = Ц_н * k + b$, где

$Ц_{спг}$ – цена СПГ, долл/ млн БТЕ

$Ц_н$ – цена нефти сорта Brent, долл/барр;

k – коэффициент привязки к цене нефти;

b – коэффициент, отражающий расходы на доставку.

Прогнозные цены на нефть сортов Brent и Urals приняты на уровне средних за 2018 г.: 71,38 и 70,01 долл/барр соответственно. Курс доллара используется на уровне среднего за 2018 г. – 62,68 руб./долл. Среднегодовая цена нефти сорта Urals рассчитывается на основании данных ежемесячных

писем Федеральной Налоговой Службы Российской Федерации «О данных, необходимых для исчисления НДПИ в отношении нефти».

В связи с отсутствием открытой информации о формуле цены на стабильный газовый конденсат по контрактам «Ямал СПГ», его цена принята на базе цены нефти сорта Urals с премией к цене на уровне средней сложившейся за 2018 г. по данным ПАО «Новатэк»[122] – 68 долл/т.

Для транспортировки газа компания использует построенную инфраструктуру порта Сабетта и новые газовозы класса Arc7, которые способны перевозить сырье без ледокольной проводки в течение летней навигации по Северному морскому пути, причем как в европейском, так и в азиатском направлениях.

В целях оценки транспортные расходы для поставок в Европу прогнозируются на уровне 1,15 долл США за 1 млн БТЕ, для поставок в Азию приняты на уровне 2,22 долл США за 1 млн БТЕ.

Расчеты ПАО «Новатэк» по различным вариантам навигации приведены в Таблице 18:

Таблица 18.

Различные варианты навигации СПГ

	ЯМАЛ СПГ		**Навигация по СМП 12 мес. (Камчатка)**
Затраты на транспортировку в Азию	Навигация по СМП 5 мес.	Навигация по СМП 9 мес.	
$/млн БТЕ	Затраты	Затраты	Затраты
Западный маршрут через перевалку	2,49	2,49	NA
Восточный маршрут через СМП	1,84	1,84	1,65
Средние затраты в Азию	2,22	2,0	1,65
Средние затраты по портфелю с	1,40	1,32	NA

[122] http://www.novatek.ru/common/upload/doc/MDA_12m_2018_(Rus)_(final).pdf

учетом поставок во Францию и Испанию			

Источник: http://www.novatek.ru/common/upload/doc/MDA_12m_2018_(Rus)_(final).pdf

Итоговый расчет цен на продукцию завода представлен в Таблице 19.

Таблица 19.

Расчёт цен на продукцию завода

Прогнозные параметры	**Ед.изм**	**Значения**
Курс доллара	руб./долл	62,6770
Цена нефти сорта Brent	долл /барр	71,383
Цена нефти сорта Urals	долл /барр	70,010
Расчет цены СПГ на азиатском рынке		
Коэффициент привязки цены СПГ к цене нефти (k)	д. Ед	0,14
Коэффициент транспортных расходов (b)	долл./млн БТЕ	2,22
Цена СПГ	долл/млн БТЕ	12,2
Расчет цены СПГ на европейском рынке		
Коэффициент привязки цены СПГ к цене нефти (k)	д. Ед	0,13
Коэффициент транспортных расходов (b)	долл /млн БТЕ	1,15
Цена СПГ	долл./млн БТЕ	10,1
Расчет экспортной цены стабильного конденсата		
Премия на стабильный газовый конденсат по отношению к цене Urals	долл/т	68
Коэффициент баррелизации	барр/т	8,5
Цена СГК	долл/т	663

Источник: http://www.novatek.ru/common/upload/doc/MDA_12m_2018_(Rus)_(final).pdf

Расчет экономических показателей эффективности произведен без учета инфляции. Для приведения предстоящих расходов и доходов, производимых в разное время, к условиям их соразмерности по экономической ценности в

начальном периоде проведено дисконтирование потока наличности предприятия и дохода государства по ставке дисконта 10 % .

По состоянию на 31 декабря 2018 г. доказанные запасы природного газа Южно-Тамбейского месторождения по стандартам SEC составляют 683 млрд куб. м и 24 млн т жидких углеводородов.

Доказанные и вероятные запасы месторождения по стандартам PMRS на конец 2018 г. составили 1002 млрд куб. м газа и 37 млн т жидких углеводородов.

Проектный уровень добычи прогнозируется на уровне 27 млрд куб. м газа в год, как минимум в течение 20 лет.

В качестве горизонта оценки рассматривается период до окончания срока действия лицензии – до 31 декабря 2045 г.

Добыча газа началась в 2017 г. Информация по совокупной добыче за 2017 г. не опубликована, но в отчете компании указан средний уровень добычи в сутки 776 млн куб. м. Т.к. запуск в эксплуатацию линии по сжижению состоялся только в декабре 2017 г. в целях упрощения расчётов принято, что началом производства продукции является 2018 г.

Вариант 1 без льгот:

Ставка экспортной пошлины на СПГ принята на уровне ставки вывозной таможенной пошлины на газ природный в размере 30 % от выручки.

Экспортная пошлина на газовый конденсат принята по ставке вывозной таможенной пошлины на нефть сырую.

Порядок исчисления и уплаты пошлины определяются законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» от 21 мая 1993 г. № 5003-1. Значение ставки экспортной пошлины на нефть определяется на основе специальной шкалы, установленной в зависимости от уровня, сложившейся за период мониторинга средней цены нефти сырой марки «Юралс» на внешнем рынке:

– при цене меньшей или равной 109,5 долл/т – экспортная пошлина не

взимается;

– при цене нефти в диапазоне от 109,5 до 146 долл/т экспортная пошлина устанавливается в размере, не превышающим 35 % разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой нефти в долларах США за 1 т и 109,5 долл/т;

– при цене нефти в диапазоне от 146 до 182,5 долл/т экспортная пошлина устанавливается в размере, не превышающем 12,78 долл/т и 45 % разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой нефти в долларах США за 1 т и 146 долл/т;

– при цене свыше 182,5 долл/т экспортная пошлина устанавливается с учетом изменений, внесенных Федеральным законом от 28 ноября 2015 г. № 324-ФЗ «О внесении изменений в статьи 3.1 и 35 закона Российской Федерации «О таможенном тарифе», ставка определяется в размере, не превышающем 29,2 долл/т и 30 % разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой нефти в долларах США за 1 т и 182,5 долл/т.

В связи с завершением налогового маневра в России на основании п. 4.1 статьи 3.1 Федерального закона «О таможенном тарифе» устанавливается корректирующий коэффициент при расчете экспортной пошлины, начиная с 2019 г.

Корректирующий коэффициент принимается равным 0,833 с 1 января 2019 г. по 31 декабря 2019 г. включительно, 0,667 – с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2020 г. включительно, 0,5 – с 1 января 2021 г. по 31 декабря 2021 г. включительно, 0,333 – с 1 января 2022 г. по 31 декабря 2022 г. включительно, 0,167 – с 1 января 2023 г. по 31 декабря 2023 г. включительно, 0 – с 1 января 2024 г.

Расчёт ставки таможенной пошлины приведён в Таблице 20:

Таблица 20.

Расчет ставки таможенной пошлины

Годы	**Цена нефти Юралс**	**Обмен-ный курс**	**Коэфф. перевода баррелей в тонны**	**Ккорр**	**Ставка таможенной пошлины**
	долл /	руб./долл	барр/т	д. ед.	руб./т
	1	2	3	4	5
2018	70,01	62,68	7,30	1,00	8008
2019	70,01	62,68	7,30	0,83	6671
2020	70,01	62,68	7,30	0,67	5342
2021	70,01	62,68	7,30	0,50	4004
2022	70,01	62,68	7,30	0,33	2667
2023	70,01	62,68	7,30	0,17	1337
2024	70,01	62,68	7,30	0,00	0

Источник: составлено автором

НДПИ на добычу природного газа и газового конденсата начисляется в соответствии с Федеральным законом «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации» от 27.07.2006 N 151-ФЗ, п.п.10, 11 п.2 статьи 342, статьей 342.4 главы 26, части второй Налогового кодекса Российской Федерации.

Размер ставки НДПИ при добыче газа горючего природного составляет 35 руб. за 1000 куб. м. Эта ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Еут) и на коэффициент (Кс), который характеризует степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья. К полученному результату прибавляется значение показателя, который характеризует расходы на транспортировку газа горючего природного (Тг).

Таким образом, ставка НДПИ на газ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{ндпи газ}} = 35 \times Еут \times Кс + Тг$$

Размер ставки НДПИ при добыче газового конденсата составляет 42 руб. за 1 т из всех видов месторождений углеводородного сырья. Данная ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (Еут), на

коэффициент, который характеризует степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (Кс), и на корректирующий коэффициент Ккм. К полученному результату прибавляется величина, равная произведению показателя Кман, и коэффициента, характеризующего количество добытого газового конденсата без учета широкой фракции легких углеводородов, в отношении которой коэффициент Кман не применяется, и равного 0,75.

Таким образом, ставка НДПИ на конденсат рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{ндпи конд}} = 42 \text{ x } Еут \text{ x } Кс \text{ x } Ккм + 0{,}75 \text{ x } Кман$$

Базовое значение единицы условного топлива (Еут) определяется по формуле:

Еут = 0,15 х Кгп х (Цг х Дг+Цк х (1−Дг)) /((1−Дг) х 42+Дг х 35), где

Кгп равно 1,4441 с 1 января по 31 января 2021 г., 1 – с 1 января 2022 г.

Цг – цена газа горючего природного;

Дг – коэффициент, характеризующий долю добытого газа горючего природного в общем количестве газа и газового конденсата;

Цг в свою очередь рассчитывается следующим образом:

Цг = Цв х Ов + Цэ х (1 – Ов), где

Цв – средняя цена газа на внутреннем рынке, рассчитываемая федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;

Ов – коэффициент, характеризующий долю реализации газа потребителям Российской Федерации в общем объеме реализованного организацией газа. В случае рассматриваемого проекта Ов равен 0;

Цэ – расчетная цена газа горючего природного при поставках за пределы территорий государств - участников Содружества Независимых Государств, рассчитываемая по следующей формуле:

Цэ = Цдз х ((100%-Стп)/100%) – Рдз

где Цдз – расчетная цена реализации газа за пределы территорий государств - участников Содружества Независимых Государств, ежемесячно публикуемая федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;

Стп – ставка вывозной таможенной пошлины на газ горючий природный, выраженная в процентах (30 %);

Рдз – расходы на транспортировку и хранение газа за пределами территорий государств - членов Таможенного союза, выраженные в рублях за 1000 куб. м газа. Величина Рдз рассчитывается федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов.

Цк – цена газового конденсата, определяемая по формуле:

Цк = (Ц х 8 – Пн) х Р, где

Ц – средняя за истекший период цена нефти сорта «Юралс» за барр, выраженная в долл США;

Пн – условная ставка вывозной таможенной пошлины на газовый конденсат;

Р – среднее за истекший налоговый период значение курса доллара США;

Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата (Кс), принимается равным минимальному значению из значений коэффициентов Квг, Кр, Кгз, Кас, Корз;

Квг – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов;

В случае, если степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недра (Свг) больше 0,7 и меньше или равна 0,9, коэффициент Квг рассчитывается по формуле:

Квг = 2,75 – 2,5 х Свг.

В случае, если степень выработанности (Свг) больше 0,9, коэффициент Квг принимается равным 0,5. Если Свг меньше или равна 0,7 коэффициент Квг принимается равным 1.

Кр – коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр, в данном случае не применяется, т.к. в данном варианте не учитываются региональные льготы.

Кгз – коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья;

Кас – коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения. В случае, если участок недр, содержащий залежь углеводородного сырья, является ресурсной базой исключительно для региональной системы газоснабжения, коэффициент Кас принимается равным 0,1. В остальных случаях коэффициент Кас принимается равным 1. Не применим к проекту.

Корз – коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр (туронских продуктивных отложений). Не применим к проекту.

Расчет ставки НДПИ на природный газ и конденсат представлен в Приложении 1.

Порядок исчисления, уплаты и ставки налога на прибыль определяются Главой 25 части второй Налогового кодекса Российской Федерации. Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком. Прибылью признается полученный доход, уменьшенный на величину произведенных расходов. Налоговая ставка устанавливается в размере 20 %.

Порядок исчисления, уплаты и ставки налога на имущество определяется Главой 28 части второй Налогового Кодекса Российской Федерации. Ставка принята на уровне максимальной в соответствии с законодательством: 2.2 % от среднегодовой стоимости имущества организации.

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 24.07.2009 г. № 212-ФЗ Федеральный закон «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования

Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» от 24.07.2009 N 212-ФЗ с 01.01.2010 г. страховые взносы должны перечисляться отдельно в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации и Федеральный фонд обязательного медицинского страхования.

Согласно Федеральному закону от 01.12.2014 г. № 406-ФЗ и Постановлению Правительства Российской Федерации от 28.11.2018 г. № 1426 с 01.01.2019 г. установлены новые значения предельной базы для начисления страховых взносов:

– в Пенсионный фонд Российской Федерации – 1150 тыс. руб.;

– в Фонд социального страхования Российской Федерации – 865 тыс. руб.

С 2019 г. установлены следующие тарифы страховых взносов:

– Пенсионный фонд Российской Федерации – 22 % в пределах предельной величины базы, свыше предельной базы – 10 %;

– Фонд социального страхования Российской Федерации – 2.9 % в пределах предельной величины базы, свыше предельной базы – 0 %;

– Федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 5.1 %.

В соответствии с Федеральным законом «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2014 г. и на плановый период 2015 и 2016 годов» от 02.12.2013 г. № 323-ФЗ тарифы страховых взносов в Фонд социального страхования Российской Федерации на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний установлены в размере от 0,2 % до 8,5 % от выплат, начисленных в пользу работников. Принятый в расчетах страховой тариф – 0,2 % от фонда оплаты труда (ОКВЭД 06.20 - Добыча природного газа и газового конденсата).

Проведенные расчеты показывают, что при стандартной системе налогообложения, предполагающей уплату двух основных ресурсных налогов – НДПИ и экспортной пошлины и исключающей налоговые льготы –

дисконтированный доход инвесторов составляет 687 млрд руб., IRR проекта – 15,7 %, дисконтированный срок окупаемости – 15,4 года. Дисконтированный доход государства за счёт поступления налогов и платежей в бюджеты всех уровней составляет 2 958 млрд руб (см. Приложение 10, Таблицу 21).

Таблица 21.

Показатели экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях российской системы налогообложения (полные ставки налогов)

Показатели	Единица измерения	Недропользователя	Государства
Чистый дисконтированный доход	**млн руб.**	**687 009**	**2 958 461**
Внутренняя норма доходности (ВНД)	**%**	**15,7 %**	
Дисконтированный срок окупаемости	**Лет**	**15,4**	
Индекс рентабельности	**доли ед.**	**1,5**	

Источник: составлено автором

2. Вариант с учетом региональных льгот:

При расчёте НДПИ на газ и конденсат учитывается коэффициент Кр, характеризующий географическое расположение участка недр, который для участков, расположенных полностью или частично на полуострове Ямал и (или) Гыданском полуострове в Ямало-Ненецком автономном округе, в течение первых 12 лет после превышения степени выработанности запасов газа горючего природного значения 1 % рассчитывается по следующей формуле:

$Кр = 0,066 \times n + 0,144,$

где n – порядковый номер календарного года, определяемый как разность между годом налогового периода и годом, в котором степень

выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр (Свг) впервые превысила 1 %, увеличенная на 1.

В случае, если в налоговом периоде степень выработанности запасов газа горючего природного конкретного участка недр (Свг) составляет менее 1 %, порядковый номер года (n) принимается равным 1.

По истечении 12 лет коэффициент Кр принимается равным 1.

