

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова»

На правах рукописи

Артемкина Лия Раисовна

Оценка рисков инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на
зарубежных рынках (на примере Республики Ирак)

5.2.5. Мировая экономика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель –
доктор экономических наук, доцент
Разумнова Л.Л.

Москва – 2023

Оглавление

Введение.....	4
Глава 1 Теоретико-методологические основы исследования инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний на мировом рынке нефти.....	11
1.1 Концептуальные подходы к учету инвестиционных рисков при оценке экономической эффективности нефтегазодобывающих проектов за рубежом	11
1.2 Факторы трансформации современного глобального рынка нефти	25
1.3 Конкурентные преимущества российских нефтегазовых компаний на мировом нефтяном рынке	43
Глава 2 Анализ инвестиционной привлекательности экономики Республики Ирак для нефтегазовых ТНК	58
2.1 Анализ современного состояния топливно-энергетического комплекса Ирака.....	58
2.2 Оценка инвестиционной привлекательности Республики Ирак	68
2.3 Анализ условий инвестиционной деятельности крупнейших зарубежных нефтегазовых ТНК в Ираке.....	86
Глава 3 Совершенствование инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Республике Ирак (на примере ПАО «Лукойл»)	97
3.1 Стратегический анализ деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке.....	97
3.2 Имитационное моделирование зарубежного инвестиционного проекта нефтегазовой компании с учетом рисков (на примере ПАО «Лукойл»)	109
3.3 Рекомендации по совершенствованию инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Республике Ирак	122
Заключение	134
Список литературы	138
Приложение А (обязательное). Долгосрочный прогноз ОПЕК мирового спроса на нефть	159
Приложение Б (обязательное). Влияние политических и экономических событий на уровень цены нефти Brent.....	160
Приложение В (обязательное). Долгосрочные прогнозы добычи (предложения) нефти в мире.....	161
Приложение Г (обязательное). Факторы, влияющие на развитие рынка нефти и инвестиционную деятельность нефтегазовых ТНК.....	162
Приложение Д (обязательное). Долгосрочный прогноз поставок нефти в мире.....	163
Приложение Е (обязательное). Зарубежные проекты российских нефтяных компаний	164
Приложение Ж (обязательное). Синергия проектов российских нефтегазовых ТНК	168
Приложение И (обязательное). Проекты нефтяных ТНК в Ираке	170

Приложение К (обязательное). Расчет совокупного интегрального показателя инвестиционного климата отдельных стран Ближнего и Среднего Востока в 2021 году.....	172
Приложение Л (обязательное). Результаты имитационного моделирования инвестиционного проекта ПАО «Лукойл» в Республике Ирак.....	179

Введение

Актуальность темы исследования.

Современный этап развития мировой экономики характеризуется признаками системного кризиса, катализатором которого стала пандемия COVID-19, обострившая противоречия между экономическими и социальными интересами хозяйствующих субъектов и спровоцировавшая перебои в глобальных цепочках создания стоимости. Усиление геополитической напряженности в мире и расширение рестриктивных западных санкций в отношении России, направленное на ослабление ее позиций на мировом рынке углеводородов, вызывают изменение направлений международных торговых потоков, снижают эффективность функционирования национального ТЭК и приводят к частичной потере зарубежных активов. Возрастающая в процессе развития четвертого энергоперехода межтопливная конкуренция между традиционными и возобновляемыми источникам энергии (ВИЭ) повышает неопределённость дальнейшей трансформации глобального энергетического рынка. В совокупности данные тенденции оказывают негативное влияние на эффективность инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний, порождая новые вызовы и риски.

Вместе с тем вложение капитала в зарубежную нефтедобычу позволяет крупнейшим нефтегазовым компаниям частично преодолеть возникающие трудности: поддержать хозяйственную активность, восполнить и диверсифицировать активы, осуществлять непосредственный контроль над произведенными процессами, воспользоваться факторными преимуществами экономики принимающих стран, снизив производственные и транзакционные издержки, а также привлечь современные технологии и преодолеть имеющиеся барьеры, связанные с санкционными ограничениями в обмене энергоресурсами.

Республика Ирак занимает выгодное географическое положение с точки зрения близости к рынкам сбыта продукции топливно-энергетического комплекса (ТЭК), обладает значительной долей мировых запасов нефти и газа (4 и 11 место соответственно), имеет низкую себестоимость добычи углеводородов, а потому рассматривается российскими компаниями, уже имеющими опыт реализации инвестиционных проектов на данной территории, в качестве перспективного объекта для расширения инвестиционной деятельности. Вместе с тем имеющиеся структурные диспропорции, системные проблемы местной экономики и нестабильность политического режима создают предпосылки для появления новых и обострения ранее выявленных рисков для инвестиционной деятельности зарубежных компаний, что снижает привлекательность иракского ТЭК. Ввиду вышесказанного особую актуальность приобретает проведение комплексного анализа инвестиционного климата и оценка имеющихся инвестиционных рисков с точки зрения

их влияния на экономическую эффективность проектов нефтедобычи, что и определило проблематику данного исследования.

Степень научной разработанности темы исследования.

Диссертация основывается на результатах исследований, приводимых по нескольким направлениям. Во-первых, научных публикациях, посвященных изучению различных аспектов деятельности транснациональных корпораций. В данном контексте следует выделить труды П.В. Арефьева, Ж.Р. Бабаевой, В.В. Бахишевой, С. Бога (S. Boga), Дж. Барнея (J.V. Barney), Б. Вернерфельта (B. Wernerfelt), А.В. Ещенко, Т.Г. Кима, А.С. Кокорева, А.С. Лариной, Т.Ю. Литвиновой, В.С. Панькова, З.П. Петрова, П.М. Поляковой, Т.В. Ромашкина, С. Токара (S. Tosar), В. Хамфенгвонга (V. Khamphengvong), И.А. Халидова, Р.И. Хасбулатова, М.В. Шишкиной и др.

Второй значимой группой исследований выступают работы в области развития мирового рынка нефти. Данной теме посвящены научные труды таких зарубежных и российских ученых, как В.В. Бушуев, А.Х. Висал (A.H. Wisal), Д.Х. Галлямова, Т.Л. Джассим (T.L. Jassim), О.В. Евсеева, С.В. Жуков, П.Б. Катюха, О.С. Кириченко, М.М. Козеняшева, А.А. Коробов, А.В. Кузнецов, Б. Ли (B. Li), Х. Лиאו (H. Liao), Ю.Н. Линник, М.А. Мамаева, А.М. Мастепанов, Л. Маугери (L. Maugeri), А.А. Мигел, К.Н. Миловидов, С.П. Митрахович, Л.Л. Разумнова, Е.И. Рукина, В.И. Русакович, С.П. Сухецкий, Б.-Дж. Танг (B.-J. Tang), Е.А. Телегина, И.Р. Томберг, Г.О. Халова, Б.А. Хейфец, О.Ю. Худякова, Х. Чен (H. Chen) и др.

В третью группу включены труды отечественных специалистов по проблемам экономики Республики Ирак, развития национального ТЭК и инвестиционного климата: М.Г. Борисова, Н.В. Василенко, И.Н. Веденева, Г.Л. Крылова, Г.М. Кудрина, А.А. Курочкиной, Т.А. Макареня, Р.Ш. Мамедова, Н.А.А. Надира, М.С. Озмян, Л.В. Шквари, а также зарубежных ученых: Р.Н.Х.А. Доори (R.N.H.A. Doori), Т.Ю. Исмаэла (T.Y. Ismael), А.Х. Кордесмана (A.H. Cordesman), Т.Л. Джассима (T.L. Jassim), К.М. Ленгли (K.M. Langley), А.С. Хашима (A.S. Hashim) и др.

Четвертая группа исследований посвящена прикладным вопросам оценки рисков инвестиционных проектов в условиях неопределенности и представлена работами таких авторов, как И.Т. Балабанов, Ю.Г. Богаткина, Э. Боргоново (E. Borganovo), Ю.Н. Бусыгин, П.Г. Грабовый, Л.С. Кардона-Меза (L.S. Cardona-Meza), А.Б. Кастро (A.B. Castro), А.А. Кошкина, Н. Луман, Ф.Х. Найт (F.H. Knight), И.В. Петрученя, Э. Плишке (E. Plischke), И.А. Провоторов, Г.Г. Сидоренко, Е.В. Толкунова, А.С. Шапкин и др.

Высоко оценивая результаты исследований вышеназванных авторов, следует отметить, что недостаточно изученными остаются проблемы методологии оценки рисков нефтегазовых инвестиционных проектов именно на зарубежных рынках. Несмотря на достаточно обширный

перечень теоретических и научно-практических работ недостаточно изучены условия осуществления инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на Ближнем и Среднем Востоке и, в частности, в Республике Ирак с учетом тенденций развития макроэкономической ситуации в стране. Данные обстоятельства определили необходимость продолжения исследований по указанным направлениям.

Цель и задачи исследования.

Цель работы заключается в разработке рекомендаций по совершенствованию зарубежной инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на основе оценки рисков.

В соответствии с поставленной целью сформулированы основные задачи исследования:

1. Провести сравнительный анализ методов учета рисков при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов и выявить преимущества имитационного моделирования для оценки нефтегазодобывающих проектов.

2. Определить ключевые факторы развития мирового рынка нефти, оказывающие существенное влияние на формирование рисков инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках.

3. Провести анализ конкурентных преимуществ российских нефтегазовых компаний на мировом рынке и определить реализуемые ими конкурентные стратегии.

4. На основе анализа инвестиционного потенциала и рисков оценить инвестиционную привлекательность Республики Ирак для нефтегазовых ТНК.

5. Разработать имитационную модель оценки экономической эффективности зарубежного инвестиционного проекта нефтегазовой компании с учетом основных инвестиционных рисков.

6. Сформулировать рекомендации российским нефтегазовым ТНК с целью совершенствования инвестиционной деятельности на территории Ирака.

Объектом исследования является инвестиционная деятельность российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках.

Предметом исследования являются риски, возникающие в процессе инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках.

Исследование проводилось на примере инвестиционной деятельности компании Лукойл на территории Республики Ирак.

Период исследования охватывает 2010-2021 гг., что обосновывается повышением активности привлечения иностранного капитала в разработку нефтяных и газовых месторождений на территории Ирака.

Область исследования. Тема диссертации соответствует Паспорту научных специальностей Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего

образования Российской Федерации по специальности 5.2.5. Мировая экономика: пункт 8 «Международное движение капитала. Международные инвестиции», пункт 26 «Участие Российской Федерации в системе международных экономических связей. Внешнеэкономическая деятельность российских экономических субъектов. Внешнеэкономическая политика Российской Федерации».

Теоретические и методологические основы диссертации.

Теоретическую основу диссертации составили результаты фундаментальных и прикладных исследований российских и зарубежных ученых в области методологии учета рисков, анализа энергетических рынков, глобальных тенденций мировой экономики, зарубежной инвестиционной деятельности компаний.

Методологической основой исследования являются методы общенаучного познания - анализ и синтез, дедукция и индукция, исторический и логический методы, методы классификации, группировки данных и моделирования, системный подход, а также специальные методы - SWOT- анализ и PEST- анализ, метод экспертных оценок, методы вероятностно-статистического анализа, экономико-математические методы, графический метод представления данных.

Информационно-статистическая база. В процессе выполнения исследования были использованы статистические базы данных и аналитические материалы международных организаций, в том числе ОПЕК, МЭА, МВФ, Всемирного Банка, ЮНЕСКО, а также данные рейтинговых агентств, таких как Fitch, Moody's, S&P, Bloomberg, Argus, а также корпоративная статистика крупных нефтегазовых компаний, включая ПАО «Лукойл», ПАО «Газпром нефть», АО «Зарубежнефть», ПАО «Газпром», BP, Chevron, ExxonMobil и др.

Научная новизна исследования заключается в развитии подходов к оценке рисков инвестиционных проектов на зарубежных рынках и разработке авторской имитационной модели оценки экономической эффективности международного инвестиционного проекта с учетом влияния рисков.

Основные положения, выносимые на защиту и определяющие научную новизну проведенного исследования:

1. На основе сравнительного анализа методов учета рисков при оценке экономической эффективности зарубежных инвестиционных проектов нефтегазодобычи установлено, что имитационное моделирование обладает преимуществами относительно других методов: возможностью задавать интервальное значение изменения параметров проекта и использовать их вероятностное распределение; одновременным учётом и комплексной оценкой нескольких рисков; оцениванием большого количества вариантов развития проекта; возможностью сочетания данного метода с другими аналитическими и статистическими методами и пр.

2. Установлено, что долгосрочные тенденции развития мирового рынка нефти оказывают разнонаправленное воздействие на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний: с одной стороны, глобализация и финансиализация рынка нефти способствуют наращиванию объемов инвестирования транснациональных компаний (далее – ТНК) в добычу нефти, с другой стороны, конкуренция со стороны возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) создает риски недоинвестирования нефтегазовой отрасли, обесценения активов и некупаемости проектов с длинным инвестиционным циклом.

3. Выявлено, что основными конкурентными преимуществами российских нефтегазовых ТНК являются большой объем запасов и добычи, удельный показатель операционных затрат и капитальных вложений в производство углеводородов, а также возможность реализации стратегии низких издержек и вертикальной интеграции, что позволяет достигать устойчивого развития на зарубежных рынках.

4. Определено, что инвестиционная привлекательность Ирака для нефтегазовых компаний определяется большими запасами углеводородов, низкой себестоимостью добычи, высокими показателями открытости экономики и допуска зарубежных компаний на нефтегазовый рынок, обеспеченностью трудовыми ресурсами и пр. Вместе с тем установлены инвестиционные риски для ТНК, обусловленные политической нестабильностью и слабой легитимностью власти в стране, несовершенством законодательной базы и высоким уровнем коррупции.

5. Разработана авторская имитационная модель оценки экономической эффективности зарубежного инвестиционного проекта нефтегазовой компании, преимуществами которой являются: возможность интеграции учета рисков в оценку экономической эффективности инвестиционных проектов, комплексный учет влияния рисков, легкость интерпретации полученных показателей, оперативная адаптация модели под индивидуальные условия реализации инвестиционного проекта в зависимости от отраслевой и региональной принадлежности и пр.

6. Разработаны рекомендации по совершенствованию инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Республике Ирак, в том числе за счет развития вертикальной интеграции, участия в строительстве объектов местной электроэнергетики и инфраструктуры топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК), инвестирования в национальные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (далее – НИОКР), снижения инвестиционных рисков на основе авторской модели имитационного моделирования, поэтапного подхода к реализации инвестиционных проектов в геологоразведке, оптимизации долговой нагрузки, повышения требований к уровню доходности инвестиционных проектов, включения в условия контрактов требования компенсации затрат на создание или расширение инфраструктуры и пр.

Теоретическая значимость исследования заключается в приращении научных знаний в области изучения инвестиционных рисков и разработке авторской имитационной модели оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Практическая значимость исследования. Разработанная модель апробирована в компании ПАО «Лукойл» при формировании среднесрочного и долгосрочного инвестиционного плана. Модель носит универсальный характер и может быть применена при оценке экономической эффективности проектов российских нефтяных компаний за рубежом, а также при разработке стратегических направлений развития инвестиционной деятельности российских нефтяных ТНК на зарубежных рынках.

Основные положения и результаты, полученные в ходе исследования, были использованы в ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» в процессе преподавания учебных дисциплин «Внеэкономическая деятельность нефтегазовых компаний в конкурентной среде», «Международный энергетический бизнес и рынки», «Инвестиционный анализ» и «Бизнес-моделирование в нефтегазовом секторе».

Собранные фактологические и статистические данные могут найти применение в качестве учебно-методических материалов при чтении учебных дисциплин «Международный нефтегазовый бизнес», «Международный маркетинг», «Мировая экономика и международные экономические отношения», «Мировая экономика и энергетическая политика» в образовательном процессе вузов.

Апробация и внедрение в практику. Основные положения и результаты диссертационного исследования докладывались на международных и российских межвузовских научно-практических конференциях: Всероссийской научно-практической конференции «Инновации в создании и управлении бизнесом» (г. Москва, РУДН, 2017 г. и 2018 г.), 73-ей международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» (г. Москва, РГУНГ им. И.М. Губкина, 2019 г.), VI международной молодежной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва, РГУНГ им. И.М. Губкина, 2019 г.), IX международной молодежной конференции «Мировой энергетический переход: тенденции и риски» (г. Москва, РГУНГ им. И.М. Губкина, 2021 г.), молодежном круглом столе «Основные тренды современного международного предпринимательства и мировой экономики» (г. Москва, РЭУ им. Г.В. Плеханова, 2021 г. и 2022 г.), II Международном внешнеэкономическом научно-практическом форуме «Вызовы и решения для бизнеса: энергия регионов» (г. Москва, РЭУ им. Г.В. Плеханова, 2021 г.). Положения и результаты диссертационного исследования используются в деятельности ПАО «Лукойл».