При применении региональной льготы при расчёте НДПИ на газ и конденсат, NPV инвесторов увеличивается до 856 млрд руб., внутренняя норма доходности проекта составляет 17,4 %, дисконтированный срок окупаемости снижается до 13,7 лет. Дисконтированный доход государства снижается на 169 млрд руб. и составит 2 790 млрд руб. (см. Приложение 11, Таблицу 22).

Таблица 22.

Показатели экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях российской системы налогообложения (с учетом региональных льгот)

Показатели	Единица измерения	Недропользователя	Государства
Чистый дисконтированный доход	**млн руб.**	**855 552**	**2 789 918**
Внутренняя норма доходности (ВНД)	**%**	**17,4 %**	
Дисконтированный срок окупаемости	**Лет**	**13,7**	
Индекс рентабельности	**доли ед.**	**1,6**	

Источник: составлено автором

Вариант 3. С учетом всех льгот проекта:

С учётом всех налоговых льгот, принятых для проекта, NPV инвесторов оценивается на уровне 2675 млрд руб., что почти в 4 раза выше оценки по базовому варианту, норма доходности инвестиций составит 35%,

дисконтированный срок окупаемости – 8,6 лет. Дисконтированный доход государства составляет 971 млрд руб., что в 3 раза меньше оценки по базовому варианту. То есть главными бенефициарами проекта оказываются инвесторы, а не государство (см. Приложение 12, Таблицу 23).

Таблица 23.

Показатели экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях российской системы налогообложения (фактические льготы проекта)

Показатели	Единица измерения	Недропользователя	Государства
Чистый дисконтированный доход	**млн руб.**	**2 674 549**	**970 921**
Внутренняя норма доходности (ВНД)	**%**	**35,0 %**	
Дисконтированный срок окупаемости	**Лет**	**8,6**	
Индекс рентабельности	**доли ед.**	**2,8**	

Источник: составлено автором

Проведенный анализ чувствительности показывает, что проект фактически является безрисковым для инвестора. Единственными факторами, изменение которых может существенно ухудшить экономические показатели проекта, являются снижение запасов, курса доллара или цены СПГ. Причем указанные факторы будут иметь отрицательное влияние на NPV проекта при сокращении более, чем на 60 % (См. Рисунок 19) .

При текущем сценарии российская налоговая система, по сути, перемещает долю природной ренты от государства к инвестору, что нельзя оценить позитивно с точки зрения социально-экономического развития государства.

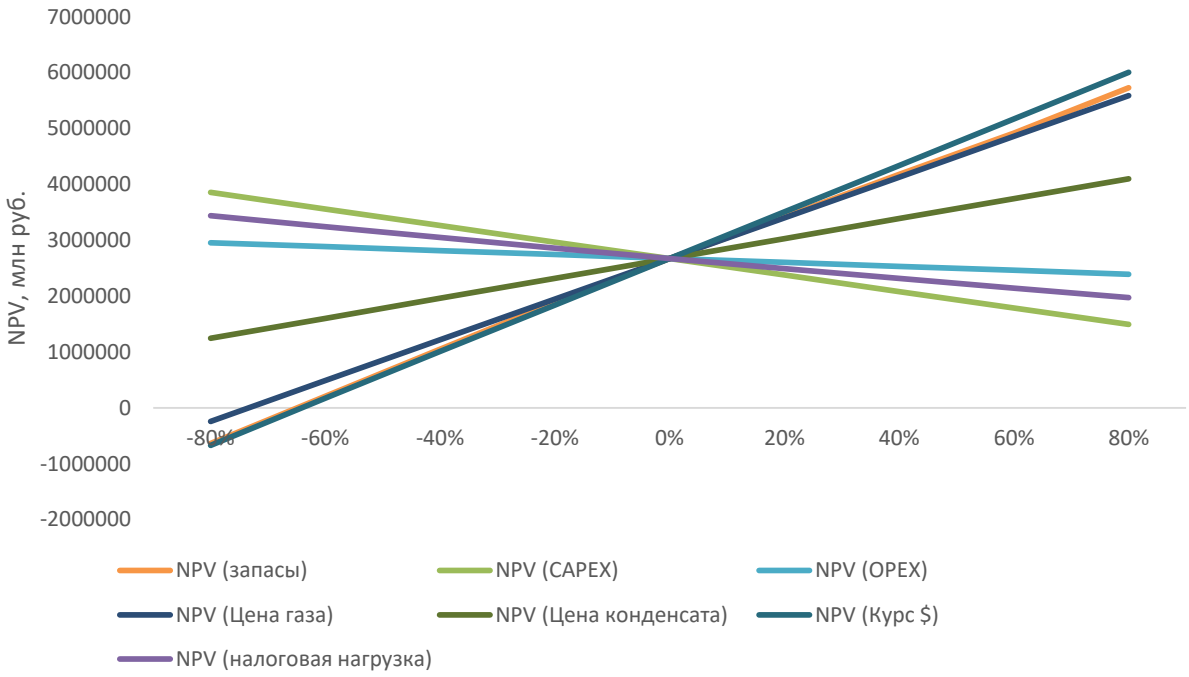


Рисунок 19. Чувствительность NPV к изменению основных параметров проекта
Источник: составлено автором

Дисконтированный доход государства полностью остается в положительном поле при любом изменении факторов, т.к. государственное участие в проекте в рамках данной оценки не рассматривается (См. Рис. 20)

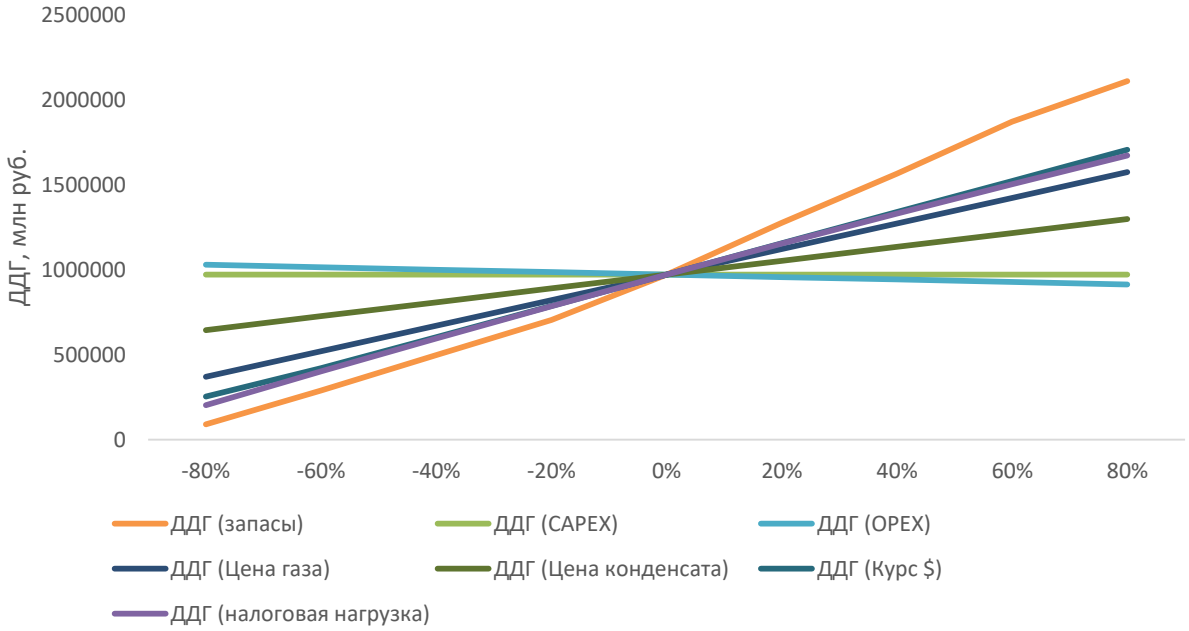


Рисунок 20. Чувствительность ДДГ к изменению основных параметров проекта
Источник: составлено автором

Вариант 4. Норвежская система налогообложения:

При применении норвежской системы налогообложения проект характеризуется наименьшим NPV инвесторов (113,9 млрд руб.), тем не менее проект обеспечивает приемлемый уровень доходности – 11,5 %. Срок окупаемости проекта увеличивается до 21,5 года – вполне допустимый уровень для стран, характеризующихся стабильной экономикой. Дисконтированный доход государства достигает максимального значения – 3 532 млрд руб., на 20 % выше оценки по базовому варианту (см. Приложение 13, Таблицу 24).

Таблица 24.

Показатели экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях норвежской системы налогообложения

Показатели	Единица измерения	Недропользователя	Государства
Чистый дисконтированный доход	**млн руб.**	**113 926**	**3 531 544**
Внутренняя норма доходности (ВНД)	**%**	**11,5 %**	
Дисконтированный срок окупаемости	**Лет**	**21,5**	
Индекс рентабельности	**доли ед.**	**1,1**	

Источник: составлено автором

При данной системе налогообложения проект характеризуется невысокой устойчивостью к изменению цены СПГ, курса доллара, величины запасов и объема инвестиций. Однако негативное воздействие указанных факторов всегда можем быть компенсировано за счёт снижения налоговой нагрузки, которая оказывает значительное влияние на рост NPV проекта (см. Рисунок 21).

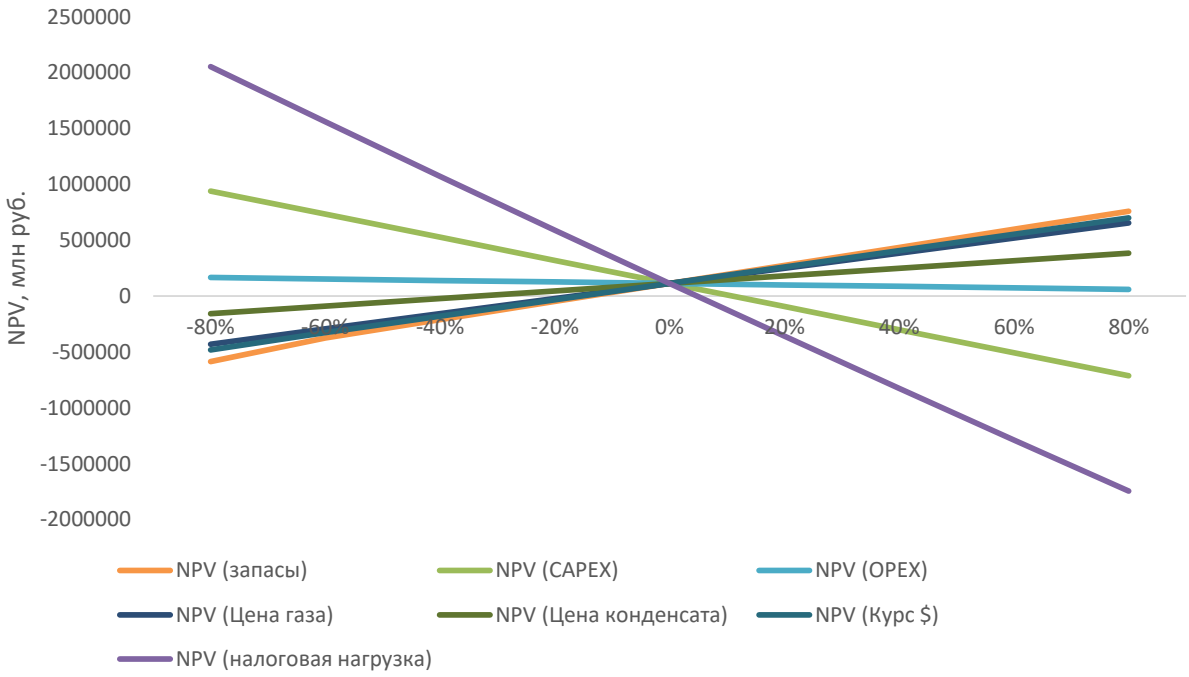


Рисунок 21. Чувствительность NPV к изменению основных параметров проекта
Источник: составлено автором

Дисконтированный доход государства, несмотря на наличие государственного участия в проекте в размере 30 %, остается положительным при рассматриваемом изменении влияющих факторов. Наиболее заметное влияние на ДДГ оказывают объем запасов, курс доллара и цена СПГ.

Подробное сравнение экономических показателей по четырем рассматриваемым вариантам налогообложения приведены в Приложении 15. Графики динамики дисконтированных денежных потоков инвестора и государства представлены на Рисунках 22 и 23.

Рассмотренные сценарии позволяют сделать следующие выводы:

1. Даже при полном отсутствии льгот проект характеризуется положительным денежным потоком и доходностью 15,7 %. Обоснованным для государства уровнем доходности для инвесторов в нефтегазовой отрасли России является значение 16,3 %. При оценке нормы доходности ниже этого значения, ряду нефтегазовых месторождений предоставляется льгота по экспортной пошлине, позволяющая достичь указанный уровень доходности. Таким образом, согласно проведенным в этом параграфе подсчетам льготы,

фактически предоставленные проекту, являются избыточными. Доходность инвесторов, равная 35%, является гораздо выше экономически обоснованного для государства уровня. Даже при предоставлении проекту только региональных льгот доходность уже выше экономически обоснованного для государства уровня.

2. Оценка экономических показателей эффективности проекта при применении норвежской системы налогообложения характеризуется перераспределением денежных потоков со стороны инвесторов в сторону государства, которое, по идее, и должно являться главным бенефициаром в проектах добычи природных ресурсов на его территории.

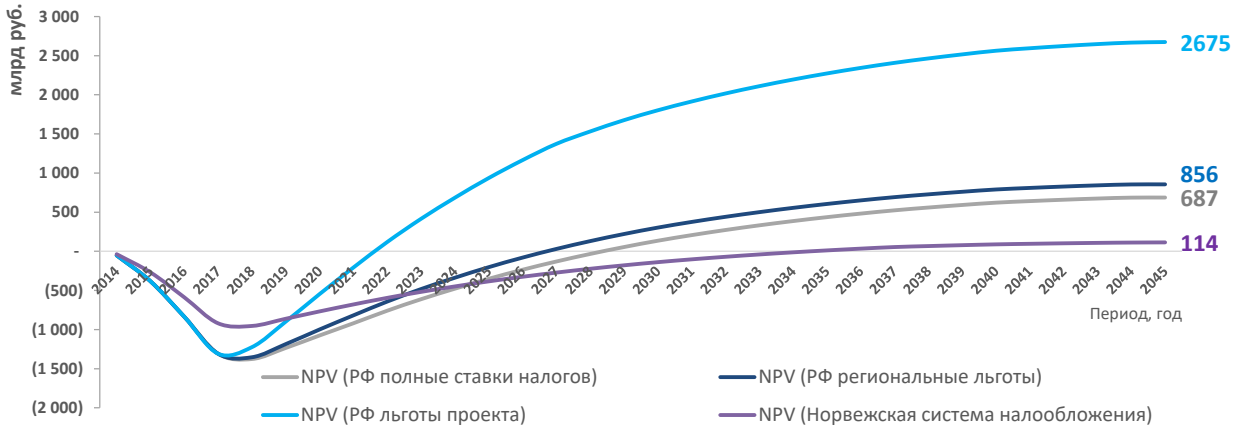


Рисунок 22. Динамика NPV при различных вариантах налогообложения
Источник: составлено автором

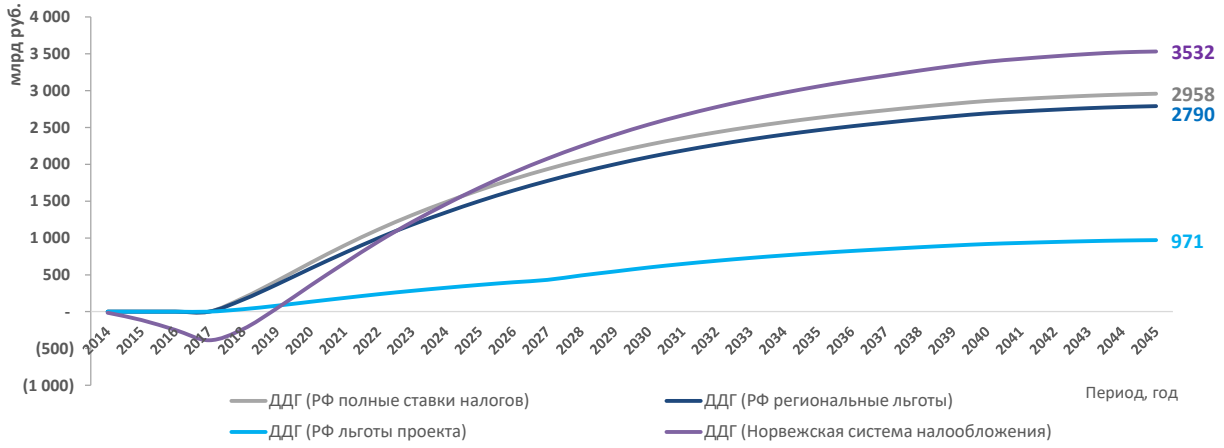


Рисунок 23. Динамика ДДГ при различных вариантах налогообложения
Источник: составлено автором

На основании вышеприведенных расчетов можно сделать вывод, что что норвежская система налогообложения преследует цель максимизации государством ренты от разработки углеводородных ресурсов компаниями-недропользователями, но в тоже время она делает рентабельной разработку ресурсов и для инвесторов. Российская система налогообложения, в случае реализации данного конкретного проекта, а также с учетом многочисленных льгот, предоставляемых компаниям при разработке углеводородов в целом, серьезно благоприятствует инвесторам и позволяет им извлечь больше прибыли, нежели государству. Принимая во внимание, что недра принадлежат всему государству, необходимо скорректировать налоговую нагрузку так, чтобы государственный бюджет получал больше средств, которые могли бы пойти на социально-экономическое развитие России, и одновременно делал разработку ресурсов рентабельной. То есть можно было бы рассмотреть возможность адаптации норвежского практики налогообложения к российским условиям.

4.3. Оценка эффективности от внедрения усовершенствованной системы лицензирования и налогообложения в нефтегазовом комплексе России

Анализ существующей системы государственного регулирования выявил наличие проблем, которые негативно сказываются на социально-экономическом развитии страны. Фактором более устойчивого развития экономики могло бы стать совершенствование системы налогообложения и лицензирования, которое нацелено на увеличение поступления налогов в бюджеты различных уровней, активизацию геологоразведочной деятельности, привлечение инвестиций в основные средства, повышение занятости населения, а также создание специальных стимулов для развития местной нефтесервисной отрасли.

При адаптации норвежского опыта к российским условиям можно ожидать следующих изменений:

1. Использование конкурсного метода выдачи лицензий, где стартовый платеж не играет решающей роли, позволит государству допускать к освоению недр недропользователей, способных не просто заплатить самую высокую цену за получение лицензии, а сделать предложение, экономически и технически выгодное с точки зрения способов освоения ресурсов и развития региона. В результате такого подхода будет обеспечено бережное отношение к углеводородным ресурсам, а также будет максимизирован вклад компаний в развитие регионов. У регионов появится возможность закладывать в конкурсные требования текущие проблемы, решение которых предполагается силами компаний-недропользователей.

2. Замена НДПИ налогом на финансовый результат должно привести к заинтересованности в разработке новых месторождений и повышению рентабельности действующих в России.

Учет доли расходов на геологоразведку при расчете налогооблагаемой базы будет способствовать активизации геологоразведочной деятельности в России и созданию фонда месторождений для дальнейшего освоения. В целом вычет расходов на геологоразведку позволит предотвратить падение добычи в стране и избежать сокращения доходов от нефтегазовой деятельности.

Введение лицензионного сбора должно подтолкнуть недропользователей к разработке всех залежей в пределах предоставленного им лицензионного участка или к возврату их государству с целью передачи другим компаниям-недропользователям для дальнейшей разработки.

От введения Прямого Государственного Финансового Интереса (ПГФИ) в России можно ожидать следующих изменений:

– ПГФИ в нефтегазовых месторождениях даст возможность государству, во-первых, определять стратегию развития освоения ресурсов на каждом конкретном месторождении, обеспечит право решающего голоса в вопросах способов освоения месторождений, распределения полученной прибыли,

инвестирования, строительства капитальных объектов, выбора поставщиков/подрядчиков;

– ПГФИ увеличит поступления в федеральный бюджет. Доход от ПГФИ в структуре доходов от нефтегазовой деятельности может варьироваться в зависимости от доли ПГФИ в каждом конкретном нефтегазовом месторождении.

– ПГФИ в лицензионных соглашениях обеспечит регулирование издержек производства, контроль обоснованности затрат, списываемых на себестоимость продукции, а также исчисление налогооблагаемой базы на основе финансового результата. Новая система позволит обеспечить более строгий контроль доходов компаний и их отчисления в бюджет.

Как было отмечено в предыдущих параграфах, государство активно инвестировало средства в инфраструктуру проекта «ЯМАЛ СПГ», которая в дальнейшем должна стать опорой развития Арктики и послужить другим проектам. При этом кроме налоговых поступлений государство не получает никаких других доходов от реализации данного проекта и сложно прогнозировать, сможет ли оно вернуть вложенные средства. При введении доли государства (по примеру норвежского ПГФИ) в лицензионное соглашение по разработке Южно-Тамбейского месторождения в России можно было бы ожидать дополнительных поступлений в федеральный бюджет. Во всяком случае государство могло бы таким образом осуществить возврат вложенных инвестиций. Как уже говорилось выше, проект «Ямал СПГ» пользуется многочисленными налоговыми льготами, что в итоге влечет передачу излишне высокой доли природно-ресурсной ренты от правительства (государства) в адрес компаний-инвесторов.

3. Локализация производства, акцент на отечественных производителях вызовет поступательное развитие нефтесервисного производства, благодаря чему будет постепенно происходить импортозамещение оборудования для разведки и нефтегазодобычи, которое вызовет сопутствующие изменения в отраслях машиностроения, станкостроения, электроэнергетике, сталелитейной

и химической отраслях промышленности, а также в высокотехнологичных подотраслях, в том числе в разработке программных продуктов. Локализация позволит повысить занятость местного населения, уровень доходов и жизни населения, привлечь финансовые средства в экономику региона, создать добавленную стоимость в регионе, а также повысить конкурентоспособность региона в целом.

Ожидаемые эффекты от новой предлагаемой системы лицензирования и налогообложения представлены в Таблице 25.

Таблица 25.

Достигаемые эффекты от предлагаемой системы лицензирования и налогообложения

Достигаемые эффекты	Текущая система лицензирования и налогообложения	Усовершенствованная система лицензирования и налогообложения
Увеличение поступлений в федеральный бюджет доходов от нефтегазовой деятельности, направляемых на социально-экономическое развитие страны (за счёт введения обязательной доли участия государства в большинстве нефтегазовых проектов)	-	+
Развитие вспомогательных отраслей нефтегазодобывающей отрасли (нефтесервиса)	Нет явно выраженного эффекта	+
Повышение занятости населения, уровня жизни населения	Нет явно выраженного эффекта	+
Обеспечение бережного рационального освоения углеводородных ресурсов, увеличение коэффициента извлечения нефти	Нет явно выраженного эффекта	+
Обеспечение роста рентабельности нефтегазовых проектов	Нет явно выраженного эффекта	+
Обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы за счёт увеличения инвестиций в геологоразведочную деятельность	-	+

Источник: составлено автором

ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

Экстраполяция опыта Норвегии в области политики налогообложения и участия государства в лицензиях на проект «ЯМАЛ СПГ» продемонстрировала, как меняется соотношение доходов от реализации этого проекта между государством и недропользователем. Конкретный пример доказал, что норвежская система налогообложения способствует максимизации дохода государства от нефтегазовых проектов, оставляя его рентабельным для компании-недропользователя. Российская система налогообложения, включающая многочисленные льготы, напротив, предполагает передачу слишком высокой доли природно-ресурсной ренты от государства компании-недропользователю, что является не самым благоприятным сценарием для государства.

В ходе анализа были выделены показатели экономической эффективности, по которым проводилось сравнение различных сценариев налогообложения и государственного участия:

- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма рентабельности;
- дисконтированный индекс доходности инвестиций;
- дисконтированный период окупаемости капитальных вложений;
- доход государства.

На основе анализа и сравнения норвежской и российской практики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей деятельности были выработаны рекомендации по совершенствованию российской системы государственного регулирования нефтегазодобывающей деятельности и проведено прогнозирование эффекта от внедрения усовершенствованной системы.

Заключение

1. В результате анализа практики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей отрасли России выявлены проблемы, которые препятствуют эффективному функционированию отрасли и сказываются на социально-экономическом развитии как отдельных добывающих регионов, так и страны в целом.

Проблемы выявлены на всех этапах лицензирования, начиная от способа предоставления лицензии и заканчивая выполнением лицензионных соглашений компаниями-недропользователями:

– показано, что аукционный способ выдачи лицензий в отдельных случаях приводит к снижению эффективности разработки недр и предполагает меньшую вовлеченность компании в социально-экономическом развитии добывающего региона;

– отмечено, что разработка отдельных залежей в рамках лицензионного участка и удержание на балансе других неразрабатываемых блоков в рамках того же лицензионного участка ведет к образованию упущенной выгоды государства. При этом выявлено, что в России отсутствует эффективный механизм, который бы способствовал возврату государству компаниями неиспользуемых участков для передачи другим недропользователям с целью их дальнейшей разработки;

– доказано, что отсутствие строгого государственного контроля после выдачи лицензий приводит к систематичному нарушению лицензионных соглашений недропользователями, что сказывается отрицательно на эффективности их разработки, социально-экономическом развитии региона и приводит к упущенной выгоде государства.

Выявлено, что основной ресурсный налог в России, применяемый по отношению к нефтегазодобывающим предприятиям – НДПИ – и рассчитываемый с объема добытого сырья, несмотря на последние изменения в налоговом законодательстве в части введения ряда понижающих

коэффициентов при расчете НДПИ, не решает вопрос разработки трудноизвлекаемых запасов и не способствует воспроизводству минерально-сырьевой базы отрасли.

2. Анализ высоких показателей развития нефтегазовой отрасли Норвегии доказывает, что в стране действует эффективная система государственного регулирования отрасли, в основе которой – административное лицензирование, гибкая политика налогообложения и строгий государственный контроль освоения месторождений.

Выявлено, что система административного лицензирования позволяет добиваться сбалансированного исследования норвежского континентального шельфа, обеспечивает эффективную разработку углеводородов и способствует социально-экономическому развитию добывающих регионов.

Доказано, что политика протекционизма в отношении нефтесервисных предприятий Норвегии на стадии их становления дала мощный толчок их развитию и сделала эту отрасль конкурентоспособной на мировом рынке. Отмечено, что в настоящее время благодаря своей высокой конкурентосособности норвежские нефтесервисные предприятия активно привлекаются для реализации нефтегазовых проектов на территории Норвегии, что дает серьезный мультипликативный эффект. Доля норвежских нефтесервисных предприятий в нефтегазовых проектах на территории Норвегии может доходить до 90 %.

3. Доказано, что действующая система налогообложения нефтегазовой отрасли Норвегии, с одной стороны, делает акцент на максимизации и концентрации природной ренты в руках государства, обеспечивая тем самым бюджету значительные поступления от нефтегазовой деятельности, а с другой – позволяет сохранить интерес у компаний-недропользователей к разработке норвежского континентального шельфа благодаря учету при расчете налогооблагаемой базы экономических, геологических и др. особенностей разработки каждого месторождения и возмещению недропользователю 78%

расходов на геологоразведку. Система налогообложения остается одинаково взаимоприемлемой как для государства, так и для инвестора.

Выявлено, что участие государства в лицензионных соглашениях по разработке углеводородов через ПГФИ приводит к положительным результатам в области повышения прозрачности системы налогообложения в отрасли, обеспечивает контроль разработки месторождений, а также приносит дополнительный доход государственному бюджету страны, превращая государство в крупнейшего инвестора и получателя доходов от нефтегазовой деятельности.

4. Проанализировано влияние реализации проекта «ЯМАЛ СПГ» на социально-экономическое развитие Ямало-Ненецкого Автономного округа и проведено его сравнение с аналогичным норвежским проектом «Белоснежка».

Доказано, что «ЯМАЛ СПГ» относится к категории «проектов неустойчивого развития» на основании недостаточно высоких налоговых поступлений в бюджеты различных уровней, а также отсутствия значимой прямой выгоды для общества. Проекту предоставлены многочисленные льготы по НДПИ на газ и газовый конденсат, налогу на прибыль и на недвижимое имущество, а также установлена нулевая ставка экспортной пошлины на сжиженный газ. Более того, государством инвестированы собственные средства в развитие инфраструктуры проекта. И несмотря на то, что данные госинвестиции являются частью более широкой стратегии по развитию Арктики, в настоящее время единственным выгодоприобретателем этих мер является проект «ЯМАЛ СПГ».

Анализ базы данных подрядчиков «ЯМАЛ СПГ» показывает, что доля российских компаний, участвующих в проекте составляет лишь треть от общего числа. Эта цифра свидетельствует о том, что инвестиции расходуются не на создание добавленной стоимости внутри страны с целью обеспечения экономического роста, а используются на поддержку иностранной промышленности.

Анализ реализации проекта «Белоснежка» доказал, что разработка газового месторождения и строительство СПГ-завода в губернии Финнмарк имели значительный мультипликативный эффект, который проявился в виде поставок норвежских компаний в пользу «Статойла» (355 млн долл США), увеличением доходов от поступления налогов, в том числе в муниципальный бюджет, повышением местной общественной активности, появлению новых возможностей на местном рынке рабочей силы, увеличением численности населения и повышением активности на рынке частных услуг.

Анализ реализации проекта «Белоснежка» в Норвегии подтверждает, что мобилизация ресурсов на территориях с высококонцентрированной деятельностью предприятий нефтегазового комплекса на основе лицензионного режима и гибкой системы налогообложения финансовых показателей деятельности нефтегазовых компаний в России должна стать важнейшим резервом социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов и позволить увеличить производственную эффективность компаний, базирующихся в кластерном пространстве, ускорить инновационные преобразования, в том числе в геологоразведочном и добывающем секторах, и стимулировать создание новых высокотехнологичных компаний.

5. Проведена оценка экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» при различных сценариях налогообложения, выделены показатели, по которым проводилось сравнение:

- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма рентабельности;
- дисконтированный индекс доходности инвестиций;
- дисконтированный период окупаемости капитальных вложений;
- доход государства.

Реализация проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях норвежской системы налогообложения доказывает еще раз, что целью норвежской системы налогообложения является максимизация и концентрация высокой доли

природной ренты в руках государства. Несмотря на высокий уровень изъятия природной ренты в пользу государства, система налогообложения оставляет привлекательной для недропользователей разработку шельфа, так как основывается на прибыльности проекта.

С учетом оценки экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ», а также на основе анализа норвежской и российской практики лицензирования и налогообложения нефтегазодобывающей деятельности выработаны рекомендации по совершенствованию вышеобозначенных механизмов системы государственного регулирования в России, которые сводятся к следующему:

– отмене аукционного способа выдачи лицензий и осуществлению выбора компании-недропользователя на основе конкурса;

– введению лицензионного сбора за пользование лицензионным участком по истечении 10-летнего срока со дня выдачи совмещенной лицензии на разведку и добычу;

– пересмотру основного принципа налогообложения нефтегазодобывающей деятельности в пользу отказа от налога с объемов добытого сырья и использовании налога на финансовый результат;

– активизации геологоразведочной деятельности за счет учета расходов на геологоразведку при расчете налогооблагаемой базы;

– обеспечению государственного участия в разработке средних и крупных месторождений по примеру норвежского ПГФИ;

– введению принципа локализации при выдачи лицензий.

Все вышеперечисленные меры должны привести к повышению эффективности функционирования нефтегазодобывающей отрасли в России, способствовать увеличению выплат налогов от нефтегазодобывающей деятельности в бюджеты различных уровней, развитию смежных с нефтегазовым сектором отраслей, а также более активному участию нефтегазовых компаний в социально-экономическом развитии добывающих регионов.