Публикации. Основные результаты исследования изложены в 17 работах общим объемом 8,70 печ. л. (авторский объем – 7,64 печ. л.), в том числе в 9 научных статьях объемом 5,50 печ. л., в том числе авторских 4,79 печ. л., опубликованных в журналах, включенных в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук, утвержденные Высшей аттестационной комиссией при Минобрнауки России.

Структура диссертации отражает совокупность поставленных в рамках исследования задач. Работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, включающего 227 наименований. Объем диссертационной работы содержит 182 страницы машинописного текста, включая 17 таблиц, 24 рисунка и 10 приложений.

Глава 1 Теоретико-методологические основы исследования инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний на мировом рынке нефти

1.1 Концептуальные подходы к учету инвестиционных рисков при оценке экономической эффективности нефтегазодобывающих проектов за рубежом

Понятие «риск» в общем смысле означает возможность возникновения события в условиях неопределенности среды. Теоретическое осмысление риска как экономической категории и первые попытки определить статистические принципы теории вероятности были предприняты в XVI веке в рамках изучения исследователями принципов устройства азартных игр. Так, Дж. Кардано в трактате «Книга о случайных играх» впервые сформулировал определение вероятности как отношение благоприятных исходов к общему числу возможных. Позже в XVII веке математики Б. Паскаль и Пьер де Ферма при изучении задачи распределения банка между двумя игроками предложили системный метод вычисления вероятности будущих событий, что заложило основу количественной оценки величины рисков. Ученый Дж. Грант в книге «Естественные и политические наблюдения, касающиеся свидетельств о смерти», опубликованной в 1662 г., впервые предложил использовать выборку и вероятностные методы при принятии решений. Таким образом, к концу XVII века (первого этапа развития теории риска) были заложены основы теории вероятности.

Вторым этапом развития теории принято считать период 1700 – 1900 гг. Существенный вклад в развитие теории вероятности рисков внес швейцарский математик Я. Бернулли. В работе «О законе больших чисел» он предложил алгоритм расчета вероятности и статистической значимости событий в условиях ограниченного набора входных данных. Ученый доказал, что при равных условиях наступление события в будущем следует тем же закономерностям, что и в прошлом [30]. Также в то время формулируется классическая теория, связывающая понятие «риск» и «предпринимательская прибыль». Так, английский философ и экономист Дж. С. Миль утверждал, что составляющими прибыли являются «заработная плата» предпринимателя, плата за риск и процент на вложенный капитал. Плата за риск – это компенсация возможного ущерба, обусловленного опасностью потери капитала в процессе осуществления предпринимательской деятельности. Таким образом, в классической теории риск отождествляется с потерями в ходе предпринимательской деятельности.

Третьим этапом развития теории рисков является период 1900 – 1960 гг., когда риск рассматривается как результат воздействия антропогенных и природных факторов. Появляется

необходимость комплексного подхода к управлению рисками, что определяет развитие сложных систем оценки, прогнозирования и учета рисков. В 1921 г. американский экономист Ф.Х. Найт в своей книге «Риск, неопределенность и прибыль» впервые проводит разделение между страхуемыми рисками, вероятность которых можно рассчитать, и не страхуемыми неопределенностями [92]. Он сделал вывод, что именно существование неопределенностей – рисков, которые нельзя объективно измерить, – позволяет предпринимателям получать прибыль в условиях конкуренции. Ученый впервые в экономической теории разграничивает фактор риска и факторы производства при формировании прибыли, доказывая, что доход предпринимателя зависит не только от затраченных материальных, трудовых и денежных ресурсов, но и от его способности преодолеть состояние неопределенности и риска с минимальными потерями.

В 1930-е годы формируется неоклассическая теория рисков, основоположниками которой являются экономисты А. Маршалл и Л. Пигу. Согласно данной теории, предприниматель, работая в рыночных условиях неопределенности, должен руководствоваться принципом предельной полезности: при равной предпринимательской прибыли всегда выбирать тот вариант инвестирования, в котором колебание прибыли наименьшее. Таким образом, неоклассическая теория определяет риск как вероятность отклонения от поставленных целей, что существенно отличает данный подход от классической теории, в которой риск рассматривается как величина потерь.

Существенный вклад в развитие неоклассической теории внес английский экономист Дж.М. Кейнс. Он впервые ввел понятие издержек риска, под которыми понимал затраты компании на страхование в случае резкого изменения цен на рынке, преждевременного износа оборудования, катастроф и пр. Также, рассматривая предпринимательскую деятельность, ученый выделил 3 ключевых вида рисков: риск потери потенциальной выгоды предпринимателя в условиях влияния непредвиденных обстоятельств, риск кредитора и риск уменьшения реальной стоимости денег ввиду инфляции [60; с. 24].

Во второй половине XX века спектр задач теории рисков существенно расширился, выходя за рамки математической дисциплины. Теория активно применялась в сферах химической, ядерной промышленности, техногенной безопасности и пр., становясь самостоятельной комплексной дисциплиной, в которой выделилось два наиболее существенных направления: в рамках первого развивались математические средства прогнозирования, второе направление было нацелено на минимизацию негативных последствий неблагоприятных событий. На базе статистических методов прогнозирования временных рядов, основоположником которого является немецкий математик И.К. Гаусс, формировались новые адаптивные методы, позволяющие вносить корректировки в прогнозы при появлении новых наблюдений. Наиболее значимым адаптивным методом стал метод Бокса-Дженкинса,

применяющий авторегрессионное скользящее среднее для поиска наилучшего соответствия модели временного ряда прошлым значениям. Данный метод и по сей день активно применяется для прогнозирования экономических процессов. Развитие вычислительной техники определило новые методы прогнозирования, такие как нейронные сети, генетические алгоритмы, методы на базе теории хаоса и пр. [212].

В настоящее время оба направления теории продолжают эволюционировать, однако намечается тенденция их разделения по областям применения: направление минимизации рисков активно развивается в инвестиционном и экономическом планировании, прогнозирование получает широкое применение в технической сфере [200].

Несмотря на то, что в большинстве подходов к определению риска присутствует толкование рискованной ситуации как опасности, возможности неудачи (например, Ю.С. Масленчиков, Е.С. Стоянова и др.), то есть как отрицательного экономического явления, очевидно, что при определенных условиях сохраняется вероятность ее благоприятного исхода. Уточним, что риск является одним из видов опасности, связанной с осознаваемой и вероятностно оцениваемой деятельностью человека. Наиболее полное изучение фактора риска как составляющей предпринимательской функции и его трактовка с точки зрения вероятностного распределения доходов представлены в работах Фрэнка Найта (таблица 1).

Таблица 1 – Различные подходы к определению понятия «риск»

Автор	Определение	Источник
Ю.С. Масленчиков	«Риск – действие, направленное на привлекательную цель, достижение которой сопряжено с элементом опасности, угрозой потери или неуспеха»	Сенько, В. Меняющийся подход к риск-менеджменту в крупных компаниях / В. Сенько // Управление риском. – 2001. – № 3. – С. 12- 18.
Е.С. Стоянова	«Риск – это вероятность возникновения убытков или неполучения доходов по сравнению с прогнозируемым вариантом»	Стоянова, Е.С. Финансовый менеджмент для практиков: крат. курс / Е.С. Стоянова, М.Г. Штерн. – М.: Перспектива, 1998. – 238 с.
А. Шапкин	«Риск - опасность потенциально возможной, вероятной потери ресурсов или недополучения доходов по сравнению с вариантом, который рассчитан на рациональное использование ресурсов в данном виде предпринимательской деятельности»	Шапкин, А.С. Экономические и финансовые риски. Оценка, управление, портфель инвестиций / А.С. Шапкин, В.А. Шапкин. - 8-е изд. - М.: Дашков и К, 2012. – 544 с.
Ф. Найт	«Риск представляет собой объективную вероятность того или иного события и может быть выражен количественно...в	Найт, Ф. Риск, неопределенность и прибыль

Автор	Определение	Источник
	виде вероятностного распределения доходов»	/ Ф. Найт.– М. : Дело, 2003.– 359 с.
В.М. Гранатуров	«Риск – это действие, выполняемое в условиях выбора (в ситуации выбора в надежде на счастливый исход), когда в случае неудачи существует возможность (степень опасности) оказаться в худшем положении, чем до выбора (чем в случае несовершения этого действия)»	Гранатуров, В.М. Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения / В.М. Гранатуров.– М. : Дело и Сервис, 2010.– 208 с.
А. П. Альгин	«Риск – это деятельность, связанная с преодолением неопределенности в ситуации неизбежного выбора, в процессе которой имеется возможность количественно и качественно оценить вероятность достижения предполагаемого результата»	Альгин, А.П. Риск и его роль в общественной жизни / А.П. Альгин.– М. : Мысль, 1989.– 191 с.
Э. Гидденс	«Риск – это не то же самое, что опасность или угроза; оно связано с активным анализом опасности с точки зрения будущих последствий»	Гидденс, Э. Ускользящий мир: как глобализация меняет нашу жизнь / Э. Гидденс.– М. : Весь Мир, 2004.– 312 с.
А.В. Мозговая	«Риск – это явление, сущностью которого представляется решение, субъективное по своей природе, и другим оно быть не может. Опасность не является риском до тех пор, пока нет решения действовать»	Риск в социальном измерении / Под ред. А.В. Мозговой.– М. : Институт социологии РАН, 2001.– 348 с.
П. Кристофер	В узком значении риск - «ситуация возможных потерь активов или инвестиций индивидов или фирм в результате деятельности в неопределенной экономической среде»	Кристофер, П. Словарь по экономике Collins / К. Пасс, Б. Лоуз, Л. Дэвис.– СПб.: Экономическая школа, 2004.– 752 с
П.Г. Грабовый	Риск – это «вероятность потери предприятием части своих ресурсов, недополучения доходов или появления дополнительных расходов в результате осуществления определенной производственной и финансовой деятельности»	Грабовый, П.Г. Риски в современном бизнесе / П.Г. Грабовый, С.Н. Петрова, С.И. Полтавцев и др.– М. : Аланс, 1994.– 200 с

Источник: составлено автором по различным источникам

Различие между риском и опасностью хорошо объясняется Н. Луманом: «Либо возможный ущерб рассматривается как следствие решения, и тогда мы говорим о риске решения. Либо же считается, что причины такого ущерба находятся вовне, т.е. вменяются окружающему миру, и тогда мы говорим об опасности» [74; с. 150]. В то же время ситуация риска качественно разнится с ситуацией неопределенности, которая в отличие от первого, согласно Найту, не поддается вероятностной оценке. Рисковую ситуацию ученый предлагает рассматривать как

разновидность неопределенности (измеряемой) и трактовать как ее меру. Чем больше вероятность отклонения от ожидаемой величины дохода, тем меньше риск, и наоборот».

Согласно К. Эрроу, Н. Луману, в основе их различия лежит целевой критерий: риск, как и неопределенность, характеризует состояние объективной реальности, но в отличие от последней осуществляет это в контексте целенаправленной деятельности экономических субъектов, которые принимают решения.

Общепринятая классификация рисков в научной литературе отсутствует. При группировке рисков, как правило, используется следующая группа из пяти принципов: системности, необходимой точности, сравнимости, единства и инвариантности [60; с. 23]. Среди наиболее распространенных систематизаций рисков - классификация, предложенная И.Т. Балабановым (рисунок 1) [28].

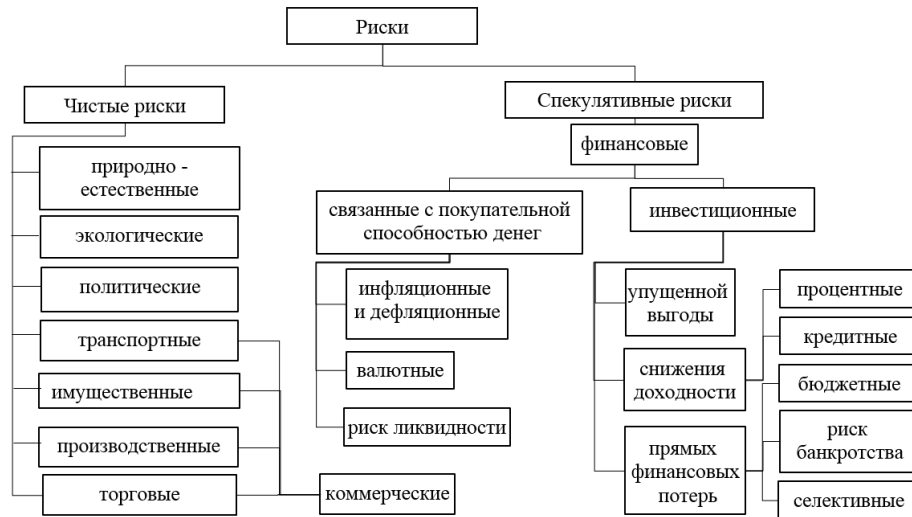


Рис. 1 – Классификация рисков

Источник: составлено автором с использованием [28]

В условиях развития рыночных отношений именно управление рисками становится ключевым инструментом инвестиционной деятельности предприятий любых отраслей, в особенности капиталоемких, таких как нефтегазовая. Учет рисков в данной сфере крайне важен при оценке экономической эффективности проектов¹ и принятии инвестиционных решений. В этой связи в рамках данной исследовательской работы нами предлагается более подробно рассмотреть методы учета рисков, которые на сегодняшний день активно применяются при

¹ Под экономической эффективностью инвестиционного проекта в работе понимается результативность проекта, определяемая путем соотношения дохода от реализации проекта и понесенный затрат. Ключевым параметром экономической эффективности инвестиционного проекта является показатель чистого дисконтированного дохода (NPV).

оценке экономической эффективности инвестиционных проектов, а также проанализировать возможность их практического применения для проектов нефтегазовой отрасли.

Управление проектными рисками – это деятельность, направленная на выявление и анализ рисков факторов, принятие решений в условиях неопределенности, реализацию мер по снижению рисков и дальнейший мониторинг рисков. В основе процесса управления и минимизации риска лежит определение вида проектного риска. Основные виды рисков группируются по следующим признакам: виду деятельности, масштабу и вероятности потерь, степени влияния на финансовое положение проекта, сферам проявления, источникам возникновения и др. (таблица 2).

Таблица 2 – Виды проектных рисков

Признак группировки рисков	Виды проектных рисков
Вид деятельности	финансовые, инвестиционные
Срок	краткосрочные, долгосрочные
Масштаб и вероятность потерь	высокая степень, слабая степень
Степень влияния на финансовое положение проекта	допустимый, критический, катастрофический
Сфера проявления	экономические, политические, социальные, экологические, нормативно-законодательные
Источник возникновения	системные, несистемные (специфические)

Источник: [28; с. 106-108]

Процесс управления рисками проекта можно представить в виде алгоритма (рисунок 2).