Список литературы

Нормативно-правовая база

1. Закон Российской Федерации «О недрах» № 2395-1. – М.: Изд-во Проспект, 2016. – 72 с.
2. Конституция Российской Федерации: официальный текст по состоянию на 15 марта 1996 года с историко-правовым комментарием. – М.: ИНФАРМ-НОРМА, 1996. – 80 с.
3. Положение о порядке лицензирования пользования недрами, утвержденное Постановлением Верховного Совета Российской Федерации от 15 июля 1992 г. № 3314-1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_852/e6eb88606fa78338ffe171a5841f25b33d3183d7/
4. Постановление Верховного Совета Российской Федерации от 15.07.1992 № 3314-1 (ред. от 05.04.2016) «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_852/
5. Постановление Правительства РФ от 18 ноября 2013 г. № 1029 «О внесении изменения в ставки вывозных таможенных пошлин на товары, вывозимые из Российской Федерации за пределы государств - участников соглашений о Таможенном союзе» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70409362/
6. Распоряжение от 28 августа 2003 г. № 1234-р (ред. от 15.06.2009) «Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года» [Электронный ресурс] // – Режим доступа: http://online.lexpro.ru/document/73194
7. Федеральный закон от 18.07.2006 N 117-ФЗ «Об экспорте газа» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ivo.garant.ru/#%2Fdocument%2F12148416%2Fparagraph%2F1%3A0

8. Федеральный закон от 24 апреля 2020 г. N 137-ФЗ «О внесении изменений в статью 3 Федерального закона «Об экспорте газа» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ivo.garant.ru/#%2Fdocument%2F73946519%2Fparagraph%2F1%3A0
9. Федеральный закон «О внесении изменений в статью 342 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» от 21.07.2011 N 258-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_117198/
10. Федеральный закон от 24 ноября 2014 года № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ivo.garant.ru/#%2Fdocument%2F70804234%2Fparagraph%2F36%3A0
11. Федеральный закон от 30.09.2013 № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152472/
12. Федеральный закон «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации" от 08.08.2001 N 126-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_32866/

Книги и монографии

13. Абалкин Л. И. Роль государства в становлении и регулировании рыночной экономики / Л. И. Абалкин // Вопросы экономики. – 1997. – № 6. – С. 4-12.
14. Алекперов В. Ю. Нефть России. Прошлое, настоящее и будущее / В.Ю. Алекперов // Креативная экономика. – 2011. – С. 488.
15. Андреев Ю.В. Экономика Норвегии/ Ю.В. Андреев // М.: Наука. – 1977. – 160 с.
16. Артоболевский С.С., Зимин Б.Н. Добыча нефти и газа в Северном море и развитие прибрежных стран и районов / С.С. Артоболевский, Б.Н. Зимин // География и природные ресурсы. – Новосибирск. – 1986. – N 1. – С. 125-133.
17. Бобылёв Ю. Н. Нефтегазовый сектор экономики в период реформ / Н. Ю. Бобылёв // Пять лет реформ: сб. статей. – М.: ИЭППП. – 1997.
18. Бобылев Ю.Н. Мировой опыт налогообложения добывающей промышленности / Ю.Н. Бобылев // Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. – Москва. – 2013.
19. Бозо Н. В. Институциональные барьеры в развитии нефтегазового сектора России / Н. В. Бозо, Е. В. Малышева, В. В. Шмат. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2010. – 326 с.
20. Бушуев В.В., Крюков В.А., Саенко В.В., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шафраник Ю.К., Шмат В.В. Нефтяная промышленность России. Сценарии сбалансированного развития / В.В. Бушуев, В.А. Крюков, В.В. Саенко, В.Ю. Силкин, А.Н. Токарев, Ю.К. Шафраник, В.В. Шмат. – Ин-т энергетич. стратегии. – М: ИАЦ Энергия. – 2010. – 159 с.
21. Воронов К.В. Евроинтеграция Норвегии: особый курс малой страны / К.В. Воронов. – М.: Прогресс – Традиция. – 2008. – 399 с.

22. Воронов К.В. Норвегия вчера и сегодня / К.В. Воронов. – М.:Знание. – 1988.
23. Глушко Е. К. Административные барьеры в предпринимательстве / Е.К. Глушко // Правовой аспект. – М.: ТЕИС. – 2012. – 134 с.
24. Гончаренко И. А. Правовое регулирование налогообложения разработки месторождений нефти и газа в Российской Федерации и зарубежных странах / И.А. Гончаренко // Московский Государственный Институт Международных Отношений (Университет) МИД России. – Статут, Москва. – 2009. – 202 с.
25. Жизнин С. З. Основы энергетической дипломатии / С.З. Жизнин // Московский Государственный Институт Международных Отношений (Университет) МИД России, Москва. – 2003. – Том 1. – 318 с.
26. Конопляник А.А., М.А. Субботин Государство и инвестор: об искусстве договариваться / А.А. Конопляник, М.А. Субботин. – М.: ЭПИцентр; Х. : Фолио. – 1996. – 128 с.
27. Крюков В. А. Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации / В. А. Крюков. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН. – 1998. – 280 с.
28. Крюков В. А., Токарев А.Н., Шмат В.В. Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики / В. А. Крюков, А. Е. Севастьянова, В. В. Шмат. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2002. – 168 с.
29. Крюков В.А. Региональные аспекты реформирования налоговой системы в нефтегазовом секторе России / В.А. Крюков. – Новосибирск: ИЭиОПП. – 2001. – 159 с.
30. Крюков В.А., Ковалев С.Ю. Проблемы денежной оценки рентной составляющей в стоимости месторождений углеводородов: учёт возможных изменений институциональных условий / В.А. Крюков, С.Ю. Ковалев. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН. – 2005. – 79 с.

31. Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ оценки) / В.А. Крюков, А.Н. Токарев. – Новосибирск: Наука- Центр. – 2007. – 587 с.
32. Олейнов А. Г. Топливно-энергетический комплекс мира / А.Г. Олейнов. – М.: МГИМО. – 432 с.
33. Пантелейко И. А., Скачек К.Г. Основы недропользования и лицензирования месторождений нефти и газа / И. А. Пантелейко, К. Г. Скачек. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2011. – 50 с.
34. Питер Ф. Друкер Новые реальности в правительстве и политике, в экономике и бизнесе, в обществе и мировоззрении: [Перевод] / Питер Ф. Друкер. – М.: Совместное предприятие «Бук Чембэр Интернэшнл». – 1994.
35. Рогинский С.В. Чёрное золото викингов: нефтегазовый комплекс Норвегии 1962 – 2000 / С.В. Рогинский. – М.: Компания «Спутник+», 2001. – 206 с.
36. Рогожа И. В. Нефтяной комплекс России: государство, бизнес, инновации. Монография / И.В. Рогожа. – М.: Инфра-М, 2010.
37. Севастьянова А. Е. Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? Текущие проблемы и формирование условий долговременного устойчивого социально-экономического развития / А. Е. Севастьянова, В. В. Шмат // Тюмень: «Правовая экономика». – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1995. – 368 с.
38. Сергеев П.А. Нефтегазовая промышленность Норвегии: Экономика, наука, бизнес / П.А. Сергеев – М.: Информдинамо, 1997, – 200 с.
39. Субботин М. А. Международный опыт режима СРП / М. А. Субботин // Раздел продукции: за и против. – М.: Тактика. – 2007. – С. 187–196.
40. Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов. – М.: Соцэкгиз. – 1935. – С. 25.

41. Токарев А.Н. Налоговое регулирование нефтегазового сектора: региональные аспекты / А.Н. Токарев // Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000. – 254 с.
42. Токарев А.Н. Влияние институциональных условий на реализацию социально-экономических выгод освоения нефтегазовых ресурсов / А. Н. Токарев ; ред. В. А. Крюков// Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. – Новосибирск : [б. и.], 2007. – 239 с.
43. Тоскунина В. Э. Институциональные преобразования в системе недропользования при переходе к рынку и проблемы освоения минерально-сырьевых ресурсов северных территорий России / В.Э. Тоскунина // География европейского Севера. Проблемы природопользования, социально-экономические, экологические: Сб. научных трудов / Отв. ред. Н. М. Вызова. – Архангельск: Поморский государственный университет имени М. В. Ломоносова, 2002. – С. 101-107.
44. Трофимов, С. Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса: состояние, проблемы и перспективы : монография. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 156 с. — (Научная мысль). — URL: https://bibliocatalog.mgimo.ru:2291/catalog/product/1068800
45. Тумашев А. Р. Государственное регулирование рыночной экономики/ А.Р. Тумашев. – Казань, Изд-во Казанского университета, 1995. – 176 с.
46. Хансен Э. Экономические циклы и национальный доход / Э. Хансен. – Москва. – 1997.
47. Ходов Л. Г. Основы государственной экономической политики: Учебник. – М.: Изд-во БЕК, 1997. – 332 с.
48. Шамхалов Ф. И. Государство и экономика: основы взаимодействия: Учеб. для вузов по спец. «Менеджмент». – М.: Экономика. – 2000. – 381 с.

Научные статьи

49. Атнашев А.А., Конопляник А.А. Лицензионная политика как инструмент рационального управления нефтегазовым комплексом [Электронный ресурс] //. – Нефтяное хозяйство. – №9. – 2003. – Режим доступа: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/353-R-Neftekhoz-9.2003.pdf
50. Белякова М. Ю., Швец Н.Н. Основные принципы функционирования системы административного лицензирования в нефтегазовом комплексе Норвегии [Электронный ресурс] //. – Вестник МГИМО Университета. – 2015. – № 1 (40). – С. 108–114.
51. Белякова М.Ю. Прямой государственный финансовый интерес как один из важнейших регуляторов развития нефтегазового комплекса Норвегии [Электронный ресурс] //. – NEFTEGAZ.RU. – 2017. – №8.
52. Белякова М.Ю. Роль политики выдачи лицензий в нефтегазовом комплексе в формировании конкурентоспособной нефтесервисной отрасли в Норвегии [Электронный ресурс] //. – Таврический Научный Обозреватель. – 2016. – №2 (7). – С. 67- 69.
53. Белякова М.Ю. Роль разработки месторождения «Белоснежка» в социально-экономическом развитии Хаммерфеста [Электронный ресурс] //. – Крымский Научный Вестник. – 2016. – №1 (7). – С. 73-86.
54. Бобылёв Ю. Н. Проблемы развития топливно-энергетического комплекса России / Н. Ю. Бобылёв // Экономист. – 1992. – № 2. – С. 24–33.
55. Волков А.М. Масштабы и пределы социальной политики Северных стран // МЭМО. – 1994. – № 11. – С. 23-27.
56. Волков А.М. Норвегия: признаки перегрева экономики// Мировая экономика и международные отношения. – 1998. – №8. – С.114-115.
57. Волков А.М. Северные страны Европы: ситуация меняется // МЭМО, 2001. – № 2. – С. 17-20;

58. Волков А.М. Северные страны под грузом тяжелых проблем // МЭМО, 1993. – № 11. – С. 35-40;
59. Воробьёв А. А. Научно-технические соглашения в концессионной системе Норвегии в 70–90-х годах XX века [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://cyberleninka.ru/article/n/nauchno-tehnicheskie-soglasheniya-v-kontsessionnoy-sisteme-norvegii-v-70-90-gg-hh-veka
60. Воробьева Т. А. Роль государства в обеспечении рационального освоения национальных природных энергоресурсов: опыт Норвегии [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://sun.tsu.ru/mminfo/000063105/328/image/328-126.pdf
61. Гайдар Е. «Детские болезни» постсоциализма (к вопросу о природе бюджетных кризисов этапа финансовой стабилизации) // Вопросы экономики. – 1997. – № 4.
62. Гафарова З.Р. Особенности налогообложения предприятий нефтегазового сектора / Герасимова М.В., Соловьева И.А. // Евразийский юридический журнал. – 2016. – №2. – С. 217 – 219.
63. Глазьев С. Ю. Современная теория длинных волн в развитии экономики / С. Ю. Глазьев // Экономическая наука современной России. – 2012. – № 2 (57). – С. 8–27.
64. Зубаревич Н. В. Региональное развитие и региональная политика в России // ЭКО. – 2014. – № 4. – С. 7–27.
65. Илларионов А. Н. Актуальные проблемы экономического роста в России / А. Н. Илларионов // Общество и экономика. – 2002. – № 8–9. – С. 27–35.
66. Кадышева О. В. От сырьевой ориентации российской экономики к ориентации технологической: фактор нефтесервиса [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Kadysheva/Kadysheva_1.pdf

67. Конопляник А.А. Горное законодательство России: перспективы повышения инвестиционной привлекательности. – Минеральные ресурсы России». – 1998. – № 4.
68. Конопляник А.А. О залоге права пользования недрами. – «Минеральные ресурсы России». – 1998. – № 3. – с. 55.
69. Крюков В.А., Константинов В.И, А. Е. Севастьянова, В. Ю. Силкин, А. Н. Токарев, В. В. Шмат Нефтегазовый сектор: институциональная система требует «перезагрузки»: прил. к журналу «Энергетическая политика». – Ин-т энергетической стратегии, ИЭОПП СО РАН. – М., 2009. – 60 с.
70. Купреев С. С. Лицензирование как административно-правовой метод государственного управления: современное состояние // Административное право и процесс. – 2013. – № 4.
71. Лебединская Е. Роль нефтегазовых фондов в России [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.eeg.ru/files/lib/030412-2.pdf?PHPSESSID=2b51766ac21b64b989efc8d14ade54ed
72. Мазурина Е.В. Добыча углеводородов как источник доходов государства и недропользователей [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2014.pdf
73. Михеева И. В. Органы исполнительной власти субъектов РФ: разрешительные функции и государственные услуги // Право. Журнал Высшей школы экономики. – 2013. – № 3. – С. 49–60.
74. Недбайлик И.О. Налог на добычу полезных ископаемых как источник доходов государства // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 9 (часть 2) – С. 276-279.
75. Разманова С. В., Мазурина Е. В., Шульц Е. В., Богданова Е. Н. Проблемы добычи углеводородов на завершающей стадии и их решение // Газовая промышленность. Специальный выпуск. Эксплуатация месторождений углеводородов на поздней стадии разработки. – 2014. – № 708.– С. 26–30.