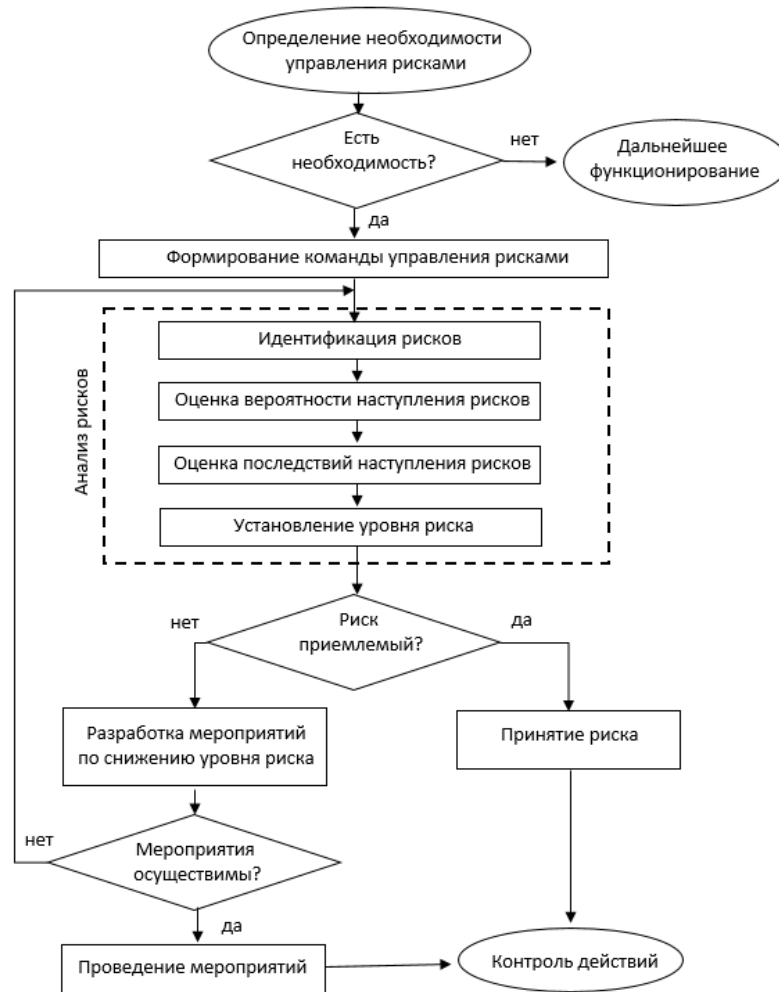


Рис. 2 - Алгоритм управления рисками

Источник: составлено автором с использованием [60; с. 109]

В процессе анализа рисков проекта по добыче нефти укрупненно можно выделить три этапа исходя из жизненного цикла проекта: на этапе планирования инвестиционного проекта - качественный и количественный анализ рисков, на этапе реализации проекта - управление рисками, на этапе завершения проекта - формирование перечня реализовавшихся рисков [104]. Качественный анализ позволяет выявить и описать проектные риски и причины их возникновения. Для описания рисков можно использовать логические карты - список вопросов, помогающих выявить существующие риски.

Выявленные в ходе качественного анализа риски ранжируются по степени важности и величине возможных потерь. Наиболее существенные риски анализируются с помощью количественных методов с целью определить их возможное влияние на показатели эффективности инвестиционного проекта (NPV - чистая приведенная стоимость проекта, IRR - внутренняя норма доходности, РВ - срок окупаемости и пр.) [14; 35].

В зависимости от вида проекта, его сложности и наличия исходной информации для прогнозирования возможно применение одного или нескольких методов анализа и оценки проектных рисков [118]. На сегодняшний день в мировой научной литературе в области финансового менеджмента и риск-менеджмента насчитывается более 40 широко используемых методов. Наиболее полная характеристика каждого метода с описанием, областью применения, а также указанием требований (временной горизонт планирования, требуемый опыт специалиста, требование к точности исходных данных, а также уровень принятия решения) представлена в Национальном стандарте Российской Федерации ГОСТ Р 58771-2019 «Менеджмент риска. Технологии оценки риска» (далее Стандарт), разработанном с учетом международного стандарта ИЕС: 31010:2019 «Risk management – Risk assessment techniques» [1; 5].

В результате анализа перечня описанных в Стандарте методов оценки рисков на предмет возможности их применения в нефтегазовой отрасли определен перечень методов, позволяющих в наибольшей степени учитывать специфику нефтегазовых проектов:

- метод корректировки нормы дисконта;
- метод коэффициентов достоверности;
- анализ чувствительности критериев эффективности;
- метод сценариев;
- анализ вероятностных распределений потоков платежей;
- дерево решений;
- метод нечетких множеств;
- метод имитационного моделирования.

Рассмотрим более подробно эти методы.

Метод корректировки нормы дисконта. Согласно данному методу происходит приведение будущих потоков платежей к текущему периоду времени. Одним из ключевых преимуществ данного метода является простота расчетов и интерпретации полученных результатов. Однако, по мнению современных российских исследователей [137], данный метод имеет существенный недостаток: полученные в ходе анализа результаты не дают информации о степени влияния рисков, их можно оценить лишь комплексно в зависимости от установленной величины надбавки к норме дисконта. Надбавка определяется экспертным методом, что также вносит элемент субъективности в оценку. Анализ, проведенный экономистами А.Б. Кастро и Н. Кулаковым [161], позволил выявить еще один недостаток данного метода - рост величины риска с момента предполагаемого начала реализации проекта. Это приводит к некорректности получаемых оценок, так как, согласно статистике, вероятность наступления рисков снижается по мере реализации проекта. Что приводит к выводу, что прибыльные инвестиционные проекты могут быть не приняты из-за высокой степени оцененной рискованной нагрузки. Также стоит

отметить еще один недостаток - ограниченные возможности в области моделирования различных вариантов инвестиционного проекта, которые заключаются в сведении расчетов к анализу зависимости таких критериев, как чистая приведенная стоимость (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), индекс рентабельности инвестиций (PI).

Несмотря на наличие ряда существенных недостатков, данный метод активно используется на практике в виду простоты его расчетов. Так, ученый Р.Р. Имамов в рамках проведенного диссертационного исследования предложил применить метод корректировки для совокупной оценки рисков факторов инвестиционных проектов нефтедобычи в России, при этом для учета геологического фактора автор использовал вероятностную оценку запасов (с помощью метода Монте-Карло), для экологических рисков – картографический метод [46, с. 124]. Такая комбинация методов, по мнению автора, дает возможность учитывать большинство основных рисков, связанных с инвестированием. Однако, на наш взгляд, недостатком модели является оценка ограниченного количества сценариев реализации проекта (автор предложил рассматривать 3 варианта в зависимости от вероятности подтверждения запасов).

Метод достоверных эквивалентов. В рамках данного метода предполагается корректировка денежных потоков платежей за счет включения в расчет специальных коэффициентов достоверности, которые являются понижающими для каждого отдельно выбранного периода реализации инвестиционного проекта.

Следует выделить ряд недостатков, присущих данному методу: высокая степень сложности проведения расчетов специальных коэффициентов, которые бы достоверно коррелировали с факторами риска на каждом этапе реализации проекта [124], а также невозможность проведения анализа вероятностных распределений основных параметров проекта, как при методе имитационного моделирования.

Анализ чувствительности является стандартным методом количественного анализа. Принцип работы заключается в следующем: изменяются значения ключевых параметров проекта (физический объем продаж, себестоимость, цена реализации и пр.), при каждом изменении параметров значения подставляются в финансово-экономическую модель, рассчитываются показатели экономической эффективности проекта. Таким образом, метод наглядно показывает влияние каждого исходного фактора на итоговый результат. Он активно применяется при оценке проектов ввиду его универсальности. В настоящее время существует огромное количество модификаций данного метода (от диаграммы Торнадо и односторонней функции чувствительности до метода чувствительности, основанного на дисперсии) [143]. Вместе с тем главным недостатком метода является обособленная оценка изменений каждого параметра, так как фактически в проекте все экономические параметры коррелируют друг с другом. Ввиду чего

применение метода анализа чувствительности как самостоятельного инструмента анализа риска, на наш взгляд, крайне ограничено.

Метод сценариев. Метод позволяет исследовать чувствительность результирующего показателя проекта к одновременному изменению нескольких переменных (в отличие от метода анализа чувствительности), при этом рассматриваются как минимум три ключевых сценария развития проекта: оптимистичный, вероятный и пессимистичный [15]. Для выполнения сценарного анализа необходимо определить перечень критических факторов, которые будут изменяться одновременно. С точки зрения комплексного подхода и степени сложности расчетов, оптимальным количеством является 2-4 фактора [118]. В каждом сценарии фиксируются значения критических факторов и рассчитываются показатели экономической эффективности проекта. Далее каждому сценарию на основе экспертных оценок присваивается вероятность реализации. Метод активно применяется в практике нефтегазовых компаний [50, с.57]. Однако недостатком данного метода является необходимость создания нескольких моделей, соответствующих каждому сценарию. Следовательно, этап подготовки и аналитической обработки информации в данном случае кратно увеличивается.

Анализ вероятностных распределений потоков платежей. Данный метод позволяет оценить отклонение стоимости потоков платежей от ожидаемых, зная распределение вероятностей каждого элемента потока. Использование этого метода предполагает, что вероятности для каждого варианта могут быть точно определены или заданы с высокой степенью достоверности на основе анализа прошлого опыта [35]. Однако чаще они задаются на основе экспертного мнения, следовательно, несут в себе большую долю субъективизма.

Дерево решений. Данный метод позволяет наглядно оценить обозримое количество вариантов дальнейшего развития проекта, при этом результаты каждого шага зависят от решений, принятых на предыдущем этапе [134, с. 392]. Полученные в ходе применения данного метода результаты просты в интерпретации. Однако процесс определения ветвей дерева может быть крайне затратным в части вычислений, так как предполагает разложение каждого атрибута в каждом узле дерева до уровня, в котором будет найден оптимальный вариант решения.

Метод нечетких множеств. Данный метод позволяет учесть факторы неопределенности, в том числе рисков, при оценке инвестиционных проектов. Применение данного метода в нефтегазовой отрасли описала группа российских ученых (Ю.Г. Богаткина, И.А. Пономарева, Н.А. Еремин): в процессе моделирования задается вектор нечеткого интервала исходных параметров нефтегазового проекта, в результате формируется целевой показатель экономической эффективности проекта (чистый дисконтированный доход, NPV) в виде вектора нечеткого интервала значений (т.е. при оценке риска параметр NPV обладает «размытостью») [32]. Недостатками данного метода, на наш взгляд, являются: ограничение метода по

возможности использования только треугольного распределения параметров (в отличие от метода имитационного моделирования, в котором можно выбрать характер распределения величин), а также необходимость дальнейшей интерпретации полученных в ходе моделирования результатов, что требует высокого уровня квалификации и опыта экспертов и лиц, принимающих решения, так как отсутствует оценка вероятности получения того или иного значения NPV при различной вариации риска.

Имитационное моделирование. Метод применяется в случае, когда нельзя задать точные оценки параметров, как в сценарном анализе (например, 90%, 110% и 80%), а возможно определить только интервалы колебания показателя. Чаще всего подобный анализ проводится для оценки геологических рисков, валютных рисков (колебание курса валют в течение года), а также рисков колебания процентных ставок и макроэкономических рисков [64]. Расчеты с применением имитационного моделирования всегда осуществляют с помощью программных продуктов ввиду его трудоемкости. Принцип работы метода заключается в следующем: задаются границы изменения параметров, далее программа, имитируя случайность рыночных процессов, выбирает значения этого параметра из интервала и рассчитывает показатель экономической эффективности проекта, подставляя его в финансово-экономическую модель. В результате проведения нескольких сотен экспериментов получается множество значений NPV проекта, для которых рассчитывается среднее значение (m), а также величина риска (стандартное отклонение, d) [118]. Таким образом, результаты моделирования не требуют дополнительных интерпретаций со стороны профильных специалистов и позволяют оперативно принимать инвестиционное решение уполномоченным органом. Путем задания числа экспериментов можно проанализировать неограниченное количество вариантов развития проекта.

Данный метод считается одним из наиболее адаптивных и универсальных методов оценки инвестиционных проектов любой отрасли, позволяющих одновременно учесть количественные и качественные риск - факторы [146]. Метод имеет широкие возможности применения при планировании инвестиционных проектов в условиях неопределённости и риска, при этом может сочетаться с другими экономико-статистическими методами, а также с теорией игр [64].

Разнообразие условий реализации инвестиционных проектов геологоразведки и добычи позволяет применять любого из рассмотренных выше методов в качестве инструмента анализа рисков при оценке экономической эффективности проекта. Вместе с тем результаты проведенного выше анализа позволяют сделать вывод о том, что наиболее перспективными для практического использования в нефтегазовой отрасли являются методы имитационного моделирования и сценарного анализа, которые можно сочетать с другими методиками.

Проведенный анализ реализуемых в российских нефтегазовых компаниях процедур учета рисков при оценке инвестиционных проектов геологоразведки и добычи нефти и газа показал,

что большинство компаний на этапе качественной оценки рисков используют метод экспертных оценок. По результатам качественной оценки они формируют или актуализируют реестр рисков, который служит основой для проведения количественной оценки рисков. Количественную оценку большинство нефтегазовых ТНК осуществляют с применением метода имитационного моделирования Монте-Карло: на начальном этапе количественной оценки из реестра рисков выбирается риск, который имеет высокий и умеренный ранг; далее моделируется влияние риска на финансово-экономическую модель путем пересчета ряда параметров модели или точечного изменения какого-либо одного параметра; далее выполняется имитационное моделирование и формируется отчет по результатам моделирования. Таким образом, по итогу анализа рисков компания обладает набором сценариев развития проекта в случае реализации каждого из рисков. При этом, как правило, каждый риск при моделировании анализируется ТНК отдельно, что не позволяет оценить комплексное влияние рисков на экономическую эффективность инвестиционного проекта и является недостатком текущего методологического подхода к учету рисков при оценке эффективности инвестиционных проектов.

Учитывая необходимость комплексной оценки влияния рисков на инвестиционные проекты геологоразведки и добычи нефти и газа в целях принятия управленческих инвестиционных решений, ряд российских нефтегазовых ТНК в настоящее время активно применяет показатель «NPV под риском», который рассчитывается с использованием метода имитационного моделирования. Данный показатель дает представление об общем уровне риска инвестиционного проекта и рассчитывается как разность между плановой величиной NPV (NPV_{plan}) и величиной NPV с вероятностью 90 % (NPV_{P90}) (рисунок 3 и рисунок 4). Оценка «NPV под риском» осуществляется на основе вероятностных распределений или накопленных вероятностей NPV. Так, например, согласно рисунку 3, под риском находится 13 млн долларов.

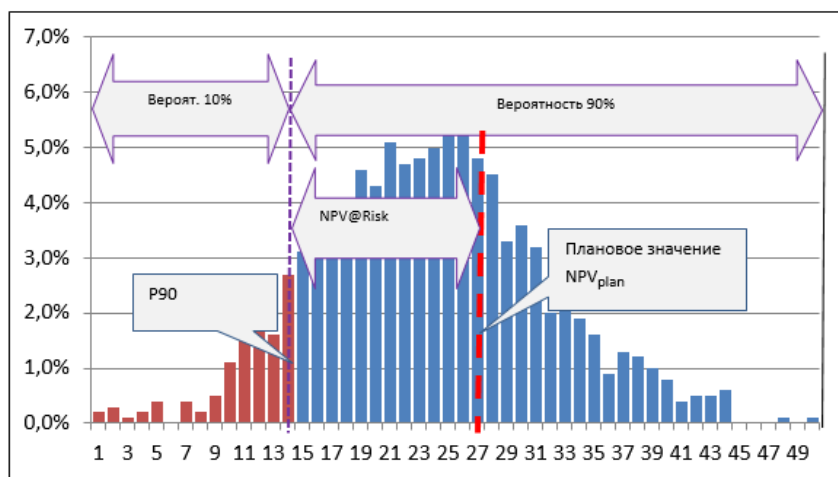


Рис. 3 – Расчет «NPV под риском» по распределению NPV ($P_d=90\%$)

Источник: составлено автором

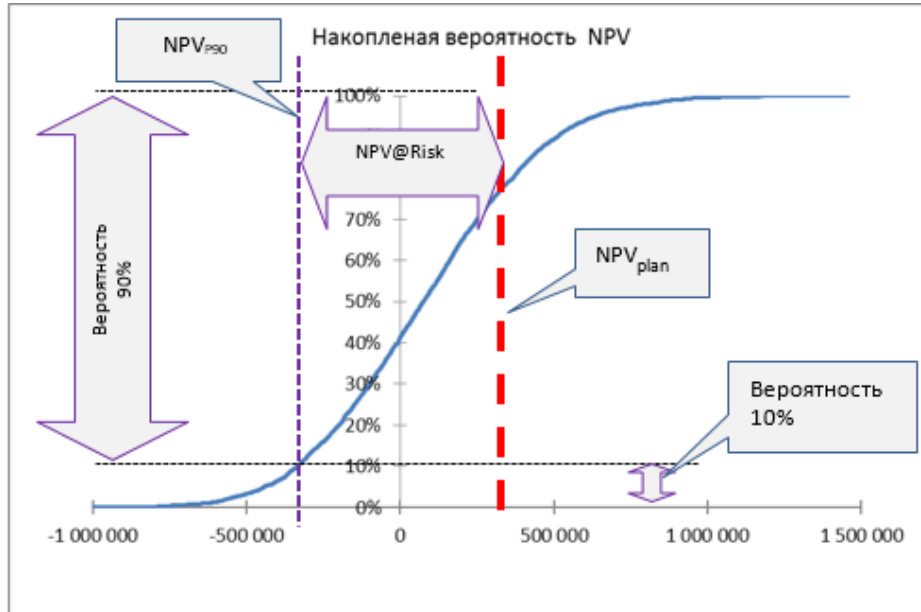


Рис. 4 – Расчет «NPV под риском» по накопленной вероятности NPV ($P_d=90\%$)

Источник: составлено автором

При расчете показателя «NPV под риском» используются квантили вероятностных распределений (NPV_{P90} , NPV_{P50} , NPV_{P10}), которые рассчитываются при помощи статистических методов. Так, согласно расчетам, представленным на рисунке выше, вероятность того, что чистый дисконтированный доход проекта n будет меньше нуля составляет 40 %, а вероятность достижения планового значения NPV составляет 25 % путем вычитания из 100 % накопленной вероятности NPV_{plan} , составляющей 75 %.

Также при оценке уровня рисков инвестиционного проекта «NPV под риском» сравнивается с плановым значением NPV (то есть рассчитывается отношение «NPV под Риском» к NPV_{plan}), а также с дисконтированным объемом инвестиций в проект (I) (то есть рассчитывается отношение «NPV под риском» к « I »). В зависимости от вероятности отрицательного NPV инвестиционный проект определяется как проект:

- 1) с высоким уровнем риска, при вероятности свыше 50 %;
- 2) со средним уровнем риска, при вероятности от 20 % до 50 % включительно;
- 3) с низким уровнем риска при вероятности менее 20 %.

На наш взгляд, недостатком показателя «NPV под риском» является сложность его интерпретации и применения в целях принятия управленческого решения, так как результатом проведенной оценки является величина чистого дисконтированного дохода, находящегося под риском (относительный показатель), а также общая характеристика проекта: проект с высоким, средним или низким уровнем риска. Ввиду чего, на наш взгляд, вопрос применения

имитационного моделирования для оценки инвестиционных проектов в условиях влияния рисков требует дальнейшей адаптации под потребности нефтегазового бизнеса и разработки более совершенных моделей и показателей на основе метода.

Таким образом, выявлено, что понятие риска многогранно, включая его толкование как численно измеримой возможности потерь; вероятности снижения планируемой прибыли; как неопределенность будущих финансовых результатов компании, включая возможное превышение запланированных доходов, вызванное потенциальными угрозами извне; как вероятность потери ценности в результате принятия (непринятия) решений и др. В более общем значении под риском понимается возможность возникновения управляемого события в условиях неопределенности среды, которая поддается как количественной, так и качественной оценке; как параметр среды субъекта экономики, определяющий выбор оптимального варианта экономического решения в условиях неопределенности. Экономический риск как категория экономической теории определяется как отношения между субъектами и объектами в условиях неопределенности по поводу достижения целевых показателей взаимодействия. В данном случае результатом отношений может являться достижение плановых величин, негативное отклонение от них (ущерб, убыток) или позитивное отклонение в виде дополнительной прибыли.

Проведенный анализ существующих в экономической теории методов учета рисков при оценке инвестиционных проектов показал, что применение метода имитационного моделирования дает наиболее широкие возможности для вычисления различных экономических параметров с учетом вероятности реализации комплекса рисков. Преимуществами метода являются: возможность задать интервальное значение изменения параметров проекта и использовать их вероятностное распределение, что невозможно при использовании метода достоверных эквивалентов и анализа вероятностных распределений потоков платежей; возможность учитывать и комплексно оценивать влияние нескольких риск- факторов на экономическую эффективность проекта и при этом получить понятное для восприятия интервальное значение итогового показателя эффективности проекта (NPV) с нижней, верхней границей и средним наиболее вероятным значением согласно проведенным расчетам, что проблематично осуществить при использовании метода корректировки нормы дисконта и анализе чувствительности; отсутствие необходимости дальнейшей интерпретации полученных в ходе расчетов результатов оценки влияния рисков на проект, как в случае использования метода нечетких множеств; возможность применять различный вид распределения для каждой из величин инвестиционного проекта, что проблематично реализовать при использовании других методов вероятностной оценки (например, метода нечетких множеств, который предполагает использование только треугольного распределения); возможность оценить неограниченное число вариантов развития проекта при моделировании путем задания числа итераций

моделирования (минимум 100-500 итераций), что выгодно отличает имитационное моделирование от метода дерева решений, предполагающего рассмотрение ограниченного разумного числа альтернативных вариантов реализации проекта (до 10 вариантов); возможность применения имитационного моделирования в комплексе с другими аналитическими и статистическими методами, таким как метод экспертных оценок. Это позволило определить имитационное моделирование в качестве наиболее целесообразного подхода к учету рисков при оценке экономической эффективности нефтяных проектов за рубежом. Вместе с тем стоит обратить внимание, что применение метода имитационного моделирования может не ограничиваться только расчетом показателя «NPV под риском» или расчетом влияния каждого из рисков на проект, а может быть также использовано для комплексной оценки влияния группы наиболее существенных рисков на проект, что дает основание для дальнейшего развития методологии учета рисков при оценке экономической эффективности проектов российских нефтяных компаний за рубежом в рамках данного диссертационного исследования. На наш взгляд, именно обязательное включение риск- факторов в оценку инвестиционных проектов нефтегазовых компаний позволит обеспечить более высокую эффективность реализации проектов за рубежом.

1.2 Факторы трансформации современного глобального рынка нефти

Российские нефтегазовые компании осуществляют зарубежную инвестиционную деятельность в различных сегментах мирового топливно-энергетического рынка: нефтяном, газовом, альтернативных источников энергии (например, энергия солнца, ветра). В рамках данного диссертационного исследования основной акцент сделан на анализе динамики развития рынка нефти по причине того, что и Ирак, и Россия занимают определенную нишу на данном рынке, и их энергетическая политика в значительной степени формирует те или иные тенденции. Ключевая инвестиционная деятельность российских ТНК в Ираке сосредоточена в нефтяной отрасли, так как она является экономикаобразующей по ряду причин. В целях оценки перспектив ее развития, а также рисков, с которыми могут столкнуться российские ТНК в стране и которые требуют учета при оценке инвестиционных проектов, крайне необходимо проанализировать современное состояние мирового рынка нефти и выявить ключевых тенденции его развития. При этом оценку тенденций развития рынка нефти, на наш взгляд, целесообразно осуществлять в контексте комплексного развития энергетического рынка, включая рынок газа, угля и

альтернативных источников энергии, способных оказать существенное влияние на изменение энергетического баланса в мире.

Мировой нефтяной рынок эволюционирует в рамках общих закономерностей развития глобальной энергетики, к числу которых относятся: существенный рост энергоэффективности, формирование принципиально новой технологической базы, опирающейся на достижения четвертой промышленной революции; опережающее развитие ВИЭ, рост их конкурентоспособности, масштабов использования и технологической эффективности; развитие систем распределенной электроэнергетики, цифровизации и в целом интеллектуализации систем энергопотребления; вовлечение в оборот неконвенциональных видов топлив, включая сжиженный природный газ (далее – СПГ) и водород; ужесточение энергетической политики под воздействием глобального изменения климата и приоритета в развитии процессов декарбонизации, в том числе «чистых» технологий производства энергии и других материальных благ; переформатирование географии трансграничных поставок углеводородных ресурсов, определяемое нарастанием страновой конкуренции на различных сегментах мирового рынка и др. [80]. Наиболее мощным драйвером структурной перестройки современной энергетики в последние несколько лет выступает стремление все большего количества стран к постепенному переходу на использование низкоуглеродных и безуглеродных источников энергии в целях минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.

По мнению профессора А.М. Мастепанова [81; 82, с. 18-20], на рынок нефти, впрочем как и на всю мировую энергетику, в современных условиях оказывает влияние целый комплекс разнонаправленных факторов: спрос- предложение, ценовой, технологический, ресурсный и др. Однако в последнее время на первый план выходят базовые факторы долгосрочного развития глобальной экономики в целом – углубление международного разделения труда, интернационализация и региональная интеграция хозяйственной жизни, деятельность транснациональных корпораций, неравномерность экономического развития отдельных стран и регионов, НТП и другие факторы, действие которых усиливается под воздействием интенсивно нарастающих политических и геополитических рисков.

Малова Т.А. [76], Мамаева М.А. [77], L. Maugeri [166] полагают, что на текущем этапе развития нефтяного рынка велико влияние деятельности Организации стран - экспортёров нефти (далее – ОПЕК). В качестве аргументов ученые приводят анализ корреляции динамики цен на нефть за последние 30 лет с решениями, принятыми данной организацией.

Наравне с политикой ОПЕК профессор Т.А. Малова в качестве ключевых факторов влияния на рынок нефти выделяет также финансовые факторы (спрос на нефтяные фьючерсы, курс доллара, инфляцию в США) и фундаментальные факторы (геологические запасы, баланс спроса и предложения, инвестиции, развитие технологий). При этом автор не рассматривает

долгосрочное влияние на рынок нефти развития климатической политики и альтернативных источников энергии.

Комплексную модель мирового рынка нефти предложили ученые Конопляник А.А., Бушуев В.В. и Миркин Я.М. [36, С.277], которые рассматривают факторы с позиции их влияния на спрос и предложение нефти: предложение нефти формируется под влиянием таких движущих сил, как наличие геологических запасов нефти, инвестиций в разработку месторождений, развитие технологий нефтедобычи и геологоразведки и устанавливаемые ОПЕК квоты на добычу. В свою очередь на спрос оказывают влияние общее состояние мировой экономики, энергоэффективность, геополитика, развитие альтернативных источников энергии, транспортной составляющей и др.

Рассмотрим подробнее ключевые факторы развития рынка нефти, оказывающие влияние на инвестиционную активность нефтегазовых ТНК:

1) **динамика развития мировой экономики** является базовой движущей силой нефтяного рынка, определяя уровень потребления сырья в мире. Взаимосвязь спроса на нефть и темпа роста мировой экономики представлена на рисунке 5.



Рис. 5 – Динамика изменения мирового спроса на нефть и мирового ВВП в 2000 – 2021 гг.

Источник: составлено автором по данным [179; 180]

Спрос на нефть (рисунок 5) коррелирует с темпами роста мирового валового внутреннего продукта (далее – ВВП). Его падение в 2020 г. в связи с Covid-19 на 8,5 миллионов баррелей (далее – барр.) в сутки стало самым крупным снижением за всю историю как в абсолютном, так и в относительном выражении, в основном за счет транспортного сектора (60 % общего спроса): закупки авиационного топлива и керосина сократились на 3,2 млн барр./сутки (41 %), пассажиропоток – на 66 %, спрос на бензин - более чем на 3 млн барр./сутки (12 %) [214].

Пандемия может оказать существенное долгосрочное влияние на темпы роста ВВП и отдельные отрасли экономики. Согласно различным источникам, прогнозные оценки среднегодовой мировой динамики до 2030 г., обусловленные ее воздействием, были уменьшены на 6 %-14 %, в том числе экспертами DNV непосредственно в строительстве – на 5,0 %, транспорте – на 9,8 %, энергетике – 10,8 % [80]. Другим фактором, критически повлиявшим на прогнозы, является российско-украинский военный конфликт [219]. Так, эксперты ВР отметили его влияние, изменив прогноз уровня мирового ВВП на минус 3 % и минус 6 %, и на минус 2 % и минус 4,2 % - конечного потребления энергии в 2035 г. и 2050 г. соответственно вследствие, главным образом, ценовых возникших шоков [224].

Согласно прогнозам Международного валютного фонда (далее – МВФ) (январь 2023), в среднесрочной перспективе темпы роста мировой экономики замедлятся: в 2021-2023 гг. они снизятся с 6,0 % до 2,9 %, экономический рост в подавляющем большинстве развитых странах в 2022-2023 гг. уменьшится к 2023 г. до 1,2 %, что обусловлено высоким уровнем инфляции во многих странах, ростом цен на энергоносители и продовольствие, жесткими налогово-бюджетной и денежно-кредитной политикой и финансовыми условиями. Напротив, в группе государств с формирующимся рынком и развивающихся стран в целом экономический рост в ближайшие два года незначительно ускорится – с 3,9 % до 4,2 %, однако в половине из них он будет снижаться. Ожидается, что, достигнув пиковых значений в 2022 г. в 8,8 %, средний уровень инфляции будет падать, и это будет способствовать восстановлению глобального роста. По мере наращивания вакцинации и снятия ограничений на мобильность, связанных с Covid-19, со второй половины 2021 г. спрос на нефть стал восстанавливаться. Потребление нефти увеличится в 2023 г. и, согласно прогнозам Международного энергетического агентства (далее – МЭА) составит 101,7 млн барр./сут [221]. К 2027 г. мировой ВВП может увеличиться на 30 трлн \$, но его среднегодовая динамика не превысит 3,5 %, что обусловит умеренный спрос на энергоносители: цена на нефть снизится с 98,2 \$/барр. в 2022 г. до 80,0 \$/ барр. в 2027 г. [179, 227]¹. Предполагается, что к 2030 г. воздействие ценового шока сырьевых товаров в значительной степени исчезнет, при том что последствия военных действий окажут более стойкое разрушительное воздействие на экономику России и Украины [219].

В обзоре «Перспективы развития энергетики на 2022 г.» последствия российско-украинского конфликта предварительно смоделированы по трем основным направлениям: энергетическая безопасность, экономический рост и структура глобальных поставок энергоресурсов. Эксперты полагают, что повышенные опасения по поводу энергетической

¹ Рассчитано как средняя спот цена по трем сортам – Brent, West Texas Intermediate, Dubai Fateh. Источник: МВФ, октябрь 2022 г.

безопасности заставят страны снижать зависимость от импортируемой энергии и увеличивать ее производство внутри страны. Это также создаст стимулы для повышения энергоэффективности за счет снижения потребления всех видов энергии. Замедление глобального экономического роста эксперты связывают с шоком цен на сырьевые товары, снижением глобальной интеграции и международной торговли, направленных на избежание международных потрясений. Как и эксперты МЭА, они полагают, что глобализация мировой экономики существенно замедлится. Изменение структуры глобальных энергоресурсов связано прежде всего с устойчивым снижением российского экспорта углеводородов вследствие влияния добровольных ограничений и обязательных санкций на поставку углеводородов, а также снижения доступа России к иностранным инвестициям и современным технологиям [57; 219].

Согласно прогнозу МЭА, в долгосрочной перспективе в 2030 – 2050 гг. прирост мирового ВВП прогнозируется на уровне 2,7 %. Наибольший рост будут показывать страны Африки (4,2 %) и страны АТР (около 3,0 %): Индия (4,4 %), Китай (2,9 %) [180].

В настоящее время ключевую роль в развитии рынка нефти играют экономически развитые страны. Согласно данным Статистического обзора мировой энергетики 2022 г. компании ВР [145], 46 % потребления нефти приходится на страны Организации экономического сотрудничества и развития (далее - ОЭСР), доля ВВП которых составляет 55 % от общемирового [178].

Однако, согласно прогнозу ОПЕК по развитию нефтяной отрасли [171], спрос на нефть со стороны стран ОЭСР будет постепенно сокращаться до 31 % к 2045 г. Одновременно с этим будет увеличиваться доля азиатских стран в потреблении нефти, преимущественно Китая и Индии, чей темп роста ВВП будет существенно опережать развитые страны. При этом наиболее активный спрос на нефть будет наблюдаться в таких отраслях, как легковой и грузовой транспорт, а также нефтехимия (приложение А). Как следует из Прогноза ОПЕК, построенного на анализе различных вариантов развития мировой экономики, в базовом сценарии спрос на нефть увеличится к 2045 г. на 21 % относительно уровня 2020 г. до 110 млн барр./сут, в сценарии невмешательства («laissez-faire scenario») спрос вырастет на 16 % к 2045 г. до 106 млн барр./сут, а в сценарии ускоренного внедрения передовых технологий спрос сохранится на текущем уровне до 2040 г., далее будет постепенно снижаться до 84 млн барр./сут к 2045 г.

Таким образом, при прогнозируемом среднегодовом приросте мирового ВВП будет расти спрос на нефть. Это будет побуждать нефтегазовые компании наращивать инвестиции как в геологоразведку, так и разработку действующих и новых месторождений. Наибольший рост ВВП в долгосрочной перспективе будут показывать страны Азиатско-Тихоокеанского региона (далее – АТР), которые к тому же с каждым годом наращивают долю потребления нефти за счет активного развития транспортной промышленности и нефтехимии, следовательно,

экономическое развитие данных стран будет являться ключевым фактором, способствующим развитию инвестиционной активности нефтегазовых ТНК¹.

2) **геополитический фактор** оказывает наибольшее влияние в момент энергетических кризисов и «нефтяных шоков²». Наглядно влияние наиболее существенных геополитических и экономических событий на цену нефти представлено в приложении Б.