76. Сирык С. И. Организация процессов недропользования в нефтегазовом комплексе России [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2006. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Siryk/Siryk_1.pdf
77. Токарев А.Н. Как учесть интересы нефтяных регионов?// ЭКО. – 2015. – №6. – С. 25-39.
78. Токарев А.Н. Анализ влияния институциональных условий на политику нефтяных компаний в сфере недропользования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т.16, №2. – С.132-144.
79. Ясин Е. Новая эпоха, старые тревоги (взгляд либерала на развитие России) // Вопросы экономики. – 2001. – № 1.
80. Ясин Е. Г. Перспективы Российской экономики: проблемы и факторы роста / Е. Г. Ясин // Вопросы экономики. – 2002. – № 5. – С. 4–23.
81. Ясин Е. Функции государства в рыночной экономике // Вопросы экономики. – 1997. – № 6

Отчеты и обзоры

78. Доклад Всемирной комиссии по вопросам окружающей среды и развития «Наше общее будущее» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.un.org/ru/ga/pdf/brundtland.pdf
79. Доклад Конференции Организации Объединенных Наций по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 3-14 июня 1992 года, том 1 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://undocs.org/ru/A/CONF.151/26/Rev.1%28Vol.I%29
80. Исполнение федерального бюджета и бюджетов бюджетной системы Российской Федерации за 2016 г. (предварительные итоги) [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.minfin.ru/common/upload/library/2017/04/main/0454_Ispolnenie-2017_preview.pdf
81. Итоги работы федерального агентства по недропользованию в 2018 году и планы на 2019 год. Министерство природных ресурсов и экологии

Российской Федерации, Федеральное агенство по недропользованию, Москва 2019 [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/6104.pdf

82. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/strategicplanning/concept/doc1248450453794

83. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Норвегии за 2014 г. [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегии. – Осло. – 2015. – Режим доступа: http://www.rusnorge.com/wp-content/uploads/2015/04/%D0%9E%D0%B1%D0%B7%D0%BE%D1%80-%D1%8D%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BC%D0%B8%D0%BA%D0%B8-2014-%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D1%8B%D0%B9.pdf

84. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности в Норвегии за 2015 г. [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегии. – Осло. – 2016. – Режим доступа : http://91.206.121.217/TpApi/Upload/9395414c-e341-4c79-8638-685c5c326319/Economics_Norway_2015.pdf

85. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности в Норвегии за 2016 г. [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегии. – Осло. – 2017. – Режим доступа: https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics_Norway_2016.pdf

86. Отчёт о результатах проверки исполнения лицензионных соглашений и условий недропользования с учётом полноты поступления доходов в

федеральный бюджет Российской Федерации 2003 года в МПР России, Республике Башкортостан, Оренбургской области, Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах (совместно с контрольно-счетными органами регионов [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.budgetrf.ru/Publications/Schpalata/2005/ACH20070307047/ACH20070307047_000.htm

87. Развитие нефтегазового комплекса в России за 2014 год [Электронный ресурс] // Национальное рейтинговое агентство. – Москва. – 2015 – Режим доступа: http://www.ra-national.ru/sites/default/files/other/neftegaz_2014.pdf
88. Снижение федеральных трансфертов усиливает неравенство регионов. Анализ исполнения бюджета российских регионов за 1 полугодие 2016 г. [Электронный ресурс] // Аналитическое кредитное рейтинговое агентство. – 2016. – Режим доступа: https://www.acra-ratings.ru/research/91
89. Ларс Петтер Лунден, Даниель Фьефорт Государственная поддержка добычи нефти и газа в России. Роль субсидирования в развитии проектов «ЯМАЛ СПГ» и «Приразломная» [Электронный ресурс] // Сигра Груп. – Женева-Осло-Москва. – 2014. – Режим доступа: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiryvXUtqnWAhXjPZoKHUXWD0IQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.wwf.ru%2Fdata%2Fdoklad-gospodderjka-dobychi-nefti-i-gaza.pdf&usg=AFQjCNEibeheJBM2g-EjYOJTUSkWncNG0w

Кандидатские диссертации и авторефераты

85. Малахов С.А. Лицензирование деятельности в механизме государственного регулирования: социально - экономический аспект: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.01. – Волгоград, 1997. – С. 146
86. Панчева В. С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России: дис. … экон. наук: 08.00.10. – Москва, 2015. – С. 126.

87. Рогинский С. В. Формирование модели государственного регулирования топливно-энергетического комплекса (На примере ТЭК Норвегии): дис. ... канд. ист. наук: 08.00.05. – Москва, 2001. − С.194.
88. Рогинский С. В. История развития нефтяной промышленности Норвегии. 1962–2000: дис. … канд. ист. наук: 07.00.03. − Москва, 2001. − С.194.
89. Тоскунина В. Э. Программно-функциональный подход к освоению нефтегазовых ресурсов новых регионов: автореферат дис. … д-ра. экон. наук: 08.00.05. – В. Э. Тоскунина. – Санкт-Петербург, 2007. – С. 46.
90. Шульц Е.В. Экономический механизм распределения природной ренты в газовой отрасли: автореферат дис. … канд. экон. наук: 08.00.05, Санкт-Петербург, 2013. – Режим доступа: http://www.disus.ru/r-ekonomika/416885-1-ekonomicheskiy-mehanizm-raspredeleniya-prirodnoy-renti-gazovoy-otrasli.php

Интеренет-источники:

91. Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1209
92. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru
93. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://minfin.gov.ru/ru.
94. Налогообложение нефтяной отрасли: введение НФР [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва. – 2015. – Режим доступа: http://docplayer.ru/26270060-Nalogooblozhenie-neftyanoy-otrasli-vvedenie-nfr-moskva-2015-g.html
95. Налог на финансовый результат [Электронный ресурс] // Национальный нефтегазовый форум. – Москва. – 2015. – Режим доступа: – http://oilandgasforum.ru/data/files/Digest_final_press.pdf
96. Налоговая реформа нефтяной отрасли [Электронный ресурс] // Vygon Consulting. – 2015. – Режим доступа:

https://vygon.consulting/upload/iblock/6b7/vygon_consulting_upstreamtaxreform.pdf

97. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.crru.ru
98. НФР – основа следующего маневра [Электронный ресурс] // Vygon Consulting. – Нефтегазовая вертикаль . – №1. – 2015. – Режим доступа: https://vygon.consulting/upload/iblock/6d8/ngv_1_2015_rubtsov_ezhov.pdf
99. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.gazprom.ru
100. ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru
101. ПАО «Лукойл» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://lukoil.ru
102. ПАО «Новатэк» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.novatek.ru
103. ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru
104. ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.transneft.ru
105. Федеральное агентство по недропользованию [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.rosnedra.gov.ru
106. Фонд Национального Благосостояния, статистика [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/perfomance/nationalwealthfund/statistics/
107. Минфин России. Объём средств Резервного Фонда [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/perfomance/reservefund/statistics/volume/

108. Объём Резервного фонда и ФНБ сократился до минимума за четыре года [Электронный ресурс] // РБК. – 2016. – Режим доступа: http://www.rbc.ru/economics/05/05/2016/572b41b69a794763b6d8c537
109. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года [Электронный ресурс]. – Москва. – 2003. – Режим доступа: http://www.cpnt.ru/userfiles/_files_normativ_energosafe_energostrategy.pdf
110. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс] //. – Москва. – 2003. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026
111. Ямало-Ненецкий автономный округ. Нефтегазовый комплекс [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://правительство.янао.рф/economics/gas_amp_oil/
112. «Ямал СПГ» [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://yamallng.ru/project/sabetta/

Обзорные статьи

113. В богатейшем регионе России на 20 % сокращают зарплаты [Электронный ресурс] // The independent Barents Observer. – Режим доступа: http://thebarentsobserver.com/ru/life-and-public/2016/10/v-bogateyshem-regione-rossii-na-20-sokrashchayut-zarplaty
114. Нулевой эффект: мегапроект «ЯМАЛ СПГ» никак не скажется на технологическом уровне российских машиностроителей [Электронный ресурс] //. – Rusenergy. – Режим доступа: http://www.rusenergy.com/ru/articles/articles.php?id=74819
115. Путин: инвестиции в разработку «ЯМАЛ СПГ» составят не менее 1 трлн руб. [Электронный ресурс] // Риа новости. – Режим доступа: http://ria.ru/economy/20110720/404556363.html
116. Французская Technip подписала с российской «ЯМАЛ СПГ» контракт на 4,5 млрд евро на строительство СПГ [Электронный ресурс] // Нефть России. – Режим доступа : http://neftrossii.ru/topics/technip

Источники на иностранных языках

117. Act of 13 June 1975 No. 35 relating to the Taxation of Subsea Petroleum Deposits, etc. (the Petroleum Taxation Act). Last amended by Act of 21 June 2013 No. 66. [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.regjeringen.no/en/topics/the-economy/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th/id497635/
118. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities (The Petroleum Act) [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura_10/spl_76/pdfs/18.pdf
119. Annual report 2014 Council on Ethics for the Government Pension Fund Global [Electronic resource] //. – Mode of access: http://etikkradet.no/files/2017/02/Council-on-Ethics-2014-Annual-Report-1.pdf
120. Annual report for the SDFI and Petoro 2016 [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2016-/directors-report/key-figures
121. Ausvik Ole Gunnar The Norwegian petroleum experience as an example [Electronic resource] //. – Mode of access: http://www.kaldor.no/energy/Shalejournal201406-Norwegian-petroleum-experience-oga.pdf
122. Bobylev. Y. Russia's oil industry in the nineties /Lukoil journal. 1997. No. 3.
123. Bobylev Y. Chemiavsky A. The economic impact of the crisis in russian oil exploration and production. Oil and gaz development in the Russian Federation Alexandria: legacy international. 1992.
124. Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. P. 21.

125. Celedan A. Les mutations de 1' economie mondiale 1975–1991. – Paris. 1992. Charemza W. Deadman D. New directions in econometric practice. – Leicester. University of Leisester. 1997
126. Daniel S. Arestis P. Grahl J. Regulation strategies and economic policies. – London. Chapman&Hall. 1999.
127. Director's report Petoro AS and the SDFI Portfolio [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2016-/directors-report/directors-report
128. Dorfman R. Economic theory and public decisions. – Harvard. Edward Elgar publishing. 1997.
129. Eikeland, S. (2014) Building a high north growth pole: The northern Norwegian city of Hammerfest in the wake of developing the Snow White Barents gas field. Journal of Rural and Community Development, 9 (1), 57-71.
130. Eisner R. Investment, Income and economic policy. – New York. Northwestern University. 1998.
131. Equinor – Mode of access: https://www.equinor.com/en/what-we-do.html
132. Fact sheet 1998, Norwegian Petroleum Activity, Oslo, p. 42, Ministry of petroleum and Energy, 1998.
133. Gassco [Electronic resource] – Mode of access: https://www.gassco.no/en/our-activities/
134. Global oil and gas tax guide 2019, E&Y: https://www.ey.com/en_gl/tax-guides/global-oil-and-gas-tax-guide-2019
135. Graham A. Seldon A. Government and economies in the postwar world. – London. 1991
136. Hansen T. The Norwegian Political System: between central authorities and local communities. 1996. – Oslo. P. 3.
137. Jan B. Jansen, Joachim M. Bjerke Norwegian Petroleum Taxation [Electronic resource] //. – Oslo. – Mode of access: http://www.bahr.no/en/about-ba-hr/news/an-introduction-to-norwegian-petroleum-taxation

138. Kasper W., Streit M. Institutional economics. Social order and public policy. – Berlin. 1998. P. 24.
139. Kryukov V.A., Tokarev A.N. Evolution of Oil Resource Management in Russia [Electronic resource] // – Mode of access: http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2014/06/2010.06.-Evolution-of-Oil-Resourse-Management-in-Russia_Jornal-of-Siberian-Iniv..pdf .
140. Lipsey R. Macroeconomic theory and policy. – Toronto. Simon Fräser University. 1997.
141. Manin Iaroslav V. Strategic subsoil using in Russia legal regime. Lectures Moscow Maks Press 2016 [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.gubkin.ru/faculty/law/chairs_and_departments/mining_law/files/Manin_I_V_Strategic_Subsoil_Using_in_Russia._Legal_Regime_(content,_output).pdf;
142. Morten Nordanger, Just a fairytale, or a regional savor? [Electronic resource] //. – Bodo, May, 2010. – Mode of access: http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/id/94721/Nordanger_M.pdf
143. Muller-Armack A. Soziale Markwirtschaft // Handworterbuch der Sozialwissenshaften, No. 9. – Stuttgart. 1965.
144. Noreng 0. The oil industry and government strategy in the North Sea. – London. Groom Helm. 1980. P. 170
145. Norges Bank Investment Management [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.nbim.no/en/investments/
146. Norway's petroleum history [Electronic resource] – Mode of access: https://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/
147. Norwegian petroleum. State organization of petroleum activities [Electronic resource] //. – Mode of access :http://www.norskpetroleum.no/en/framework/state-organisation-of-petroleum-activites/
148. Norwegian Petroleum Directorate. Annual Report, p. 129, 1995, Stavanger, NPD. 1996.

149. Oil and gas taxation in Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oil-and-gas-taxguide-norway.pdf
150. Oil and gas regulation in the Russian Federation: overview by Jennifer Josefson and Alexandra Rotar, Morgan Lewis – Mode of access: https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-527-3028?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)
151. Perroux, E. (1950). Economic Space: Theory and application. The Quarterly Journal of Economics, 64 (1), 89–104.
152. Petoro [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/home
153. Regulations to Act relating to petroleum activities laid down by Royal Decree 27 June 1997 [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/
154. SDFI and Petoro Annual report 2012 [Electronic resource] //. – Mode of access: https://www.petoro.no/petoro-annual-report/2012-/front-page
155. Siermann C. Politics, Institutions and the economic performance of Nations. – Amsterdam.
156. Smithin J. Macroeconomic policy and the future of capitalism. North-Holland publishing company. 1998. – Montreal. 1996.
157. Taxation of Statoil. Statoil annual report 2009 [Electronic resource] //. – Mode of access : http://www.statoil.com
158. The Constitution of the Kingdom of Norway [Electronic resource] //. – Mode of access: https://lovdata.no/dokument/NLE/lov/1814-05-17

Приложения

Приложение 1.

Доля НГК в ВВП, экспортных поступлениях и доходах бюджета Норвегии 1971- 2020 гг.

Дата	Доля НГК в ВВП Норвегии	Доля НГК в экспортных поступлениях страны	Доля НГК в доходах бюджета страны
1971	0,0	0,3	0,0
1972	0,2	0,9	0,1
1973	0,2	1,1	0,2
1974	0,4	2,0	0,3
1975	2,1	6,6	0,4
1976	3,3	10,8	3,1
1977	3,5	12,0	4,4
1978	5,6	17,5	4,8
1979	8,3	23,8	7,3
1980	13,5	33,1	16,3
1981	14,3	33,9	19,8
1982	14,3	35,2	19,9
1983	15,5	37,0	18,9
1984	17,1	38,8	20,7
1985	16,7	38,4	17,5
1986	9,9	29,5	10,1
1987	9,1	29,2	3,2
1988	7,2	24,2	1,0
1989	10,6	29,2	5,2
1990	12,5	31,5	11,1
1991	12,6	32,7	12,3
1992	12,4	33,7	9,5
1993	12,4	34,3	8,5
1994	12,3	33,9	7,2
1995	12,3	34,0	10,1
1996	15,4	39,9	16,1
1997	15,3	38,6	18,2
1998	10,7	30,2	9,6
1999	13,6	35,7	8,9
2000	22,3	47,6	25,1
2001	20,5	46,0	32,1
2002	17,8	45,1	24,5
2003	17,8	45,3	24,8
2004	19,8	47,5	27,3
2005	22,8	51,0	32,0
2006	24,1	51,7	35,7
2007	21,2	48,3	30,7
2008	24,5	53,1	35,2
2009	18,3	47,6	26,6

2010	19,0	46,9	25,9
2011	21,9	50,1	28,7
2012	21,7	51,6	32,6
2013	20,3	49,2	29,3
2014	18,3	46,1	27,1
2015	15,0	38,9	20,1
2016	12,2	36,2	10,7
2017	14,29	39,4	14,3
2018	16,9	43,2	21,1
2019	14,1	37,6	19,2
2020 (прогноз)	13,8	37,2	18,9

Источник: составлено автором на основе http://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/

Приложение 2.

Фонд национального благосостояния

Дата создания	2008 г.
Управление фондом	Министерство финансов РФ
Цель создания	– Часть устойчивого механизма пенсионного обеспечения – Софинансирование добровольных пенсионных накоплений
Инвестиционная стратегия фонда	Облигации
Фактическая роль	– Финансирование квазифискальных мер поддержки финансового рынка (через депозиты в ВЭБе) – Финансирование инфраструктурных проектов

Источник: составлено автором на основе параграфов 1.2. и 1.3.

Приложение 3.

Объем средств Фонда национального благосостояния

Дата	в млрд. долл США	в млрд. рублей	в процентах к ВВП**
01.12.2019	124,00	7 946,22	7,3%
01.12.2018	68,55	4 567,75	4,4%
01.12.2017	66,94	3 904,76	4,2%
01.12.2016	72,20	4 628,09	5,4%
01.12.2015	71,26	4 784,05	5,98
01.12.2014	79,97	3 944,12	5,1%
01.12.2013	88,06	2 922,79	4,1%
01.12.2012	87,47	2 716,61	4,1%
01.12.2011	88,26	2 764,40	4,6%
01.12.2010	88,22	2 761,96	6,0%
01.12.2009	92,89	2 769,84	7,1%
01.12.2008	76,38	2 108,46	5,1%

Источник: Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.minfin.ru/ru/document/?id_4=27

Приложение 4.