Изучению влияния геополитических факторов на мировой рынок нефти посвящены работы многих современных ученых, таких как О.В. Евсеева [42], Х.Чен, Х. Лиао и Б. Тан [147], Б. Ли и С. Чанг [181], Д. Х. Галлямова и М.В. Шинкевич [40], А.А. Коробов [62; 63], М.А. Мамаева [77] и др. Так, по мнению О. В. Евсеевой, нефть используется участниками рынка как стратегический рычаг власти, политическая нестабильность в регионах добычи может существенно увеличить премию за риск к цене нефти. Ученые Х. Чен, Х. Лиао и Б. Тан в результате исследований пришли к выводу, что геополитический риск оказывает наибольшее влияние на колебание нефтяных цен в среднем на протяжении одного года [147].

Группа ученых из Китая во главе с Б. Ли и С. Чанг [181] в результате проведения вейвлет-анализа динамической связи между геополитическими рисками и ценой нефти в период 1985- 2016 гг. пришли к выводу, что существует высокая степень совпадения геополитических рисков и цен на нефть в краткосрочном периоде.

Вместе с тем, ретроспективный анализ влияния геополитических событий на цену нефти (приложение Б) не позволяет нам однозначно утверждать, что геополитический фактор имеет только краткосрочное влияние, как утверждают китайские исследователи. На наш взгляд, геополитический фактор необходимо рассматривать с позиции его составляющих (подфакторов): регулирующей деятельности ОПЕК, военных конфликтов, санкций и эмбарго, а также деятельности террористических организаций на территории добывающих стран. Данные составляющие имеют разную степень и длительность воздействия на рынок нефти.

ОПЕК на текущий момент является мощным ценовым регулятором на рынке нефти. По мнению М.А. Мамаевой, влияние организации на энергетический рынок является значительным, так как ее участники являются ключевыми игроками рынка нефти и способны ограничивать предложение нефти на рынке. Согласно исследователю, влияние ОПЕК на рынок нефти является наиболее управляемым из всех геополитических подфакторов [77]. Позицию стран ОПЕК в вопросе сохранения максимально возможного уровня цен на нефть разделяют такие производители нефти, как Россия, Казахстан, Азербайджан, Мексика, Оман, являющиеся

¹ ТНК (определение ООН) - это международно-оперирующие фирмы в двух или более странах и управляющие этими подразделениями из одного или нескольких центров.

² Ситуация, при которой происходит внезапное снижение имеющегося в наличии количества нефти и/или значительный рост цен на нефть.

участниками ОПЕК+ [186]. Доля ОПЕК+ в мировой добыче нефти составляет 54 %, что говорит о существенном влиянии данной межправительственной организации на рынок нефти [169]. Соглашения стран-участниц ОПЕК+ способны оперативно стабилизировать уровень цен на нефть в среднесрочном периоде, однако существенные структурные сдвиги в мировой нефтедобыче она не способна полностью контролировать. Так, в ответ на рост добычи сланцевой нефти в США в 2014 г. страны ОПЕК были вынуждены увеличить добычу нефти до 32 млн барр./сут в целях сохранения своей доли на мировом рынке.

Другими геополитическими подфакторами, влияющим на рынок нефти и инвестиционную активность нефтегазовых компаний, являются военные конфликты и действие террористических организаций. Военные конфликты способны воздействовать на рынок как в краткосрочной, так и среднесрочной перспективе. В момент обострения конфликта существенно меняется мировой спрос на нефть, наблюдаются задержки поставок сырья. В среднесрочном периоде возникают нарушения маршрутов транспортировки углеводородов, поставок оборудования и пр. [127]. Ключевыми рисками для нефтегазовых компаний, связанными с военными конфликтами, являются возможность приостановки поставок нефти с месторождения, угроза захвата территории, а также возможное разрушение инфраструктуры. Обострение отношений между государствами в ходе военных конфликтов также способствует нарушению контрактных обязательств сторон. Невзирая на то, что действие террористических организаций в добывающих странах или ключевых узлах транспортировки нефти, согласно исследованиям А.А. Коробова и И.М. Поповой [62; 107], носит краткосрочный характер влияния на рынок, данное явление негативно сказывается на развитии инвестиционной деятельности нефтегазовых ТНК в регионе конфликта, замедляет темпы исполнения действующих проектов и повышает стоимость их реализации (увеличиваются затраты на защиту персонала и объектов производства).

Принимая во внимание влияние санкций и эмбарго на поставку нефти из какой-либо добывающей страны, стоит отметить, что данные факторы способны оказать фундаментальное влияние на изменение структуры и географии мирового рынка нефти [76]. Ярким примером является текущая геополитическая ситуация в мире, вызванная конфликтом на территории Украины [42]. Вследствие введения санкций, эмбарго и ограничения цен на импорт российской нефти («ценового потолка»), а также скоординированной реакции стран-потребителей нефти на рост цен путем использования стратегических запасов усиление регулирующего государственного вмешательства с целью поддержания энергетической безопасности и доступности углеводородных топлив становится ключевым фактором воздействия на энергетические рынки, включая рынок нефти, в ближайшие два-три года [12].

По мнению президента Института энергетики и финансов М.Р. Салихова [88], базовым вариантом развития санкций Европейского союза (далее – ЕС) в краткосрочной и среднесрочной перспективе является постепенное сокращение физических поставок нефти в Европу, а не тотальное одномоментное эмбарго, так как ряд стран (Венгрия, Болгария и Словакия), принимающих российскую нефть по трубопроводу, не готовы оперативно вводить полный запрет на российскую нефть [117; 194]. Другие европейские страны также осторожны в вопросе одномоментного отказа от российской нефти по ряду причин: крупные ограничения поставок чреваты резким ростом цен на энергоресурс; на текущий момент отсутствует альтернативный экспортер, способный в полном объеме заменить поставки нефти из России; могут значительно возрасти транспортные расходы на поставку нефти; европейские нефтеперерабатывающие заводы (далее – НПЗ) оптимизированы для работы с российской нефтью, замена качества сырья снизит эффективность НПЗ и увеличит расходы [84].

Рассматривая санкции с позиции их влияния на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний, стоит отметить, что наиболее негативными последствиями являются рост цен на сырье и комплектующие, рост логистических затрат ввиду изменения цепочек поставок товарно-материальных ценностей [121], прекращение поставок ряда высокотехнологичного оборудования (следовательно, компании вынуждены закупать менее эффективное оборудование или инвестировать больше средств в НИОКР в целях импортозамещения), а также снижение доступности заемных средств, что побуждает компании брать кредиты на менее выгодных для них условиях. Таким образом, повышается риск снижения уровня технологичности российских нефтегазовых компаний. По мнению К.Н. Миловидова, с учетом обострения геополитической ситуации в мире, а также в связи с начавшимся бумом на рынке СПГ тенденция переориентации инвестиций крупных нефтегазовых компаний в направлении проектов с более короткими инвестиционными циклами в целях сокращения периода окупаемости и снижения долгосрочных рисков, сложившаяся в прошлом десятилетии, может быть продолжена и в будущем [85].

Таким образом, геополитический фактор будет продолжать оказывать сильное воздействие на мировой рынок нефти как в краткосрочной, так и долгосрочной перспективе, и, следовательно, создавать существенные риски для инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний на международных рынках.

3) **финансовый фактор.** По объему денежных оборотов в структуре мирового рынка углеводородов (далее – УВ) на сегодняшний день преобладает доля срочного рынка, в частности биржевого. В настоящее время доля коммерческих игроков на рынке «бумажной нефти» варьируется в среднем в диапазоне 20% - 30 %, а доля спекулянтов может достигать 80 % в определенные периоды [48, с. 66]. Ярким примером влияния деятельности спекулянтов на рынке

нефти стало падение 20 апреля 2020 г. цены нефтяного фьючерсного контракта на WTI до минус 40 долларов. Для нефтегазовых компаний влияние срочного рынка может создавать существенные риски, в частности, резкое падение цен на нефть влечет за собой снижение капитализации нефтегазовых компаний.

Фьючерсный рынок оказывает разнонаправленное воздействие на рынок нефти: с одной стороны, путем переориентации участников рынка на краткосрочные инструменты он деформирует механизмы долгосрочного функционирования отрасли, с другой стороны, он балансирует рынок в условиях высокой волатильности цен и низкой инвестиционной активности участников рынка [31, с. 191]. Согласно исследованиям, цены на нефтяные фьючерсы и объемы торгов беспоставочными фьючерсами со сроком дюрации один месяц определяют объемы кредитования нефтяной отрасли [48, с. 69]. Оборот капитала на нефтяном рынке влияет непосредственно на инвестиционные процессы, от которых зависит уровень добычи, закупки, переработки нефти, а также величина трансфертных и рыночных цен. Для ТНК, чьи акции обращаются на биржах, открываются новые возможности по привлечению и наращиванию капитала.

Таким образом, можно сделать вывод, что взаимозависимость нефтяной промышленности и мирового финансового рынка во всех формах движения капитала усиливается. Возрастающая доля биржевой торговли нефтью обуславливает институциональную и финансовую глобализацию рынка [68].

4) еще одним фактором, влияющим на рынок нефти и формирующим долгосрочную тенденцию возрастающей конкуренции рынку нефти со стороны альтернативных источников энергии, является проводимая государствами мира **климатическая политика**. Так, по итогам конференции ООН по вопросам изменения климата (КС-26) в Глазго в 2021 г., был разработан «Климатический пакт Глазго», отражающий основные принятые между странами договоренности: сокращение на 45 % объема выбросов CO₂ в течение текущего десятилетия в целях достижения нулевого баланса выбросов к 2050 г., ускоренная выработка и предоставление национальных планов действий к 2023 г., постепенный отказ от угольной энергетики и поэтапное прекращение «неэффективного» субсидирования ископаемых видов топлива и др. [155].

По данным МЭА за 2020 г. нефтегазовая отрасль по всей вертикали производственного процесса (от добычи до производства нефтепродуктов) обеспечивает порядка 10,2 % выбросов парникового газа (5,5 млрд т CO₂-экв.). При этом дальнейшее использование нефти, газа, нефте- и газопродуктов в других секторах (промышленность, энергетика, транспортная отрасль и пр.) обеспечивает 33 % мировых выбросов CO₂ в атмосферу, главным образом, за счет транспорта (8 млрд т CO₂-экв.).

Многие современные исследования оценивают дальнейшее развитие рынка нефти в нескольких сценариях в зависимости от реализуемой в мире политики декарбонизации. Так, анализ прогнозов мировой добычи нефти, сформированный отечественными институтами [102; 110] и зарубежными агентствами [167; 171; 176; 180], показал существенное различие в оценках (приложение В). Наиболее оптимистичный прогноз нефтяного рынка представлен в отчете ОПЕК «World Oil Outlook 2045» [171], согласно которому прогнозируется стабильный уровень добычи нефти в мире (110 млн барр./сут) до 2045 г. Наиболее резкое падение добычи нефти в мире к 2050 г. прогнозирует агентство Bloomberg (во всех сценариях уровень добычи нефти не превышает 21 млн барр./сут) [167] и Международное энергетическое агентство [180] (в сценарии NZE - нулевых выбросов CO₂ - добыча нефти прогнозируется на уровне 25 млн барр./сут). Анализ долгосрочных прогнозов добычи свидетельствует о том, что в случае проведения более активной политики государств по декарбонизации, фактор климатической политики окажет наиболее существенное влияние на замедление темпов развития мирового рынка нефти и инвестиционной активности ТНК в области геологоразведки и добычи нефти. По мнению А.С. Сторожева, под влиянием климатической политики акцент с нефти может быть смещен в пользу ВИЭ и природного газа. Вместе с тем, затяжное восстановление экономики после пандемии и нестабильная геополитическая обстановка в мире провоцируют отсрочку развития политики перехода к чистой энергетике [119]. По мнению профессора А.М. Мастепанова, полная реализация концепции энергоперехода к 2050 г. является маловероятным сценарием ввиду реализации неэкономических методов борьбы за рынки и ресурсы (санкции) в настоящее время, также отсутствует климат доверия между странами, наблюдается устойчивый рост мирового потребления энергии, обусловленный экономическим развитием развивающихся стран, отсутствуют надежные апробированные технологии для энергоперехода, текущая скорость масштабирования технологий крайне низкая [82].

Таким образом, при текущем темпе развития политики декарбонизации спрос на нефть будет расти в горизонте до 2035 г. Климатическая политика, на наш взгляд, будет оказывать отложенное (ввиду обострения геополитической обстановки в мире) долгосрочное влияние на рынок нефти, тем самым создавая тенденцию плавной возрастающей конкуренции со стороны альтернативных источников энергии. Это будет формировать риск недоинвестирования сегмента добычи углеводородов в нефтегазовых компаниях, так как будут ужесточаться требования к организации производственного процесса (утилизация попутного нефтяного газа, штрафы за утечку метана, отслеживание неконтролируемых выбросов на не работающих скважинах и пр.), что отразится на экономической эффективности инвестиционных проектов. Более того, компании будут вынуждены сокращать инвестиционную программу на разработку новых месторождений за счет развития направления альтернативной энергетики. Учитывая тот факт,

что проекты добычи нефти имеют длительный инвестиционный период и длительный срок окупаемости, «давление зеленой повестки» может оказать негативное влияние на развитие нефтегазовой отрасли в мире [11]. Проблема выбросов CO₂ в настоящее время решается в мире за счет сокращения производства (снижения программы капитальных вложений), а не сокращения спроса, что создает риски как для компаний, так и для государств. Однако долгосрочные цели правительств, направленные на достижение низкого или нулевого уровня выбросов и вынуждающие компании учитывать принципы устойчивого развития (ESG) в инвестиционном планировании будут входить в противоречие с краткосрочными интересами потребителей в обеспечении энергетической безопасности, требующие увеличивать добычу традиционных углеводородов, поэтому стремление совместить эти разнонаправленные интересы будут приводить к тому, что компании будут стремиться разрабатывать любые энергоресурсы, в том числе углеводородные, характеризующиеся низким содержанием углерода [12].

5) **геолого-технологический фактор.** Уровень геологических запасов нефти и наличие современных технологий по извлечению нефти ключевым образом влияет на предложение нефти на рынке. Динамика прироста доказанных запасов нефти в мире за последние 20 лет свидетельствует о существенном потенциале нефти, как первичного источника энергии: за последние 20 лет запасы нефти выросли на 33 % с 1300 млрд барр. до 1730 млрд барр. Основной прирост запасов был осуществлен на территории Венесуэлы (230 млрд барр.), стран Ближнего и Среднего Востока (140 млрд барр.), Африки (32 млрд барр.) и США (39 млрд барр.) [145]. Вместе с тем характерными особенностями, присущими современному этапу восполнения мировой ресурсной базы, являются постепенное замедление темпов прироста запасов нефти, рост сырьевой базы за счет открытия трудноизвлекаемых запасов и переоценки ранее поставленных на баланс запасов. Согласно исследованиям, обеспеченность мировой добычи нефти извлекаемыми запасами составляет 56 лет. Технический прогресс способствует качественной модернизации технологий разведки и нефтеизвлечения, в том числе трудноизвлекаемой нефти, глубоководной нефти на шельфе и в арктических широтах. В результате величина извлекаемых запасов нефти в мире с каждым годом пересматривается в сторону увеличения, что является существенным драйвером роста предложения нефти на мировом рынке. При этом влияние величины запасов нефти на спрос проявляется только в ситуациях геополитической нестабильности и ограниченных поставок нефти на рынок [107].

Анализ динамики прироста запасов нефти в США продемонстрировал, как открытие значительных ресурсов сланцевой нефти повлияло на падение нефтяных цен в 2014 г. Так, запасы нефти в США начали активно расти в период 2010-2014 гг. на 2,5–3 млн барр. ежегодно благодаря открытию залежей нетрадиционной нефти. Применение соответствующих технологий нефтеизвлечения позволило стране к 2014 г. реализовать рекордный на тот момент темп роста

добычи нефти в 16 %. Выход существенного объема американской нефти (11,8 млн барр./сут) на рынок способствовал резкому падению цены нефти марки Brent на 51 % во второй половине 2014 г. со 108 \$/барр. до 55,3 \$/барр. Для российских и зарубежных нефтегазовых компаний, не имеющих доступ на рынок добычи нефти США, это послужило серьезным рисковым фактором: многие проекты в условиях низких цен на нефть оказались не рентабельными, компании были вынуждены приостановить разработку целого ряда месторождений, что негативно сказалось на финансовом результате компаний. Таким образом, геолого-технологический фактор может оказать негативное влияние на деятельность нефтегазовых компаний в том случае, если у компании отсутствует доступ к рынку нефти того государства, где наблюдается активный прирост запасов.

б) **эпидемиологический фактор.** В 2020-2021 гг. под влиянием пандемии COVID-19 снизился объем производства, большинство нефтегазовых компаний были вынуждены сократить программу инвестирования как в новые проекты, так и в поддержание добычи на текущих проектах (риск недоинвестирования) [61]. В настоящее время наблюдается ситуация, при которой спрос на нефть практически восстановился, но производители не в состоянии обеспечить соответствующие поставки на рынок [43]. В итоге происходит рост цен, обусловленный не только геополитическим фактором, но и фактором предыдущего снижения инвестиций (ограничено предложение нефти). По оценкам генерального секретаря ОПЕК Хайсама аль-Гайса, 500 млрд \$ ежегодно необходимо для инвестирования в мировую нефтяную промышленность до 2045 г. [190]. Эксперты МЭА считают, что в 2022 г. объем мировых инвестиций в нефтедобычу, переработку и транспорт существенно вырос и составил 450 млрд \$, что на 25 % больше, чем в 2020 г., но существенно ниже чем в 2018 г. Прогнозные оценки необходимых вложений на долгосрочную перспективу характеризуются высокой неопределённостью и существенно различаются в зависимости от возможного сценария развития мировой энергетики. В случае реализации сценария STEPS (Stated Policies Scenario) среднегодовые инвестиции до 2030 г. должны составить 580 млрд \$, что на 30 % больше, чем в среднем в 2018 г.; в сценарии APS – 470 млрд \$, и это соответствуют уровням, наблюдавшимся в последние годы; в случае реализации сценария NZE (Net Zero Emissions) – 350 млрд \$, удовлетворение спроса будет происходить без реализации новых долгосрочных проектов. Совокупные инвестиции в первом сценарии до 2050 г. в нефтяной сектор, включая транспорт, составят 14,5 трлн \$, в чистую энергию – 60 трлн \$. Во втором сценарии APS снижение инвестиций на фоне более быстрого сокращения спроса в США и Бразилии, меньшей доли ОПЕК на рынке нефти, чем в первом сценарии, и более низком спросе в Китае. В данном случае совокупные инвестиции в разведку и добычу нефти до 2050 г. оцениваются в 7,5 трлн \$, не включая 1,5 трлн \$ – в транспортировку и переработку нефти. Инвестиции в чистую энергетику возрастают до 95 трлн \$. В сценарии NZE

происходит существенное падение международной торговли нефтью, основным ее импортером остаются страны АТР, а поставщиками – Ближний и Средний Восток и Северная Америка.

Рассматривая влияние эпидемиологического фактора на рынок нефти с позиции восстановления экономик стран мира, стоит отметить, что устойчивый экономический подъем наблюдается в странах, где есть свободный доступ к вакцинам – страны Европы, США и Китай [180]. Влияние пандемии COVID-19 на развитие нефтяного рынка имеет среднесрочный характер: сокращение числа международных перелетов и удаленная работа населения существенно сократили потребление авиатоплива и бензина в мире, что сказалось на снижении общего спроса на нефть. Постепенное восстановление экономик мира послужит положительным импульсом к наращиванию темпов потребления нефти [43].

Таким образом, проведенный анализ факторов и их составляющих (подфакторов), влияющих на рынок нефти, позволяет нам классифицировать их по признаку горизонта влияния на динамику развития нефтяного рынка и инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний (приложение Г). Согласно таблице Г.1, в краткосрочной перспективе наибольшее влияние на рынок нефти может оказывать геополитический фактор в части террористической активности и военных конфликтов, а также финансовый фактор в период энергетических кризисов. Деятельность ОПЕК способна ограничить предложение нефти и стимулировать спрос на нее в краткосрочной и среднесрочной перспективе, однако в долгосрочной перспективе она не способна контролировать существенные структурные сдвиги в нефтедобыче. В среднесрочной перспективе на рынок нефти оказывает влияние мировая эпидемиологическая обстановка – снижение уровня потребления нефти на фоне пандемии COVID-19, а также военные конфликты. В долгосрочной перспективе общую тенденцию развития рынка нефти задают такие факторы, как развитие мировой экономики, финансовый фактор развития рынка производных инструментов, геолого-технологический потенциал отрасли, климатическая политика, а также геополитический фактор в части санкций и нефтяного эмбарго [23].

Выявленные выше факторы, оказывающие влияние на развитие рынка нефти, обусловили следующие тенденции:

– **усиление конкуренции со стороны альтернативных источников энергии и природного газа в условиях энергоперехода.**

Ключевые тенденции и перспективы развития нефтяной отрасли необходимо рассматривать в контексте развития глобальной мировой энергетической системы, которая находится в состоянии четвертого энергетического перехода – переход к ВИЭ [114]. В настоящее время доля ВИЭ в мировом производстве электроэнергии составляет 5,7 % [145]. Однако, согласно различным прогнозам, моделируемым мировыми институтами, к 2040 г. она может составить от 38 % до 60 % [110]. Развитие ВИЭ создает ряд преимуществ для участников рынка:

для стран-импортеров УВ – снижение зависимости от импорта и, как следствие, повышение энергетической безопасности, для стран-экспортеров – высвобождение УВ для экспорта за счет снижения их потребления на внутреннем рынке [112, с. 217].

Безусловно, развитие нефтяной отрасли в долгосрочной перспективе будет осуществляться в условиях возрастающей доли альтернативной энергетики [33; 94]. Вместе с тем основным потребителем нефти в ближайшие 20 лет останется транспортная промышленность (обеспечивает 45 % всего мирового спроса на нефть), где ведущую роль будут играть двигатели внутреннего сгорания (далее – ДВС). В ближайшие 15-20 лет не произойдет вытеснение ДВС электродвигателями, ограничивающим фактором является высокая стоимость батарей для электромобилей. По подсчетам МЭА, для соблюдения Парижского соглашения необходимо к 2030 г. заместить около 150 млн ДВС электромобилями. Даже в случае реализации данной стратегии доля электромобилей в мировом автопарке не превысит 10 %, влияние же на мировой спрос на нефть составит около 3 млн барр./сут.

Согласно оценкам и прогнозам мировых агентств [110; 171; 180], основными конкурентами нефти на текущий момент являются природный газ и уголь. Учитывая влияние климатической политики, доля угля в мировом потреблении снижается, что компенсируется возрастающим потреблением природного газа [125; 165]. Так, согласно исследованию МШУ Сколково, доля газа в мировом энергопотреблении вырастет к 2040 г. с 22 % до 27 % [110]. Наибольший спрос на газ прогнозируется в Китае, Ближнем и Среднем Востоке и развивающихся странах Азии (кроме Китая). Учитывая вышесказанное, ключевыми стратегическими направлениями развития инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний в свете роста спроса на природный газ и ВИЭ будут являться: монетизация попутного газа и метана (большинство российских компаний достигли 98 % уровня использования попутного газа), развитие газового бизнеса ввиду возрастающего спроса на газ странами Азии и Ближнего Востока, развитие низкоуглеродного направления деятельности (ветровая и солнечная энергетика). Более того, крайне актуальными станут вопросы повышения энергоэффективности производства и увеличения маржинальности продукции за счет интеграции с отраслью переработки и нефтехимии [34; 56]. В то же время для того чтобы избежать ускоренного обесценивания активов, связанного с добычей традиционного ископаемого топлива странам придется отказаться от необдуманного тотального перехода на ВИЭ и, с одной стороны, частично сохранить традиционные мощности электрогенерации, а в случае с Китаем, возможно, и нарастить угольную генерацию, а с другой, переходить на более экологичное топливо, в том числе атомное [122, с. 29]. Происходящие события на мировом энергетическом рынке, в том числе усиление влияния государства на межтопливную конкуренцию введением новых институциональных механизмов регулирования цен, свидетельствует о том, что развитые

страны-импортеры могут в кратко- и среднесрочном периоде отступить от приоритета высокого уровня использования ВИЭ в пользу обеспечения безопасности энергопоставок;

– наиболее яркой устойчивой тенденцией развития мирового рынка нефти является его **глобализация**, проявляющаяся по трем направлениям: институциональному, технологическому и экономическому.

Институциональная составляющая характеризуется развитием сети биржевой торговли фьючерсными контрактами на нефть. Развитие биржевой торговли способствует установлению справедливого механизма ценообразования, стандартизации механизмов функционирования рынка, проявляющейся в единых для всех участников рынка условиях поставки, возможностях управления рисками, анонимности торгов и, как следствие, в отсутствии сговора участников рынка. Вместе с тем влияние глобализации на рынок нефти может носить и отрицательный характер: повышается волатильность цен на нефть за счет деятельности спекулянтов [76]. С технологической точки зрения, глобализация мирового рынка нефти проявляется в расширении глобальной транспортной инфраструктуры, создании единого информационного пространства [55], обеспечивающего соподчиненность цен на нефть в мире и позволяющего нефтяным компаниям оперативно реагировать на изменение макросреды. Также быстрое развитие технологий способствует созданию открытой и доступной информационной среды, в которой нефтегазодобывающие компании могут осуществлять внешнеэкономическую инвестиционную деятельность посредством удаленного участия в международных тендерах на разработку месторождений УВ в других странах [68]. Более того, благодаря развитию технического прогресса (новые технологии добычи и переработки нефти, аналитические системы «Big Data», новая инфраструктура и др.) в условиях глобализации рынка нефти снижается нефтеемкость мировой экономики и растет энергоэффективность ее использования [126; 125]. Так, для сравнения, нефтеемкость мирового ВВП в 1973 г. составляла 1 барр. на 1000 \$ (в ценах 2019 г.). А к 2019 г. нефтеемкость составила 0,43 барреля на 1000 \$, что говорит о 56 % снижении [145]. Экономическая составляющая глобализации рынка нефти выражается в возрастающем влиянии финансового рынка на деятельность нефтегазовых компаний: расширение деятельности на финансовых биржах способствует привлечению нового капитала и повышению рыночной стоимости компаний [113].

Вместе с тем усиление политической напряженности в мире и санкции, обостряющие кризисные явления в мировой экономике, усиливают формирующуюся тенденцию деглобализации мировой экономики, которая проявляется в сокращении цепочек добавленной стоимости и появлению локальных центров торговли;

– активное влияние финансового фактора, рассмотренного ранее, усиливает продолжающуюся **трансформацию мирового рынка нефти из рынка «физической» нефти в**

финансовый рынок производных инструментов. Так, с каждым годом растет количество чистых спекулятивных позиций по сырой нефти: в 2000 г. среднегодовой объем сделок в день составлял 32 тыс. \$, в 2010 г. 112 тыс. \$, а в 2021 г. 435 тыс. \$. Объемы фьючерсных торгов на нефть марки Brent и WTI в 20 раз превышает ежедневное потребление сырой нефти.

Влияние тенденции трансформации рынка нефти в финансовый рынок производных инструментов несет в себе как потенциальные возможности, так и риски инвестиционной деятельности нефтегазовых ТНК. Так, компании больше подвержены спекулятивному регулированию нефтяных цен на нефть. При резком падении цен реализация некоторых инвестиционных проектов с высокой себестоимостью добычи УВ становится не рентабельной (в частности, проектов, связанных с добычей высоковязкой, трудноизвлекаемой и глубоководной нефти). В данной ситуации компании будут вынуждены оптимизировать инвестиционную программу на среднесрочный период (1-3 года) [18]. Как было сказано ранее, проекты геологоразведки и добычи нефти характеризуются длительным сроком окупаемости, следовательно, краткосрочное сокращение инвестиций может оказывать длительное негативное влияние на будущую хозяйственную деятельность ТНК [11]. При высоких ценах на нефть, наоборот, финансовый результат деятельности компании существенно улучшается, и у нее появляются дополнительные ресурсы для наращивания инвестиционной составляющей;

– целый ряд факторов, имеющих долгосрочное влияние на рынок нефти (геополитический, геолого-технологический, фактор развития климатической политики, а также фактор развития мировой экономики), задают еще одну фундаментальную тенденцию - **структурное изменение географии торговых потоков нефти.** На сегодняшний день ключевыми поставщиками нефти на рынок являются регион Ближнего и Среднего Востока - 31 % мировой добычи нефти (Саудовская Аравия- 12,5 %, Ирак- 4,7 % и ОАЭ – 4 %), Северная Америка - 26,6 %, страны СНГ – 15,3 % (Россия – 12,5 %) и АТР - 8,4 %. При этом основными потребителями являются следующие регионы: АТР – 38,1 %, Северная Америка - 23,4 %, Европа – 14,4 %, Ближний и Средний Восток - 9,4 % мирового потребления. В настоящее время наблюдается существенный дефицит нефти на внутреннем рынке Китая (потребление 14,2 млн барр./сут, производство 3,9 млн барр./сут), незначительный дефицит на рынке США (потребление 17,2 млн барр./сут, производство 16,4 млн барр./сут), а также значительная потребность в нефти со стороны Индии и Японии [45; 87; 138]. Принимая во внимание текущие темпы роста и восстановления после пандемии экономик указанных выше государств, основное развитие торговых потоков нефти будет осуществлено в направлении данных стран. Вместе с тем, в связи с ситуацией на Украине произошла переориентация торговых потоков нефти из США, Западной Африки, Ближнего и Среднего Востока в сторону стран Средиземноморья и Европы, тогда как российская нефть – в страны Азии. Европа также увеличила импорт

нефтепродуктов из стран Ближнего Востока, Индии, Китая и Бразилии. Продолжающиеся сдвиги в торговых потоках и начавшиеся институциональные изменения на мировом валютном рынке могут подорвать главенствующую роль доллара в международной торговле нефтью. Российский ученый О.Ю. Худякова в процессе анализа перспектив развития мирового рынка нефти пришла к выводу, что в среднесрочной перспективе для России крайне важно наращивать объемы добычи и поставки нефти в страны Азии. Учитывая введения Евросоюзом запрета на ввоз российской нефти, в среднесрочной и долгосрочной перспективе будет происходить перекрёстная смена рынков сбыта нефти России и Саудовской Аравии: Саудовская Аравия будет наращивать поставки в Европу, а Россия – в Китай и Индию [132].

Прогнозы развития географии торговых потоков нефти, представленные российскими и зарубежными исследовательскими центрами [110; 171; 180], учитывают влияние пандемии на восстановление спроса на нефть в регионах мира, влияние развития климатической политики и влияние геополитической напряженности в ряде регионов мира. По результатам анализа данных прогнозов был сформирован укрупненный сценарий развития географии торговых потоков (приложение Д). Согласно данному сценарию, существенные изменения в долгосрочной перспективе произойдут по следующим направлениям: Ближний и Средний Восток нарастит поставки нефти в страны АТР и Европу, более того к 2040 г. вырастут поставки сырья внутри региона, вызванные активным интересом стран ОПЕК к отрасли нефтепереработки; возрастет доля поставок нефти из стран Латинской Америки в страны АТР и увеличатся обороты нефти внутри региона; страны СНГ сократят поставки нефти в Европу и нарастят поставки в страны АТР (Китай, Индию, Индонезию).

Нефтяная отрасль в меньшей степени ограничена транспортной инфраструктурой, нежели газовая, так как большая часть нефти в мире транспортируется по морю (танкерные перевозки). Следовательно, в условиях растущего спроса на нефть изменение географии торговых потоков, на наш взгляд, существенно не влияет на инвестиционную активность нефтегазовых ТНК в мире. Однако, ужесточение санкций и введение эмбарго на нефть России вынуждают отечественные ТНК оперативно искать новые рынки сбыта и продавать нефть с дисконтом, что частично снижает эффективность их хозяйственной деятельности. Выходом из данной ситуации может служить наращивание объема инвестирования в зарубежные проекты с целью нивелирования рисков санкционного давления (нефть зарубежных проектов пока не попадает под санкционное ограничение).

Наибольший вклад в развитие нефтяной отрасли в мире оказывают инвестиции транснациональных корпораций (ТНК). Учитывая влияние COVID-19 и введенные с 2020 г. ограничения ОПЕК+ на добычу нефти, отрасль в настоящее время столкнулась с проблемой недоинвестирования, что может негативно отразиться на перспективах развития нефтедобычи в

мире [41]. Так, согласно оценке ОПЕК, для поддержания мирового спроса на нефть необходимы ежегодные инвестиции в среднем в размере 370 млрд \$. В случае роста добычи сланцевой нефти в США к 2030 г. потребуется порядка 400 млрд \$. В среднесрочной перспективе более 60 % ежегодных мировых инвестиций в нефтедобычу потребуется на развитие месторождений Северной Америки (США, Канады, Мексики), со временем доля добычи в этих странах будет снижаться, следовательно, потребность в инвестициях будет сокращаться до 40 % к 2045 г. Доля ОПЕК в добыче нефти в долгосрочной перспективе будет увеличиваться, следовательно, ожидается рост потребности данных стран в инвестициях с 10 % в 2021 г. до 20 % к 2045 г. от общемировых инвестиций в нефтедобычу [21; 40; 131; 171].