Резервный фонд России

Дата создания	2008 г.
Управление фондом	Министерство финансов РФ
Цель создания	– компенсация падения нефтегазовых доходов ниже уровня установленного трансферта – сдерживание инфляции
Средства финансирования фонда	– экспортная пошлина на нефть и нефтепродукты; – НДПИ на нефть и газ
Инвестиционная стратегия фонда	Долговые обязательства
Фактическая роль	– компенсация падения ненефтегазовых доходов в результате спада (замещение долгового финансирования и/или секвестра расходов) – сдерживание инфляции в 2008 г. – финансирование дополнительных расходов на антикризисные меры – финансирование дефицита внебюджетных фондов

Источник: составлено автором

Приложение 5.

Объем средств Резервного фонда

Дата	в млрд. долл США	в млрд. рублей	в процентах к ВВП**
01.11.2016	31,66	1 991,61	2,5%
01.10.2016	32,26	2 037,19	2,6%
01.09.2016	32,20	2 090,10	2,7%
01.08.2016	38,18	2 560,28	3,3%
01.07.2016	38,22	2 456,10	3,1%
01.06.2016	38,60	2 551,06	3,2%
01.05.2016	44,96	2 892,35	3,7%
01.04.2016	50,60	3 420,92	4,3%
01.03.2016	49,90	3 747,06	4,8%
01.02.2016	49,72	3 737,29	4,8%
01.01.2016	49,95	3 640,57	4,6%
01.12.2015	59,35	3 931,08	4,9%
01.11.2015	65,71	4 229,98	5,2%
01.10.2015	70,51	4 670,50	5,8%
01.09.2015	70,69	4 699,53	5,8%
01.08.2015	72,93	4 302,18	5,3%
01.07.2015	76,83	4 265,65	5,3%
01.06.2015	76,25	4 039,27	5,0%
01.05.2015	76,41	3 950,49	4,9%
01.04.2015	75,70	4 425,75	5,5%
01.03.2015	77,05	4 720,74	5,8%
01.02.2015	85,09	5 864,90	7,3%
01.01.2015	87,91	4 945,49	6,1%
01.12.2014	88,94	4 386,91	5,6%
01.11.2014	89,55	3 885,87	5,0%

01.10.2014	90,00	3 544,83	4,5%
01.09.2014	91,72	3 387,34	4,3%
01.08.2014	86,63	3 095,21	4,0%
01.07.2014	87,33	2 937,00	3,8%
01.06.2014	87,13	3 026,34	3,9%
01.05.2014	87,94	3 139,42	4,0%
01.04.2014	87,46	3 121,33	4,0%
01.03.2014	87,33	3 148,08	4,0%
01.02.2014	87,13	3 070,74	3,9%
01.01.2014	87,38	2 859,72	4,0%
01.12.2013	86,93	2 885,29	4,1%
01.11.2013	87,15	2 794,04	3,9%
01.10.2013	86,44	2 795,81	3,9%
01.09.2013	85,38	2 838,58	4,0%
01.08.2013	85,35	2 807,02	4,0%
01.07.2013	84,71	2 770,92	3,9%
01.06.2013	84,39	2 665,92	3,8%
01.05.2013	84,88	2 652,94	3,7%
01.04.2013	83,93	2 608,69	3,7%
01.03.2013	84,68	2 592,89	3,7%
01.02.2013	86,24	2 589,45	3,6%
01.01.2013	62,08	1 885,68	2,8%
01.12.2012	61,40	1 906,89	2,8%
01.11.2012	61,35	1 934,08	2,9%
01.10.2012	61,46	1 900,13	2,8%
01.09.2012	60,48	1 953,11	2,9%
01.08.2012	59,87	1 927,12	2,9%
01.07.2012	60,50	1 985,45	3,0%
01.06.2012	60,21	1 953,88	2,9%

01.05.2012	62,16	1 825,28	2,7%
01.04.2012	62,28	1 826,62	2,7%
01.03.2012	62,40	1 806,47	2,7%
01.02.2012	61,36	1 863,06	2,8%
01.01.2012	25,21	811,52	1,4%
01.12.2011	25,60	801,77	1,3%
01.11.2011	26,42	790,02	1,3%
01.10.2011	25,85	823,87	1,4%
01.09.2011	26,76	772,28	1,3%
01.08.2011	26,55	734,98	1,2%
01.07.2011	26,60	746,84	1,3%
01.06.2011	26,57	745,86	1,2%
01.05.2011	27,11	745,71	1,2%
01.04.2011	26,33	748,53	1,3%
01.03.2011	26,12	755,82	1,3%
01.02.2011	25,96	770,24	1,3%
01.01.2011	25,44	775,21	1,7%
01.12.2010	40,88	1 279,85	2,8%
01.11.2010	41,81	1 286,99	2,8%
01.10.2010	41,39	1 258,26	2,7%
01.09.2010	40,08	1 228,93	2,7%
01.08.2010	40,59	1 225,17	2,6%
01.07.2010	39,32	1 226,57	2,6%
01.06.2010	39,27	1 197,66	2,6%
01.05.2010	40,59	1 188,70	2,6%
01.04.2010	52,90	1 553,28	3,4%
01.03.2010	58,90	1 763,89	3,8%
01.02.2010	59,91	1 823,26	3,9%
01.01.2010	60,52	1 830,51	4,7%

01.12.2009	75,07	2 238,58	5,8%
01.11.2009	77,18	2 242,09	5,8%
01.10.2009	76,37	2 298,00	5,9%
01.09.2009	85,74	2 706,82	7,0%
01.08.2009	88,53	2 811,34	7,2%
01.07.2009	94,52	2 957,54	7,6%
01.06.2009	100,95	3 127,93	8,1%
01.05.2009	106,81	3 551,47	9,2%
01.04.2009	121,06	4 117,67	10,6%
01.03.2009	136,33	4 869,74	12,5%
01.02.2009	137,34	4 863,80	12,5%
01.01.2009	137,09	4 027,64	9,8%
01.12.2008	132,63	3 661,37	8,9%
01.11.2008	134,60	3 572,78	8,7%
01.10.2008	140,98	3 559,19	8,6%
01.09.2008	142,60	3 504,62	8,5%
01.08.2008	129,68	3 040,37	7,4%
01.07.2008	130,30	3 056,52	7,4%
01.06.2008	129,32	3 069,94	7,4%
01.05.2008	129,80	3 069,47	7,4%
01.04.2008	130,48	3 068,43	7,4%
01.03.2008	127,81	3 082,28	7,5%
01.02.2008	125,19	3 057,85	7,4%

Источник: Министерство финансов РФ [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: https://www.minfin.ru/ru/document/?id_4=27067

Приложение 6.

Показатели коммерческой эффективности освоения ГКМ на территории Республики Коми в налоговых условиях по состоянию на 01.01.2014 г. и 01.07.2014 г.

Показатель	В налоговых условиях по состоянию на:	
	01.01.2014 г.	01.07.2014 г.
Суммарный объем добычи за рассматриваемый период:		
Газ природный, млн м^3	9235,6	
Газовый конденсат, тыс.	2247,1	
Капитальные вложения, млн р.	5362,5	
Выручка от реализации УВ, млн р.	44764,8	
Эксплуатационные затраты, млн р.	17448,0	17240,1
В том числе:		
НДПИ, всего	**8803,4**	**8595,5**
в т.ч.:- газ	7277,6	6591,5
- конденсат	1525,8	2004,0
Чистый доход (ЧД), млн р.	17494,3	17660,6
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн р.	**5065,2**	**4984,6**
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	66,8	61,7
Для сведения:		
Минимальный размер ставки НДПИ на газ в рассматриваемом периоде, р./тыс. м^3	***788***[123]	*615,3*
***Средневзвешенный размер ставки НДПИ на газ** в рассматриваемом периоде, р./тыс. м^3*		***713,7***
Максимальный размер ставки НДПИ на газ в рассматриваемом периоде, р./тыс. м^3		*828,8*
Минимальный размер ставки НДПИ на конденсат в рассматриваемом периоде, р./т	***679***[124]	*738,3*
***Средневзвешенный размер ставки НДПИ на конденсат** в рассматриваемом периоде, р./т*		***891,8***
Максимальный размер ставки НДПИ на конденсат в рассматриваемом периоде, р./т		*994,6*

Источник: Мазурина Е.В. Добыча углеводородов как источник доходов государства и недропользователей [Электронный ресурс] //. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/33_2014.pdf

[123] С учетом получения первых объемов добычи УВ с 2015 г.

[124] С учетом получения первых объемов добычи УВ с 2015 г.

Приложение 7.

Технико-экономические характеристики проекта «ЯМАЛ СПГ»

Наименование показателя	Ед. изм	РФ полные ставки налогов	РФ региональные льготы	РФ льготы проекта	Норвежская система налообложения
Технологические показатели					
Запасы газа	*млрд м3*	683	683	683	683
Проектный уровень добычи газа	*млн. м3/год*	27 183	27 183	27 183	27 183
Проектный уровень добычи конденсата	*тыс.тн/год*	955	955	955	955
Экономические показатели					
Инвестиции	*млрд руб.*	1 478	1 478	1 478	1 478
Валовая выручка	*млрд руб.*	18 260	18 260	18 260	18 260
Транспортные расходы	*млрд руб.*	2 940	2 940	2 940	2 940
Экспортная пошлина	*млрд руб.*	5 199	5 199	0	0
НДПИ	*млрд руб.*	1 312	1 005	1 204	0
OPEX	*млрд руб.*	1 337	1 337	1 337	1 337
Лицензионный сбор	*млрд руб.*	0	0	0	65
Налог на имущество	*млрд руб.*	325	325	81	148
EBITDA	*млрд руб.*	7 147	7 454	12 699	13 771
Амортизация	*млрд руб.*	1 478	1 478	1 478	1 478
EBIT	*млрд руб.*	5 669	5 976	11 221	12 293
Налог на прибыль	*млрд руб.*	1 134	1 195	2 050	3 073
Специальный нефтяной налог	*млрд руб.*	0	0	0	6 515
Чистая прибыль	*млрд руб.*	4 535	4 781	9 171	2 704
Операционный денежный поток	*млрд руб.*	6 013	6 259	10 649	4 182
Инвестиционный денежный поток	*млрд руб.*	-1 478	-1 478	-1 478	-1 478
Показатели эффективности инвестиционного проекта					
IRR (ВНД)	**%**	15,7%	17,4%	35,0%	11,5%
NPV	**млрд руб.**	687,0	855,6	2 674,5	113,9
в том числе доля недропользователя	***млрд руб.***	687,0	855,6	2 674,5	79,7
в том числе доля государства	***млрд руб.***	0,0	0,0	0,0	34,2
DPBP (Дис.срок окупаемости)	**лет**	15,4	13,7	8,6	21,5
DPI (Дис.индекс прибыльности)	**ед**	1,5	1,6	2,8	1,1
Доход государства					
Совокупный доход государства	**млрд руб.**	7 971	7 725	3 334	10 613
Дисконтированный доход государства	**млрд руб.**	2 958	2 790	971	3 532

Приложение 8.

Расчет ставки НДПИ на газ и газовый конденсат

Год		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2045
Расчёт ставки НДПИ на газ																
Базовое значение единицы условного топлива (Еут)	ед.	63	54	54	54	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Доля добычи газа (Дг)		*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*
Коэффициент Кгп		*1,6*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*
Цена газа горючего природного (Цг)	руб/тыс.м3	8 589	8 308	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208	8 208
средняя внутренняя цена (Цв)	*руб/тыс.м3*	*4 259,0*	*4 385,5*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*	*4 416*
расчетная экспортная цена (Цэ)	*руб/тыс.м3*	*8 588,7*	*8 308,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*	*8 208,0*
цена по поставкам (Цдз)	*руб/тыс.м3*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*	*15 862,8*
Стп	*%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*	*30%*
Рдз	*руб/тыс.м3*	*2 515,3*	*2 796,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*	*2 896,0*
доля внутреннего рынка (Ов)	*д.ед.*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*
Цена конденсата (Цк)	*руб./тн*	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124	21 124
расчетная экспортная пошлина (Пн)	*долл/тн*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*	*223,1*
Коэффициент сложности добычи (Кс)	д.ед.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Коэф. степени выработанности запасов (Квг)	д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Степень выработанности запасов (Св)	*%*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,2*	*0,3*
Региональный коэффициент (Кр)	д.ед.	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Флаг промышленной эксплуатации		*0,0*	*0,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*
Порядковый номер года промышленной эксплуатации		*1,0*	*1,0*	*1,0*	*2,0*	*3,0*	*4,0*	*5,0*	*6,0*	*7,0*	*8,0*	*9,0*	*10,0*	*11,0*	*12,0*	*13,0*
Коэффициент глубины залегания (Кгз)	д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Коэффициент принадлежности к РСГ (Кас)	д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Коэффициент особенностей разработки залежей (Корз)	д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Показатель расходов на транспортировку (Тг)	руб/тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Базовая ставка НДПИ на газ	руб/тыс.м3	2 192	1 897	1 876	1 876	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299	1 299
Ставка НДПИ с учётом региональных льгот	руб/тыс.м3	460	398	394	518	444	530	616	702	787	873	959	1 045	1 130	1 216	1 299
Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб/тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	959	1 045	1 130	1 216	1 299
Флаг начала добычи		*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*
Порядковый номер года добычи		*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*
Расчёт ставки НДПИ на конденсат																
Корректирующий коэффициент (Ккм)	д.ед.	4,0	4,5	4,5	4,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Показатель Кман	руб./т	0	1 337	2 667	4 004	5 342	6 671	8 008	8 008	8 008	8 008	8 008	8 008	8 008	8 008	8 008
ЭП	*долл/тн*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*	*127,8*
Ккорр	*д.ед.*	*0,00*	*0,17*	*0,33*	*0,50*	*0,67*	*0,83*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*
коэффициент применения Кман	д.ед.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Базовая ставка НДПИ на конденсат	руб./т	10 557	3 154	4 128	5 800	7 472	9 138	10 809	11 478	12 147	12 816	13 485	14 153	14 822	15 491	16 140
Ставка НДПИ с учётом региональных льгот	руб./т	2 217	3 154	4 128	5 800	7 472	9 138	10 809	11 478	12 147	12 816	13 485	14 153	14 822	15 491	16 140
ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14 822	15 491	16 140

Приложение 9.

Данные для расчета экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ»

Параметры для расчёта			
Макроэкономика:			
Курс доллара	62,6770	руб/долл	средняя за 2018 г.
Курс кроны	7,7	руб/крона	https://ratestats.com/norwegian-krone/2018/
Цена газа Азия	12,2	долл/MMBTU	
Цена газа Европа	10,1	долл/MMBTU	
Энергетический эквивалент	35,11	MMBTU/тыс. м3	
Цена нефти марки Юралс	70,01	долл/барр	средняя за 2018 г.
Цена нефти марки Brent	71,38	долл/барр	средняя за 2018 г.
Премия на конденсат	68,00	долл/тн	
Баррелизация для выручки	8,50	барр/тн	
Баррелизация для налогов	7,30	барр/тн	
Доля поставок газа в Азию	66 %	-	
Учитывать инфляцию для приведения затрат к дате оценки			
Транспортные расходы			
СПГ:			
Азия	2,22	долл/MMBTU	

Европа	1,15	долл/MMBTU	
Конденсат	100,0	долл/тн	
Характеристики участка			
Площадь	2 000	кв. км	Ориентировочно

Россия			
НДПИ			
базовая ставка НДПИ (газ)	35	руб/ тыс.м3	
базовая ставка НДПИ (ГК)	42	руб/т	
утвержденные запасы на ГБЗ	1300	млрд м3	
доля поставок газа на внутренний рынок (Ов)	0	д.ед.	
минимальная глубина залегания	1125	м	
принадлежность к РГС			п.11 ст.342.4 НК РФ
разработка туронских залежей			
коэффициент применения Кман для конденсата	0,75	д.ед.	
показатель Тр	0		
Экспортная пошлина			
Экспортная пошлина на газ	30 %		
Экспортная пошлина на конденсат	по формуле для нефти		
Прочие налоги			
Налог на имущество полная ставка	2,2 %		
Налог на прибыль полная ставка	20,0 %		
Налог на прибыль льготная ставка	15,50 %		
Норвегия			
Налог на прибыль	25 %		
Налог на имущество	1 %		

Лицензионный сбор			
1-й год	34	тыс.крон/кв.км	
2-й год	68	тыс.крон/кв.км	
3-й год и далее	137	тыс.крон/кв.км	
Ставка специального нефтяного налога	53 %		
Доля государственного участия в проекте			
Доля участия государства	0%		
OPEX			
Среднегодовые операционные затраты	450	млн долл	
Содержание и эксплуатация оборудования	1 %	от стоимости ОС	
CAPEX			
Инвестиции в проект	27	млрд долл	
Затраты на ликвидацию			
Норматив затрат	10 %	от стоимости ОС	
Амортизационные отчисления			
Срок полезного использования	20	Лет	
Ставка дисконтирования:			
Ставка дисконтирования	10 %		

Приложение 10.