Таким образом, в ходе проведенного исследования выявлены факторы развития мирового рынка нефти, оказывающие наибольшее влияние на инвестиционную деятельность российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках нефтедобычи: темп развития мировой экономики, геополитический фактор, включающий санкции, военные конфликты, деятельность ОПЕК+, финансовый, эпидемиологический, геолого-технологический фактор, а также климатическая политика в мире. Анализ данных факторов по временному признаку позволил выявить тенденции, которые будут оказывать долгосрочное влияние на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний. Глобализация рынка нефти в целом оказывает положительное влияние, так как способствует привлечению ТНК капитала на бирже, формированию оптимальных цепочек создания стоимости продуктов не зависимо от географии размещения производства, облегчает выход компании на международные рынки. Усиливающаяся финансиализация мирового рынка физической нефти несет в себе потенциальные возможности для нефтегазовых ТНК в сфере привлечения капитала, но вместе с тем также формирует риски изменения капитализации компаний ввиду возросшего влияния спекулятивной составляющей на процесс формирования нефтяных цен. Спрос на нефть, согласно мировым прогнозам, существенно не сократится. Ввиду чего потребность в новых инвестиционных проектах нефтедобычи будет сохраняться. Этому также будет способствовать естественное падение уровня добычи на зрелых месторождениях, а также недоинвестирование отрасли в период пандемии COVID-19. Тенденция изменения географии торговых потоков не окажет существенного влияния на инвестиционную активность нефтегазовых ТНК. Рост геополитической напряженности в мире формирует риск снижения уровня технологичности российских нефтегазовых компаний ввиду приостановки сотрудничества с американскими и европейскими компаниями. Вместе с тем в условиях продолжающейся трансформации мировой энергетики в рамках четвертого энергоперехода приоритет будет отдаваться проектам, не противоречащим общей стратегии декарбонизации и достижения нулевых выбросов, что приведет к росту инвестиций в разработку низкоуглеродных ресурсов и ВИЭ, а для нефтегазовой

отрасли – к увеличению рисков недоинвестирования, обесценения активов и некупаемости проектов с длинным инвестиционным циклом.

1.3 Конкурентные преимущества российских нефтегазовых компаний на мировом нефтяном рынке

Российские нефтегазовые компании, являясь участниками мирового рынка нефти, сталкиваются с проблемой растущей конкуренции со стороны международных и зарубежных национальных нефтегазовых корпораций за ресурсы и рынки сбыта продукции. Определение и развитие конкурентных преимуществ позволяет отечественным компаниям не только сохранять свои позиции, но и расширять сферу влияния на зарубежных рынках. В данном исследовании под конкурентными преимуществами мы будем понимать факторы, объясняющие ее рыночное превосходство над другими компаниями.

На сегодняшний день теория конкурентных преимуществ все еще находится на этапе активного развития. Это объясняется происходящими в мировой экономике процессами глобализации, транснационализации компаний и развитием научно-технического прогресса [89]. Так, согласно методике Бостонской Консалтинговой группы, конкурентные преимущества компании должны достигаться путем увеличения ее рыночной доли и роста на отраслевом рынке. Данная теория на сегодняшний день подвергается определённой критике в научных кругах, поскольку не оценивает финансовые показатели компании, а также представляет собой сильное упрощение ситуации (оцениваются только занимаемая доля на рынке и темп роста). В настоящее время в практике конкурентного менеджмента активно применяется концепция конкурентных преимуществ М.Е. Портера. Согласно данной концепции, выделяются два ключевых вида конкурентных преимуществ фирмы: низкие издержки и дифференциация продукта [108, с. 39]. Рассматривая с точки зрения данной концепции нефтегазовые ТНК, можно сделать предположение, что достижение конкурентного преимущества в низких издержках может осуществляться путем размещения производства в регионе с низкой стоимостью ресурсов, оптимизации логистических цепочек, экономии на масштабе, применения собственных запатентованных технологий, особых прав доступа к источникам сырья. Источником преимуществ в области дифференциации могут являться уникальные свойства продукции и особенности ее реализации. Стратегия дифференциации, на наш взгляд, слабо реализуема в сфере торговли сырой нефтью, так как цена на нефть определяется рыночными факторами и свойствами добытой нефти. Однако она может быть реализована на этапе производства и сбыта

нефтепродуктов, если нефтегазовая ТНК реализует стратегию вертикальной интеграции. В этом случае, компания может производить продукцию (масло, бензин, присадки и пр.), обладающую уникальными среди конкурентов на рынке свойствами.

Другим направлением теоретических концепций конкурентных преимуществ является теория ресурсного подхода. Основоположником данного подхода можно считать Дж. Барни и его последователей Б. Вернерфельда, Д. Тиса и др. Согласно данному подходу, ключевыми конкурентными преимуществами компании являются ее внутренние уникальные ресурсы. При этом «ресурсы» в понимании ученых имеют достаточно широкое определение. Так, Б. Вернерфельд определил ресурсы, как «что-то, что может быть понято, как сильные и слабые стороны предприятия» [184], а Дж. Барней и ряд других ученых определяют ресурсы как то, что способствует повышению экономической и управленческой эффективности [141]. Не смотря на различия в определении термина «ресурсы», можно сделать вывод, что согласно ресурсному подходу, конкурентными преимуществами могут служить физические, финансовые, технические, человеческие и организационные ресурсы компании [49]. В развитие ресурсного подхода современный отечественный ученый А.С. Кокорев [59] предложил классифицировать конкурентные преимущества на две категории: низшего порядка (нестабильные и краткосрочные конкурентные преимущества, которые могут быть воспроизведены конкурентами, – использование дешевой силы, сырья, источников энергии и пр.) и высшего порядка (стабильные и долгосрочные превосходства – уникальная продукция, инвестиционная политика, неповторимые технологии, финансовая политика компании и др.). Данный подход во многом схож с теорией Портера, поскольку также определяет в качестве конкурентных преимуществ внутренние ресурсы предприятия.

Ученые Г. Хэмел и К.К. Прахалад выдвинули подход к реализации конкурентных преимуществ за счет интеллектуального лидерства, которое должно реализовываться не только в технологиях производства, но и методах ведения бизнеса. По их мнению, в современных условиях конкуренция осуществляется не на принципах скорости и качества выпуска продукции, а на принципах предвидения и понимания возможностей будущих рынков [128, с. 26].

В условиях идентичности продукции в секторе геологоразведки и добычи нефти и газа конкурентными преимуществами нефтегазовых компаний на международном рынке могут являться низкие издержки и качественная ресурсно-сырьевая база. Низкие издержки обеспечиваются за счет размещения производства (участия в проектах добычи) близ рынка сбыта сырья, а также повышения технологичности производства. Нарращивание качественной сырьевой базы обеспечивается путем приобретения ТНК лицензий на разработку месторождений нефти и газа и постановки открытых запасов месторождений на баланс компании. При этом наибольшей конкурентоспособностью в текущих макроэкономических условиях геополитической

нестабильности обладают компании, осуществляющие политику территориальной (страновой) диверсификации и вертикальной интеграции производства [29; 52]. Ученые О.С. Кириченко, А.А. Комзолов, Ю.А. Назарова пришли к выводу, что благодаря рациональному перераспределению финансовых и производственных ресурсов в ходе диверсификации повышается конкурентоспособность бизнеса и снижаются риски компании [163]. Конкурентным преимуществом высшего порядка может также являться высокий уровень социальной ответственности и экологичности компании (ESG- параметры), способствующий расширению круга заинтересованных лиц компании, усилению позиции на рынке и привлечению большего объема инвестиций.

Учитывая вышесказанное, исследуем ключевые показатели деятельности российских нефтегазовых ТНК, осуществляющих деятельность на мировом нефтяном рынке, в сравнении с показателями зарубежных конкурентов. Основными конкурентами российских нефтегазовых ТНК на международном рынке являются международные нефтегазовые компании (ИОС) и национальные нефтегазовые компании (НОС) [48, с. 76; 115]. Международные нефтегазовые компании (далее – МНК) — это транснациональные корпорации, осуществляющие деятельность на международном уровне, основываясь на принципах вертикальной интеграции, что позволяет свести в единое целое всю технологическую цепочку компании от добычи сырья до сбыта готовой продукции. К числу МНК относятся такие крупные компании, как Shell, Exxon Mobil, Chevron, Total, British Petroleum и ENI [206]. Рассматривая список российских нефтегазовых компаний, осуществляющих свою деятельность за рубежом, можно с уверенностью отнести ПАО «Лукойл» к разряду международных нефтяных компаний. На текущий момент компания осуществляет деятельность в 32 странах, доля зарубежных активов составляет 30 %, доля зарубежных продаж составляет около 80 %, доля зарубежного штата составляет 19 %, индекс транснационализации составляет 26 % [40]. Организация является частной компанией. Это факт существенно отличает ее от ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть», которые на текущий момент все еще классифицируются как национальные нефтегазовые компании (далее – ННК), не смотря на активную внешнеэкономическую деятельность. Отличительными особенностями МНК являются свободный доступ к международному капиталу и широкая возможность партнерских отношений, в том числе с правительствами, национальными нефтяными компаниями, нефтесервисными компаниями [88]. По мнению В.С. Панькова, ключевая роль МНК заключается в формировании глобальных (трансграничных и межстрановых) цепей [96].

Второй группой конкурентов являются ННК. К ним можно отнести китайские компании CNOOC, Sinopec и CNPC, Saudi Aramco из Саудовской Аравии, венесуэльскую компанию PdVSA, иранскую компания NIOC, бразильскую Petrobras и малазийскую Petronas, которые обладают огромными запасами УВ, а основной акционерный капитал принадлежит государству.

На текущий момент на долю ННК приходится 65 % мировых запасов нефти, 55 % мировых запасов газа и 56 % добычи УВ. Исторически ННК работали на территории своих стран и представляли интересы государства при разработке месторождений привлеченными компаниями, например, МНК. Однако в последнее время явно прослеживается глобальная тенденция выхода ННК на международный рынок [129]. В целях обеспечения устойчивого роста и увеличения рентабельности бизнеса они принимают участие в международных проектах разработки месторождений нефти и газа. Особо активную внешнюю политику в данном направлении проводят китайские ННК. Согласно исследованию, проведенному профессором Л.Л. Разумновой, укрепление позиций Китая в стратегически важных регионах международного нефтяного бизнеса снижает конкурентоспособность МНК [111, с. 146].

Наиболее показательным результатом деятельности мировых нефтегазовых МНК и ННК является рейтинг Forbes Global 2000 крупнейших публичных компаний [213] (таблица 3).

Таблица 3 – Нефтегазовые компании мира в рейтинге Forbes Global 2000

№ в рейтинге 2022 г.	Компания	Страна	Продажи 2022 г., млрд \$	Прибыль 2022 г., млрд \$	Активы 2022 г., млрд \$	Рыночная стоимость 2022 г., млрд \$	№ в рейтинге 2021 г.	№ в рейтинге 2020 г.	№ в рейтинге 2019 г.	№ в рейтинге 2018 г.
3	Saudi Arabian Oil Company	Саудовская Аравия	400	105	576	2292	5	5	н/д	н/д
15	ExxonMobil	США	280	23	338	359	317	13	11	13
16	Shell	Нидерланды	261	20	404	211	324	21	9	11
21	PetroChina	Китай	380	14	392	142	63	32	22	30
26	Chevron	США	156	15	239	316	335	61	19	21
29	Total	Франция	185	16	293	127	344	29	25	26
45	Sinopec	Китай	384	11	292	80	48	60	35	27
49	Газпром	Россия	117	25	360	64	367	32	40	43
50	BP	Соединенное королевство	158	8	287	98	351	357	24	36
65	Petrobras	Бразилия	84	20	174	84	159	70	50	243
70	Equinor	Норвегия	88	9	147	118	441	165	82	91
81	Роснефть	Россия	111	12	219	49	99	53	52	73
111	Eni	Италия	90	7	157	52	461	468	91	95

№ в рейтинге 2022 г.	Компания	Страна	Продажи 2022 г., млрд \$	Прибыль 2022 г., млрд \$	Активы 2022 г., млрд \$	Рыночная стоимость 2022 г., млрд \$	№ в рейтинге 2021 г.	№ в рейтинге 2020 г.	№ в рейтинге 2019 г.	№ в рейтинге 2018 г.
128	СопосоPhillips	США	46	8	90	124	574	201	159	530
134	CNOOC	Гон Конг	37	11	123	63	187	126	126	158
167	Лукойл	Россия	125	11	92	32	467	99	97	98
349	Schlumberger	США	24	2	42	59	655	630	217	520
414	Новатэк	Россия	15	6	33	38	530	316	500	551
476	Сургутнефтегаз	Россия	19	6	84	10	309	251	330	335
684	Транснефть	Россия	14	2	46	10	513	405	386	667
788	Танефть	Россия	17	3	20	10	751	539	524	577

Источник: составлено автором на основе [213]

Российская нефтегазовая отрасль представлена в рейтинге такими компаниями, как ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Новатэк», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть» и ПАО «Татнефть». Вместе с тем только три компании из данного списка (ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Лукойл») осуществляют активную экспансию на мировых энергетических рынках, осуществляя сделки по слиянию и поглощению, участвуя в зарубежных проектах геологоразведки, добычи, транспортировки нефти и газ, переработки УВ, а также распределения энергетических ресурсов. Данные компании исторически занимают лидирующие позиции в рейтинге Forbes Global 2000, а также суммарно занимают значительную долю рынка добычи УВ в России: 51 % в добыче нефти и 68 % в добыче природного газа [209]. Также свою деятельность за рубежом ведут такие российские нефтегазовые компании, как ПАО «Газпром нефть» (дочерняя компания ПАО «Газпром») и АО «Зарубежнефть» [9], деятельность которых, однако, значительно меньше по таким параметрам, как объем добычи УВ, выручка, количество стран присутствия и пр. (таблица 4).

Таблица 4 – Параметры деятельности российских нефтегазовых ТНК, осуществляющих зарубежную нефтегазодобычу, 2021 г.

Параметры	ПАО «Роснефть»	ПАО «Лукойл»	ПАО «Газпром»	ПАО «Газпром нефть» ¹	АО «Зарубеж -нефть» ²
Количество стран, в которых осуществляет деятельность компания	23	32	20	6	8
Добыча углеводородов, млн т	260	77	3428	96	4
Выручка, млрд р.	8761	7841	10221	2000	86
ЕБИТДА, млрд р.	2330	1404	3687	485	22
Чистая прибыль, млрд р.	883	773	2093	117	9
Численность, тыс. человек	356	102	479	73	12

Источник: составлено по данным нефтегазовых компаний [22; 97; 98; 99; 100; 101]

Как было сказано выше, для нефтегазовых компаний крайне важными показателями конкурентного преимущества являются индикаторы уровня запасов и уровня добычи углеводородов, а также уровень затрат (операционных и инвестиционных), которые ТНК несет в ходе разработки месторождений. Проведенное сравнение мировых компаний по данным показателям в 2019-2021 гг. позволило нам выявить лидирующую позицию российских компаний на мировом энергетическом рынке. Так, российские ТНК успешно реализуют стратегию низких издержек: по уровню операционных расходов лидеры российского рынка (ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Лукойл») существенно опережают мейджоров. Учитывая опережающие западных конкурентов уровни добычи жидких УВ и газа, можно сделать вывод, что отечественные нефтегазовые ТНК достигают данной стратегии за счет эффекта масштаба. Также стоит отметить обеспеченность российских ТНК запасами УВ: ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром» опережают зарубежные нефтегазовые компании по данному показателю (таблица 5).

¹ Ввиду отсутствия официальных данных за 2021 г. представлены данные за 2020 г.

² Ввиду отсутствия официальных данных за 2021 г. представлены данные за 2020 г.

Таблица 5 – Показатели нефтегазовых компаний мира в 2019- 2021 гг.