Расчеты экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях российской системы налогообложения (полные ставки)

Расчёты

№	Показатели	Единица измерения	Сумма
1	**МАКРОЭКОНОМИКА**	**-**	
	Курс доллара	руб/долл	
	Цена на газ Азия	руб./тыс.м3	
	Цена на газ в Европе	руб./тыс.м3	
	Цена нефти марки Urals	долл/барр	
	Цена конденсата на внешнем рынке	долл/т	
	Коэффициент баррелизации для выручки	барр/т	
	Коэффициент баррелизации для налогов	барр/т	
	Индекс инфляции РФ (ИПЦ на услуги)	-	
2	**ДОБЫЧА**	**тыс. т**	**683 000**
	Товарный газ	млн м3	**683 000**
	Товарный конденсат	тыс. т	**24 000**
3	**ВЫРУЧКА**	**млн руб.**	**18 260 455**
	Валовая выручка от продажи газа	**млн руб.**	**17 263 036**
	Доля поставок в Азию	%	
	Объем поставок газа в Азию	млн м3	
	Выручка от продажи газа в Азию	млн руб.	
	Доля поставок в Европу	%	
	Объем поставок газа в Европу	тыс. т	

	Выручка от продажи газа в Европу	млн руб.	
	Валовая выручка от продажи конденсата	**млн руб.**	**997 419**
4	**ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**	**млн руб.**	**2 940 298**
	Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Азию	млн руб.	**2 202 199**
	транспортные расходы по поставкам в Азию	*руб./тыс. м3*	
	Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Европу	млн руб.	**587 674**
	транспортные расходы по поставкам в Европу	*руб./тыс. м3*	
	Транспортные расходы на конденсат	млн руб.	**150 425**
5	**ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА**	**млн руб.**	**5 199 328**
	Экспортная пошлина на СПГ	**млн руб.**	
	Ставка экспортной пошлины на газ	%	
	Экспортная пошлина на конденсат	**млн руб.**	
	Ставка экспортной пошлины на конденсат	руб./т	
	Объем экспорта конденсата	тыс. т	
6	**НДПИ**	**млн руб.**	**1 312 468**
	Добыча газа	млн м3	**683 000**
	Накопленная добыча газа	млн м3	
	Добыча конденсата	тыс. т	**24 000**
	Накопленная добыча конденсата	тыс. т	
	Эффективная ставка НДПИ на газ	**руб./тыс. м3**	
	Базовое значение единицы условного топлива (Еут)	ед.	
	Доля добычи газа (Дг)		
	Коэффициент Кгп		
	Цена газа горючего природного (Цг)	руб./тыс. м3	
	средняя внутренняя цена (Цв)	*руб./тыс. м3*	

	расчетная экспортная цена (Цэ)	*руб./тыс. м3*	
	цена по поставкам (Цдз)	*руб./тыс. м3*	
	Стп	*%*	
	Рдз	*руб./тыс. м3*	
	доля внутреннего рынка (Ов)	*д. ед.*	
	Цена конденсата (Цк)	*руб./т*	
	расчетная экспортная пошлина (Пн)	*долл/т*	
	Коэффициент сложности добычи (Кс)	д. ед.	
	Коэф. степени выработанности запасов (Квг)	д. ед.	
	Степень выработанности запасов (Св)	*%*	
	Региональный коэффициент (Кр)	д. ед.	
	Флаг промышленной эксплуатации		
	Порядковый номер года промышленной эксплуатации		
	Коэффициент глубины залегания (Кгз)	д. ед.	
	Коэффициент принадлежности к РСГ (Кас)	д. ед.	
	Коэффициент особенностей разработки залежей (Корз)	д. ед.	
	Показатель расходов на транспортировку (Тг)	руб./тыс. м3	
	Базовая ставка НДПИ на газ	руб./тыс. м3	
	Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./тыс. м3	
	Флаг начала добычи		
	Порядковый номер года добычи		
	Эффективная ставка НДПИ на конденсат		
	Корректирующий коэффициент (Ккм)	д. ед.	
	Показатель Кман	руб./т	
	ЭП	*долл/т*	
	Ккорр	*д. ед.*	
	Коэффициент применения Кман	д. ед.	

	Базовая ставка НДПИ на конденсат	руб./т	
	ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./т	
7	**ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ**	**млн руб.**	**1 188 785**
	Операционные затраты	млн руб.	**789 730**
	Содержание и эксплуатация оборудования	млн руб.	**399 055**
8	**КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ**	**млн руб.**	**1 477 980**
	Объем инвестиций	млн руб.	**1 477 980**
	Распределение инвестиций	*%*	**100 %**
	Индекс инфляции накопленный		
9	**ВВОД ОС И НМА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**	**млн руб.**	**1 477 980**
10	**АМОРТИЗАЦИЯ**	**млн руб.**	**1 477 980**
11	**НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО**	**млн руб.**	**325 156**
	Балансовая стоимость на начало периода	млн руб.	
	Балансовая стоимость на конец периода	млн руб.	
	База для расчета налога	млн руб.	
	Ставка налога		
	Ставка налога полная	%	
	Ставка налога льготная		
	Ставка по системе налогообложения Норвегии		
	Лицензионный сбор		**0**
	Ставка в Норвегии	млн руб./год	**65 049**
	Ставка в России	млн руб./год	**0**
11	**ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИЮ**	**млн руб.**	**147 798**

12	**EBITDA**	**млн руб.**	**7 146 622**
13	**EBIT**	**млн руб.**	**5 668 642**
	Накопленный EBIT	млн руб.	
14	**НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ**	**млн руб.**	**1 133 728**
	Предварительная база	млн руб.	
	Накопленные убытки	млн руб.	
	Списание убытков	млн руб.	
	Налогооблагаемая база	млн руб.	
	Ставка налога	%	
	Ставка налога полная		
	Ставка налога льготная		
	Ставка по системе налогообложения Норвегии		
	Специальный нефтяной налог		**0**
	Предварительная база	млн руб.	
	Накопленные убытки	млн руб.	
	Списание убытков	млн руб.	
	Налогооблагаемая база	млн руб.	
	Ставка налога	%	
	Ставка по системе налогообложения Норвегии		
17	**СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК**	**млн руб.**	**4 534 914**
	Выручка	млн руб.	**18 260 455**
	Транспортные расходы	млн руб.	**2 940 298**
	Экспортная пошлина	млн руб.	**5 199 328**
	НДПИ	млн руб.	**1 312 468**
	Операционные расходы	млн руб.	**1 188 785**
	Налог на имущество	млн руб.	**325 156**

	Лицензионные сборы	млн руб.	**0**
	EBITDA	млн руб.	**7 146 622**
	EBIT	млн руб.	**5 668 642**
	Налог на прибыль	млн руб.	**1 133 728**
	НФР	млн руб.	**0**
	Чистая прибыль	млн руб.	**4 534 914**
	Операционный денежный поток	млн руб.	**6 012 894**
	Инвестиционный денежный поток	млн руб.	**-1 477 980**
	Свободный денежный поток, в т.ч.:		
	доля недропользователя	млн руб.	**4 534 914**
	доля государства	млн руб.	**0**
18	**ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ**		
	Дата приведения денежных потоков		
	Фактор дисконтирования	млн руб.	
	Дисконтированный OCF	млн руб.	**2 164 989**
	Дисконтированный ICF	млн руб.	**-1 477 980**
	Дисконтированный FCF	млн руб.	**687 009**
	доля недропользователя	*млн руб.*	***687 009***
	доля государства	*млн руб.*	***0***
	Накопленный DCF	млн руб.	
	доля недропользователя	*млн руб.*	
	доля государства	*млн руб.*	
	DPBP (срок окупаемости)	лет	**15,38**
	Фактор рентабельности		
	Рентабельный год		
19	**СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВА**		
	Совокупный доход государства	млн руб.	**7 970 680**
	Совокупный дисконтированный доход государства	млн руб.	**2 958 461**
	Накопленный дисконтированный доход государства	млн руб.	

Приложение 11.

Расчеты экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях российской системы налогообложения (с учетом региональных льгот)

Расчёты			
№	**Показатели**	**Единица измерения**	**Сумма**
1	**МАКРОЭКОНОМИКА**	**-**	
	Курс доллара	руб./долл	
	Цена на газ Азия	руб./тыс. м3	
	Цена на газ в Европе	руб./тыс. м3	
	Цена нефти марки Urals	долл/барр	
	Цена конденсата на внешнем рынке	долл/т	
	Коэффициент баррелизации для выручки	барр/т	
	Коэффициент баррелизации для налогов	барр/т	
	Индекс инфляции РФ (ИПЦ на услуги)	-	
2	**ДОБЫЧА**	**тыс. т**	**683 000**
	Товарный газ	млн м3	**683 000**
	Товарный конденсат	тыс. т	**24 000**
3	**ВЫРУЧКА**	**млн руб.**	**18 260 455**
	Валовая выручка от продажи газа	**млн руб.**	**17 263 036**
	Доля поставок в Азию	%	
	Объем поставок газа в Азию	млн м3	
	Выручка от продажи газа в Азию	млн руб.	
	Доля поставок в Европу	%	

	Объем поставок газа в Европу	тыс. т	
	Выручка от продажи газа в Европу	млн руб.	
	Валовая выручка от продажи конденсата	**млн руб.**	**997 419**
4	**ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**	**млн руб.**	**2 940 298**
	Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Азию	млн руб.	**2 202 199**
	транспортные расходы по поставкам в Азию	*руб./тыс. м3*	
	Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Европу	млн руб.	**587 674**
	транспортные расходы по поставкам в Европу	*руб./тыс. м3*	
	Транспортные расходы на конденсат	млн руб.	**150 425**
5	**ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА**	**млн руб.**	**5 199 328**
	Экспортная пошлина на СПГ	**млн руб.**	
	Ставка экспортной пошлины на газ	%	
	Экспортная пошлина на конденсат	**млн руб.**	
	Ставка экспортной пошлины на конденсат	руб./т	
	Объем экспорта конденсата	тыс. т	
6	**НДПИ**	**млн руб.**	**1 005 106**
	Добыча газа	млн м3	**683 000**
	Накопленная добыча газа	млн м3	
	Добыча конденсата	тыс. т	**24 000**
	Накопленная добыча конденсата	тыс. т	
	Эффективная ставка НДПИ на газ	**руб./тыс. м3**	
	Базовое значение единицы условного топлива	ед.	

	(Еут)		
	Доля добычи газа (Дг)		
	Коэффициент Кгп		
	Цена газа горючего природного (Цг)	руб./тыс. м3	
	средняя внутренняя цена (Цв)	*руб./тыс. м3*	
	расчетная экспортная цена (Цэ)	*руб./тыс. м3*	
	цена по поставкам (Цдз)	*руб./тыс. м3*	
	Стп	*%*	
	Рдз	*руб./тыс. м3*	
	доля внутреннего рынка (Ов)	*д. ед.*	
	Цена конденсата (Цк)	*руб./т*	
	расчетная экспортная пошлина (Пн)	*долл/т*	
	Коэффициент сложности добычи (Кс)	д. ед.	
	Коэффициент степени выработанности запасов (Квг)	д. ед.	
	Степень выработанности запасов (Св)	*%*	
	Региональный коэффициент (Кр)	д. ед.	
	Флаг промышленной эксплуатации		
	Порядковый номер года промышленной эксплуатации		
	Коэффициент глубины залегания (Кгз)	д. ед.	
	Коэффициент принадлежности к РСГ (Кас)	д. ед.	
	Коэффициент особенностей разработки залежей (Корз)	д. ед.	
	Показатель расходов на транспортировку (Тг)	руб./тыс. м3	
	Базовая ставка НДПИ на газ	руб./тыс. м3	
	Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./тыс. м3	
	Флаг начала добычи		
	Порядковый номер года добычи		

	Эффективная ставка НДПИ на конденсат		
	Корректирующий коэффициент (Ккм)	д. ед.	
	Показатель Кман	руб./т	
	ЭП	*долл/т*	
	Ккорр	*д. ед.*	
	Коэффициент применения Кман	д. ед.	
	Базовая ставка НДПИ на конденсат	руб./т	
	ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./т	
7	**ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ**	**млн руб.**	**1 188 785**
	Операционные затраты	млн руб.	**789 730**
	Содержание и эксплуатация оборудования	млн руб.	**399 055**
8	**КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ**	**млн руб.**	**1 477 980**
	Объем инвестиций	млн руб.	**1 477 980**
	Распределение инвестиций	*%*	**100 %**
	Индекс инфляции накопленный		
9	**ВВОД ОС И НМА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**	**млн руб.**	**1 477 980**
10	**АМОРТИЗАЦИЯ**	**млн руб.**	**1 477 980**
11	**НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО**	**млн руб.**	**325 156**
	Балансовая стоимость на начало периода	млн руб.	
	Балансовая стоимость на конец периода	млн руб.	
	База для расчета налога	млн руб.	
	Ставка налога		
	Ставка налога полная	%	
	Ставка налога льготная		
	Ставка по системе налогообложения		

	Норвегии		
	Лицензионный сбор		**0**
	Ставка в Норвегии	млн руб./год	**65 049**
	Ставка в России	млн руб./год	**0**
11	**ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИЮ**	**млн руб.**	**147 798**
12	**EBITDA**	**млн руб.**	**7 453 985**
13	**EBIT**	**млн руб.**	**5 976 004**
	Накопленный EBIT	млн руб.	
14	**НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ**	**млн руб.**	**1 195 201**
	Предварительная база	млн руб.	
	Накопленные убытки	млн руб.	
	Списание убытков	млн руб.	
	Налогооблагаемая база	млн руб.	
	Ставка налога	%	
	Ставка налога полная		
	Ставка налога льготная		
	Ставка по системе налогообложения Норвегии		
	Специальный нефтяной налог		**0**
	Предварительная база	млн руб.	
	Накопленные убытки	млн руб.	
	Списание убытков	млн руб.	
	Налогооблагаемая база	млн руб.	
	Ставка налога	%	

	Ставка по системе налогообложения Норвегии		
17	**СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК**	**млн руб.**	**4 780 803**
	Выручка	млн руб.	**18 260 455**
	Транспортные расходы	млн руб.	**2 940 298**
	Экспортная пошлина	млн руб.	**5 199 328**
	НДПИ	млн руб.	**1 005 106**
	Операционные расходы	млн руб.	**1 188 785**
	Налог на имущество	млн руб.	**325 156**
	Лицензионные сборы	млн руб.	**0**
	EBITDA	млн руб.	**7 453 985**
	EBIT	млн руб.	**5 976 004**
	Налог на прибыль	млн руб.	**1 195 201**
	НФР	млн руб.	**0**
	Чистая прибыль	млн руб.	**4 780 803**
	Операционный денежный поток	млн руб.	**6 258 784**
	Инвестиционный денежный поток	млн руб.	**-1 477 980**
	Свободный денежный поток, в т.ч.:		
	доля недропользователя	млн руб.	**4 780 803**
	доля государства	млн руб.	**0**
18	**ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ**		
	Дата приведения денежных потоков		
	Фактор дисконтирования	млн руб.	
	Дисконтированный OCF	млн руб.	**2 333 533**
	Дисконтированный ICF	млн руб.	**-1 477 980**
	Дисконтированный FCF	млн руб.	**855 552**
	доля недропользователя	*млн руб.*	***855 552***
	доля государства	*млн руб.*	***0***
	Накопленный DCF	млн руб.	

	доля недропользователя	*млн руб.*	
	доля государства	*млн руб.*	
	DPBP (срок окупаемости)	Лет	**13,73**
	Фактор рентабельности		
	Рентабельный год		
19	**СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВА**		
	Совокупный доход государства	млн руб.	**7 724 790**
	Совокупный дисконтированный доход государства	млн руб.	**2 789 918**
	Накопленный дисконтированный доход государства	млн руб.	

Приложение 12.

Расчеты экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях фактически предоставленных льгот

Показатели	Единица измерения	Сумма
1. МАКРОЭКОНОМИКА	-	
Курс доллара	руб./долл	
Цена на газ Азия	руб./тыс. м3	
Цена на газ в Европе	руб./тыс. м3	
Цена нефти марки Urals	долл/барр	
Цена конденсата на внешнем рынке	долл/т	
Коэффициент баррелизации для выручки	барр/т	
Коэффициент баррелизации для налогов	барр/т	
Индекс инфляции РФ (ИПЦ на услуги)	-	
2. ДОБЫЧА	**тыс. т**	**683 000**
Товарный газ	млн м3	**683 000**
Товарный конденсат	тыс. т	**24 000**
3. ВЫРУЧКА	**млн руб.**	**18 260 455**
Валовая выручка от продажи газа	**млн руб.**	**17 263 036**
Доля поставок в Азию	%	
Объем поставок газа в Азию	млн м3	
Выручка от продажи газа в Азию	млн руб.	
Доля поставок в Европу	%	
Объем поставок газа в Европу	тыс. т	
Выручка от продажи газа в Европу	млн руб.	

Валовая выручка от продажи конденсата	**млн руб.**	**997 419**
4. ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ	**млн руб.**	**2 940 298**
Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Азию	млн руб.	**2 202 199**
транспортные расходы по поставкам в Азию	*руб./тыс. м3*	
Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Европу	млн руб.	**587 674**
транспортные расходы по поставкам в Европу	*руб./тыс. м3*	
Транспортные расходы на конденсат	млн руб.	**150 425**
5. ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА	**млн руб.**	**0**
Экспортная пошлина на СПГ	**млн руб.**	
Ставка экспортной пошлины на газ	%	
Экспортная пошлина на конденсат	**млн руб.**	
Ставка экспортной пошлины на конденсат	руб./т	
Объем экспорта конденсата	тыс. т	
6. НДПИ	**млн руб.**	**1 203 597**
Добыча газа	млн м3	**683 000**
Накопленная добыча газа	млн м3	
Добыча конденсата	тыс. т	**24 000**
Накопленная добыча конденсата	тыс. т	
Эффективная ставка НДПИ на газ	**руб./тыс. м3**	
Базовое значение единицы условного топлива (Еут)	ед.	
Доля добычи газа (Дг)		
Коэффициент Кгп		
Цена газа горючего природного (Цг)	руб./тыс. м3	
средняя внутренняя цена (Цв)	*руб./тыс. м3*	
расчетная экспортная цена (Цэ)	*руб./тыс. м3*	
цена по поставкам (Цдз)	*руб./тыс. м3*	

Стп	*%*	
Рдз	*руб./тыс. м3*	
доля внутреннего рынка (Ов)	*д. ед.*	
Цена конденсата (Цк)	*руб./т*	
расчетная экспортная пошлина (Пн)	*долл/т*	
Коэффициент сложности добычи (Кс)	д. ед.	
Коэффициент степени выработанности запасов (Квг)	д. ед.	
Степень выработанности запасов (Св)	*%*	
Региональный коэффициент (Кр)	д. ед.	
Флаг промышленной эксплуатации		
Порядковый номер года промышленной эксплуатации		
Коэффициент глубины залегания (Кгз)	д. ед.	
Коэффициент принадлежности к РСГ (Кас)	д. ед.	
Коэффициент особенностей разработки залежей (Корз)	д. ед.	
Показатель расходов на транспортировку (Тг)	руб./тыс. м3	
Базовая ставка НДПИ на газ	руб./тыс. м3	
Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./тыс. м3	
Флаг начала добычи		
Порядковый номер года добычи		
Эффективная ставка НДПИ на конденсат		
Корректирующий коэффициент (Ккм)	д. ед.	
Показатель Кман	руб./т	
ЭП	*долл/т*	
Ккорр	*д. ед.*	
Коэффициент применения Кман	д. ед.	
Базовая ставка НДПИ на конденсат	руб./т	
ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./т	

7. ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ	**млн руб.**	**1 188 785**
Операционные затраты	млн руб.	**789 730**
Содержание и эксплуатация оборудования	млн руб.	**399 055**
8. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ	**млн руб.**	**1 477 980**
Объем инвестиций	млн руб.	**1 477 980**
Распределение инвестиций	*%*	**100 %**
Индекс инфляции накопленный		
9. ВВОД ОС И НМА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	**млн руб.**	**1 477 980**
10. АМОРТИЗАЦИЯ	**млн руб.**	**1 477 980**
11. НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО	**млн руб.**	**81 289**
Балансовая стоимость на начало периода	млн руб.	
Балансовая стоимость на конец периода	млн руб.	
База для расчета налога	млн руб.	
Ставка налога		
Ставка налога полная	%	
Ставка налога льготная		
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
Лицензионный сбор		**0**
Ставка в Норвегии	млн руб./год	**65 049**
Ставка в России	млн руб./год	**0**
12. ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИЮ	**млн руб.**	**147 798**
13. EBITDA	**млн руб.**	**12 698 688**
14. EBIT	**млн руб.**	**11 220 708**

Накопленный EBIT	млн руб.	
15. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	**млн руб.**	**2 049 566**
Предварительная база	млн руб.	
Накопленные убытки	млн руб.	
Списание убытков	млн руб.	
Налогооблагаемая база	млн руб.	
Ставка налога	%	
Ставка налога полная		
Ставка налога льготная		
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
16. Специальный нефтяной налог		**0**
Предварительная база	млн руб.	
Накопленные убытки	млн руб.	
Списание убытков	млн руб.	
Налогооблагаемая база	млн руб.	
Ставка налога	%	
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
17. СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК	**млн руб.**	**9 171 142**
Выручка	млн руб.	**18 260 455**
Транспортные расходы	млн руб.	**2 940 298**
Экспортная пошлина	млн руб.	**0**
НДПИ	млн руб.	**1 203 597**
Операционные расходы	млн руб.	**1 188 785**
Налог на имущество	млн руб.	**81 289**
Лицензионные сборы	млн руб.	**0**
EBITDA	млн руб.	**12 698 688**
EBIT	млн руб.	**11 220 708**

Налог на прибыль	млн руб.	**2 049 566**
НФР	млн руб.	**0**
Чистая прибыль	млн руб.	**9 171 142**
Операционный денежный поток	млн руб.	**10 649 122**
Инвестиционный денежный поток	млн руб.	**-1 477 980**
Свободный денежный поток, в т.ч.:		
доля недропользователя	млн руб.	**9 171 142**
доля государства	млн руб.	**0**
18. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ		
Дата приведения денежных потоков		
Фактор дисконтирования	млн руб.	
Дисконтированный OCF	млн руб.	**4 152 529**
Дисконтированный ICF	млн руб.	**-1 477 980**
Дисконтированный FCF	млн руб.	**2 674 549**
доля недропользователя	*млн руб.*	***2 674 549***
доля государства	*млн руб.*	***0***
Накопленный DCF	млн руб.	
доля недропользователя	*млн руб.*	
доля государства	*млн руб.*	
DPBP (срок окупаемости)	лет	**8,64**
Фактор рентабельности		
Рентабельный год		
19. СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВА		
Совокупный доход государства	млн руб.	**3 334 451**
Совокупный дисконтированный доход государства	млн руб.	**970 921**
Накопленный дисконтированный доход государства	млн руб.	

Приложение 13.

Оценка экономической эффективности проекта «ЯМАЛ СПГ» в условиях норвежской системы налогообложения

Показатели	Единица измерения	Сумма
1. МАКРОЭКОНОМИКА	**-**	
Курс доллара	руб./долл	
Цена на газ Азия	руб./тыс. м3	
Цена на газ в Европе	руб./тыс. м3	
Цена нефти марки Urals	долл/барр	
Цена конденсата на внешнем рынке	долл/т	
Коэффициент баррелизации для выручки	барр/т	
Коэффициент баррелизации для налогов	барр/т	
Индекс инфляции РФ (ИПЦ на услуги)	-	
2. ДОБЫЧА	**тыс. т**	**683 000**
Товарный газ	млн м3	**683 000**
Товарный конденсат	тыс. т	**24 000**
3. ВЫРУЧКА	**млн руб.**	**18 260 455**
Валовая выручка от продажи газа	**млн руб.**	**17 263 036**
Доля поставок в Азию	%	
Объем поставок газа в Азию	млн м3	
Выручка от продажи газа в Азию	млн руб.	
Доля поставок в Европу	%	
Объем поставок газа в Европу	тыс. т	
Выручка от продажи газа в Европу	млн руб.	

Валовая выручка от продажи конденсата	**млн руб.**	**997 419**
4. ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ	**млн руб.**	**2 940 298**
Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Азию	млн руб.	**2 202 199**
транспортные расходы по поставкам в Азию	*руб./тыс. м3*	
Транспортные расходы на СПГ по поставкам в Европу	млн руб.	**587 674**
транспортные расходы по поставкам в Европу	*руб./тыс. м3*	
Транспортные расходы на конденсат	млн руб.	**150 425**
5. ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА	**млн руб.**	**0**
Экспортная пошлина на СПГ	**млн руб.**	
Ставка экспортной пошлины на газ	%	
Экспортная пошлина на конденсат	**млн руб.**	
Ставка экспортной пошлины на конденсат	руб./т	
Объем экспорта конденсата	тыс. т	
6. НДПИ	**млн руб.**	**0**
Добыча газа	млн м3	**683 000**
Накопленная добыча газа	млн м3	
Добыча конденсата	тыс т	**24 000**
Накопленная добыча конденсата	тыс т	
Эффективная ставка НДПИ на газ	**руб./тыс. м3**	
Базовое значение единицы условного топлива (Еут)	ед.	
Доля добычи газа (Дг)		
Коэффициент Кгп		
Цена газа горючего природного (Цг)	руб./тыс. м3	
средняя внутренняя цена (Цв)	*руб./тыс. м3*	

расчетная экспортная цена (Цэ)	*руб./тыс. м3*	
цена по поставкам (Цдз)	*руб./тыс. м3*	
Стп	*%*	
Рдз	*руб./тыс. м3*	
доля внутреннего рынка (Ов)	*д. ед.*	
Цена конденсата (Цк)	*руб./т*	
расчетная экспортная пошлина (Пн)	*долл/т*	
Коэффициент сложности добычи (Кс)	д. ед.	
Коэффициент степени выработанности запасов (Квг)	д. ед.	
Степень выработанности запасов (Св)	*%*	
Региональный коэффициент (Кр)	д. ед.	
Флаг промышленной эксплуатации		
Порядковый номер года промышленной эксплуатации		
Коэффициент глубины залегания (Кгз)	д. ед.	
Коэффициент принадлежности к РСГ (Кас)	д. ед.	
Коэффициент особенностей разработки залежей (Корз)	д. ед.	
Показатель расходов на транспортировку (Тг)	руб./тыс. м3	
Базовая ставка НДПИ на газ	руб./тыс. м3	
Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./тыс. м3	
Флаг начала добычи		
Порядковый номер года добычи		
Эффективная ставка НДПИ на конденсат		
Корректирующий коэффициент (Ккм)	д. ед.	
Показатель Кман	руб. /т	
ЭП	*долл/т*	
Ккорр	*д. ед.*	
Коэффициент применения Кман	д. ед.	

Базовая ставка НДПИ на конденсат	руб./т	
Ставка НДПИ для Ямал СПГ	руб./т	
7. ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ	**млн руб.**	**1 188 785**
Операционные затраты	млн руб.	**789 730**
Содержание и эксплуатация оборудования	млн руб.	**399 055**
8. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ	**млн руб.**	**1 477 980**
Объем инвестиций	млн руб.	**1 477 980**
Распределение инвестиций	*%*	**100 %**
Индекс инфляции накопленный		
9. ВВОД ОС И НМА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	**млн руб.**	**1 477 980**
10. АМОРТИЗАЦИЯ	**млн руб.**	**1 477 980**
11. НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО	**млн руб.**	**147 798**
Балансовая стоимость на начало периода	млн руб.	
Балансовая стоимость на конец периода	млн руб.	
База для расчета налога	млн руб.	
Ставка налога		
Ставка налога полная	%	
Ставка налога льготная		
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
Лицензионный сбор		**65 049**
Ставка в Норвегии	млн руб./год	**65 049**
Ставка в России	млн руб./год	**0**
12. ЗАТРАТЫ НА ЛИКВИДАЦИЮ	**млн руб.**	**147 798**

13. EBITDA	**млн руб.**	**13 770 727**
14. EBIT	**млн руб.**	**12 292 747**
Накопленный EBIT	млн руб.	
15. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	**млн руб.**	**3 073 318**
Предварительная база	млн руб.	
Накопленные убытки	млн руб.	
Списание убытков	млн руб.	
Налогооблагаемая база	млн руб.	
Ставка налога	%	
Ставка налога полная		
Ставка налога льготная		
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
16. Специальный нефтяной налог		**6 515 434**
Предварительная база	млн руб.	
Накопленные убытки	млн руб.	
Списание убытков	млн руб.	
Налогооблагаемая база	млн руб.	
Ставка налога	%	
Ставка по системе налогообложения Норвегии		
17. СВОБОДНЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК	**млн руб.**	**2 703 995**
Выручка	млн руб.	**18 260 455**
Транспортные расходы	млн руб.	**2 940 298**
Экспортная пошлина	млн руб.	**0**

НДПИ	млн руб.	**0**
Операционные расходы	млн руб.	**1 188 785**
Налог на имущество	млн руб.	**147 798**
Лицензионные сборы	млн руб.	**65 049**
EBITDA	млн руб.	**13 770 727**
EBIT	млн руб.	**12 292 747**
Налог на прибыль	млн руб.	**3 073 318**
НФР	млн руб.	**6 515 434**
Чистая прибыль	млн руб.	**2 703 995**
Операционный денежный поток	млн руб.	**4 181 975**
Инвестиционный денежный поток	млн руб.	**-1 477 980**
Свободный денежный поток, в т.ч.:		
доля недропользователя	млн руб.	**1 892 796**
доля государства	млн руб.	**811 198**
18. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ		
Дата приведения денежных потоков		
Фактор дисконтирования	млн руб.	
Дисконтированный OCF	млн руб.	**1 148 512**
Дисконтированный ICF	млн руб.	**-1 034 586**
Дисконтированный FCF	млн руб.	**113 926**
доля недропользователя	*млн руб.*	***79 748***
доля государства	*млн руб.*	***34 178***
Накопленный DCF	млн руб.	
доля недропользователя	*млн руб.*	
доля государства	*млн руб.*	
DPBP (срок окупаемости)	лет	**21,53**
Фактор рентабельности		
Рентабельный год		
19. СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВА		

Совокупный доход государства	млн руб.	**10 612 797**
Совокупный дисконтированный доход государства	млн руб.	**3 531 544**
Накопленный дисконтированный доход государства	млн руб.	