Компания	Добыча жидких УВ, млн барр./сут			Добыча газа, млрд м ³			Операционные расходы (без налогов) на добычу УВ, \$/барр.			Запасы УВ, млрд барр.		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
ПАО «Роснефть»	4,7	4,1	3,9	67	63	65	3,1	2,8	2,7	144	152	153
ПАО «Газпром»	1,3	1,3	1,4	518	454	543	4,0	3,8	3,7	126	124	125
PetroChina	2,5	2,5	2,4	107	118	122	12,1	11,1	12,3	44	45	43
ExxonMobil	2,4	2,3	2,3	102	91	95	13,4	11,6	12,2	91	59	62
BP	2,2	2,1	2,0	98	101	96	6,8	6,4	6,8	57	54	58
Petrobras	2,2	2,3	2,2	28	28	28	9,6	6,8	6,7	24	27	26
Shell	1,9	1,8	1,7	105	99	103	9,0	8,5	9,1	54	45	42
Chevron	1,9	1,9	1,8	70	71	72	10,6	10,1	9,9	53	54	41
ПАО «Лукойл»	1,8	1,7	1,7	35	29	32	3,8	3,7	3,5	33	32	31

Источник: составлено автором на основе [22; 101; 144; 146; 148; 153; 174]

Стоит обратить внимание на активную инвестиционную политику нефтегазодобывающих компаний России, проводимую последние десятилетия за рубежом [9; 20]. Так, крупнейшие российские нефтегазовые компании ежегодно вкладывают суммарно порядка 120-170 млрд \$ в разработку действующих зарубежных проектов (таблица 6), а также участвуют в международных тендерах на разработку месторождений углеводородов (приложение Е).

Таблица 6 – Инвестиции российских нефтегазовых компаний в зарубежные проекты добычи нефти и газа, 2020 г.

Компания	Инвестиции в зарубежные проекты разведки и добычи в 2020 г., млрд. р.
ПАО «НК Роснефть»	31,4
ПАО «Лукойл»	56,2
ПАО «Газпром»	53,3
ГК «Зарубежнефть»	6,1

Источник: составлено автором на основе [97; 99; 100; 101]

При этом по эффективности капитальных вложений российские ТНК превосходят своих западных конкурентов (рисунок 6) [95]. Роснефть в 2020 г. показала наименьшие удельные капитальные затраты на геологоразведочные работы (далее – ГРП) и добычу УВ среди мировых мейджоров (5,5 \$/барр.), незначительно отстают от него ПАО «Газпром нефть» (7,6 \$/барр.) и ПАО «Лукойл» (7,4 \$/барр.), которые показывают существенно лучшие результаты относительно Equinor, Royal Dutch Shell, ExxonMobil, BP и CNPC.

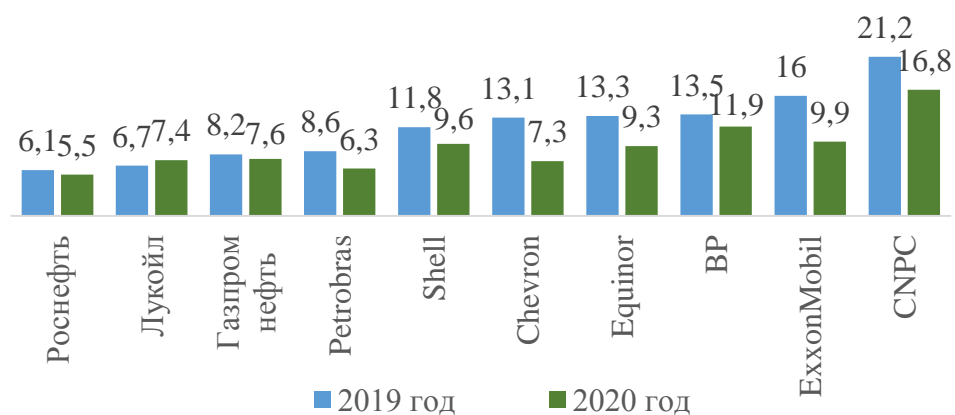


Рис. 6 – Удельные капитальные вложения ТНК в разведку и добычу УВ, \$/барр.

Источник: составлено автором на основе [101]

Таким образом, анализ удельных операционных затрат (таблица 5) и капитальных вложений в разведку и добычу УВ (рисунок 6) нефтегазовых ТНК за последние годы показал низкую себестоимость добычи УВ российскими нефтяными компаниями, что является конкурентным преимуществом российских ТНК (рисунок 7). Себестоимость оценивалась по совокупным операционным и инвестиционным затратам без учета транспортных расходов и налоговых выплат.

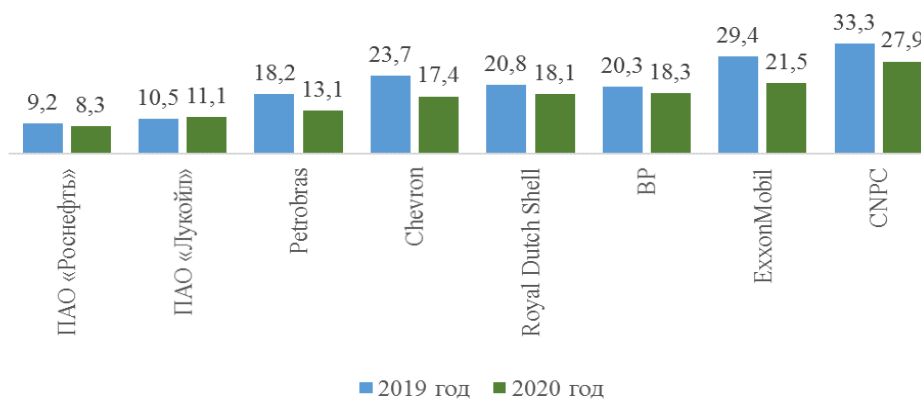


Рис. 7 – Стоимость добычи 1 барреля нефти нефтяными ТНК в 2019-2020 гг. (без учета налоговой нагрузки на компании)

Источник: рассчитано автором на основе [22; 101; 144; 146; 148; 153; 174; 207]

Важно понимать, что заявленная компаниями себестоимость добычи нефти является совокупной себестоимостью по всем регионам присутствия. Данный показатель характеризует эффективность деятельности компаний в целом и не коррелирует с уровнем средней себестоимости добычи УВ в конкретной стране. Так, например, согласно данным бенчмаркинга мировой аналитической компании IHS Markit Ltd, себестоимость добычи нефти в России составляет от 40 до 42 долларов за 1 барр. нефти, а в Ираке 20 долларов за 1 барр. нефти. В случае, если компания осуществляет добычу в обеих странах, при расчете совокупной себестоимости добычи компании учитывается уровень затрат, взвешенный на уровень добычи УВ в каждой из них. Более того, в рейтинге компании IHS Markit Ltd себестоимость добычи УВ по странам оценивается с учетом транспортных затрат компаний и налоговых выплат [182, с. 34].

Изучение конкурентных преимуществ российских нефтегазовых компаний на мировом рынке энергоресурсов является вопросом крайне актуальным в российских научных кругах, так как нефтегазовая отрасль остается ключевым драйвером развития экономики России. Данному вопросу посвящены работы ряда современных российских ученых: П.В. Арефьева, В.В. Бахишева, А. Книппеля, З.П. Петрова, В.И. Салыгина, А.С. Лариной, А.В. Павловской и др. Так, ученый А. Книппель в ходе анализа инвестиционного потенциала, проведенного путем сравнения финансовых показателей крупнейших российских нефтегазовых ТНК, пришел к выводу, что наибольшим инвестиционным потенциалом (потенциалом прибыли, амортизационным, имущественным и кадровым потенциалом) в настоящее время обладает ПАО «Роснефть» [53].

Группа ученых (Ж.Р. Бабаева, А.З. Гусов, К.Н. Миловидов, И.А. Халидов и др.) в ходе сравнения российских нефтяных компаний с зарубежными ТНК по показателю ESG- трансформации (развитию коммерческой деятельности по 3 направлениям: отношение к окружающей среде, социальной ответственности и качеству корпоративного управления) пришла к выводу, что ведущие российские нефтегазовые компании (ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром») находятся на середине ESG-трансформации [27; 86], при этом незначительно уступают зарубежным ТНК по уровню корпоративного управления [44]. П.М. Полякова в своем исследовании отмечает, что, согласно рейтингу RAEX-Europe, ПАО «Лукойл» находится несколько выше своих российских конкурентов по показателю ESG- трансформации [106]. Ученые также отмечают, что развитие деятельности компаний по направлениям ESG будет способствовать созданию более высокой стоимости бизнеса для акционеров и для общества в целом, что можно рассматривать в будущем в качестве конкурентного преимущества российских нефтегазовых ТНК. При анализе показателя социальной ответственности российских нефтегазовых компаний относительно зарубежных ТНК российские ученые (А.З. Гусов, Е.В. Лылова, Е.В. Колганова, В.И. Салыгин и др.) в разных

исследованиях пришли к выводу, что российские компании, в отличие от зарубежных, не ставят своей целью нулевые выбросы CO₂, а реализуют программы сокращения выбросов за счет применения технологии улавливания и утилизации CO₂ в пласт, сокращения факельного сжигания до 98 % и применения технологий энергосбережения [175]. Также отмечается, что в отличие от западных нефтяных ТНК, российские компании в меньшей степени уделяют внимание развитию альтернативных источников энергии [158]. В свете текущей геополитической ситуации и высокого спроса на нефть в странах Азии, отсутствие активного интереса российских компаний к альтернативным источникам энергии, на наш взгляд, является вполне обоснованным, так как потенциал развития мирового рынка нефти еще не исчерпан. Таким образом, текущий уровень ESG- трансформации не позволяет в настоящее время в полной мере определить социальную ответственность и экологичность российских нефтегазовых ТНК как конкурентное преимущество, но может рассматриваться как потенциальный вектор наращивания конкурентных преимуществ ввиду активной деятельности компаний в данном направлении. Данное утверждение подтверждается результатами независимого рейтинга ESG, проводимого компанией Morgan Stanley Capital International. Согласно данному рейтингу, к лидерам отрасли можно отнести компании, чей рейтинг AA-AAA, а к отстающим относятся компании с рейтингом CCC-B (таблица 7). Согласно данной таблице, российские компании незначительно уступают мейджорам (Equinor, Shell, Total, Eni, ConocoPhillips, ExxonMobil, BP) по совокупному показателю ESG- трансформации. При этом, сравнивая более детально показатели российских компаний с мейджорами, нами отмечено, что первые имеют преимущества по ряду направлений: ПАО «Татнефть» – контроль выбросов углерода и отношения с населением, ПАО «Лукойл» – корпоративное поведение, отношение с населением, контроль выбросов углерода, ПАО «Новатэк» и ПАО «Газпром» – контроль токсичных выбросов и отходов.

Таблица 7 – Нефтегазовые компании мира в рейтинге ESG

Компания	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Saudi Arabian Oil Company	-	BB	BB	BB
Sinopec	B	B	B	B
PetroChina	CCC	CCC	CCC	CCC
ПАО «Роснефть»	B	B	BB	BB
Petrobras	BB	BB	BB	BB
ПАО «Сургутнефтегаз»	B	B	B	B

Компания	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
ExxonMobil	BBB	BBB	BBB	BBB
Royal Dutch Shell	BBB	BBB	A	A
Chevron	BB	BBB	BBB	BBB
Total	A	A	A	A
BP	BB	BBB	BBB	BBB
ПАО «Газпром»	BB	BBB	BB	BB
Equinor	AAA	AAA	AAA	AAA
Eni	BBB	BBB	A	A
ПАО «Лукойл»	BB	BBB	BBB	BBB
ПАО «Новатэк»	BBB	BBB	A	A
ConocoPhillips	AA	AA	A	A
ПАО «Татнефть»	B	BB	BB	BB

Источник: составлено автором на основе [220]

Как отмечают ученые Г.Б. Полаева и Е.В. Зубарев, конкурентными преимуществами российских ТНК в области низкоуглеродного развития может быть реализация цифрового управления в следующих областях: сокращение отходов традиционного производства, развитие направлений зеленой энергетики и трансферт технологий [105].

Другой российский ученый З.П. Петров утверждает, что необходимым условием сохранения конкурентоспособности российских нефтегазовых ТНК в эпоху энергетического перехода является диверсификация деятельности компаний [103]. Текущий уровень вертикальной интегрированности и территориальной диверсификации бизнеса российских ТНК позволяет утверждать о сильной позиции ключевых игроков российской нефтяной отрасли. Так, в структуре ПАО «Роснефть» 40 добывающих (из них 10 за рубежом), 29 перерабатывающих (из них 4 зарубежных), 54 сбытовых (из них 7 на территории других государств) и 4 сервисных предприятия. ПАО «Лукойл» осуществляет разведку и добычу в 14 странах мира, переработку нефти на 4 заводах в России и 4 заводах в Европе, электрогенерацию в России и за рубежом, а также сбытовую деятельность в 102 странах мира. ПАО «Газпром» (включая дочерние предприятия) осуществляет производственную деятельность более, чем в 20 странах мира, включая добычу УВ, транспортировку и подземное хранение газа, переработку УВ, производство нефтегазохимической продукции и производство электрической и тепловой энергии.

Пандемия COVID-19 и геополитическая обстановка в мире показали российским нефтегазовым ТНК уязвимость глобальных цепочек создания стоимости. Это побуждает компании делать акцент не только на стратегии низких издержек, но и реализовывать стратегию ориентированности производства на ближайшие рынки сбыта [8; 130]. Ввиду чего акцент российских нефтегазовых компаний в сфере прямых иностранных инвестиций (далее – ПИИ) должен смещаться в сторону создания вертикально-интегрированных производственных мощностей в странах, ориентированных в том числе на внутренний рынок региона (нефте-, газопереработка, электрогенерация и пр.), а также достройки уже сформированных производственных цепочек за рубежом для обеспечения более высокой по сравнению с обычным экспортом торговой маржи [21]. Для оценки степени вертикальной интегрированности производства российских нефтегазовых ТНК за рубежом нами был проведен анализ действующих зарубежных проектов (приложение Е). В результате исследования была предложена классификация их зарубежной деятельности по признаку наличия синергии проектов (приложение Ж). Так, согласно полученным результатам, на текущий момент можно выделить три случая наиболее сильной синергии проектов российских ТНК за рубежом: ПАО «Газпром» в Сербии благодаря долевному участию (50 %) в компании NIS, обладающей существенными добычными мощностями, нефтеперерабатывающими мощностями (2 НПЗ), а также сбытовыми активами (400 автозаправочных станций) и тепловой электростанцией (далее – ТЭС); ПАО «Лукойл» в Узбекистане за счет реализации проектов добычи газа на Кандымской группе месторождений и месторождений проекта Гиссар общей мощностью 50 млн барр. и газоперерабатывающего завода (далее – ГПЗ) с возможностью производства товарной серы); ПАО «Газпром нефть» в Ираке благодаря разработке месторождения Бадра, строительству нефтепровода, газового завода с возможностью выработки товарной серы, а также строительству электростанций, обеспечивающих энергией собственные производственные мощности и близлежащие поселения. Подобный подход к организации производственного процесса позволяет существенно сократить затраты на добычу за счет собственной электрогенерации и сокращения транспортных издержек, а также увеличить выручку за счет расширения выпускаемой линейки продукции, востребованной на местном рынке (нефтепродукты и нефтехимия).

Развитие производственной деятельности за рубежом в настоящее время имеет важное значение для российских нефтегазовых компаний в условиях современной макроэкономической и политической ситуации. Основными побуждающими мотивами, на наш взгляд, являются:

- географическая диверсификация рисков компании;
- снижение издержек компании ввиду размещения производственных мощностей в регионах с низкой стоимостью трудовых ресурсов и сырья;

- страхование собственности от посягательств конкурентов и государства;
- расширение сырьевой базы;
- стремление увеличить сферу влияния на мировом рынке;
- добыча нефти более высокого качества (преимущественно обладают малосернистая нефть средней вязкости).

Расширение сырьевой базы обеспечивается в результате реализации зарубежных проектов на условиях Соглашения о разделе продукции (далее – СРП). Согласно стандартным условиям СРП добывающая компания имеет право на долю добываемой продукции, которая рассматривается с юридической точки зрения как право собственности, а также дает право компании заявить эту долю как свои запасы.

Более того, существует ряд факторов, которые ограничивают развитие нефтегазовых компаний на территории России, а, следовательно, побуждают компании к расширению деятельности за рубежом: усиливающаяся налоговая нагрузка на нефтедобычу в России [120, с. 87], ограничения ОПЕК+ по добыче нефти, а также существенных рост себестоимости добычи нефти в России.

Так, с 2019 года в законодательстве Российской Федерации произошел ряд изменений в части исчисления налога на добычу нефти и газа (далее – НДС), введения налога на дополнительный доход при добыче углеводородного сырья (далее – НДС) [51], а также расчета экспортной пошлины. В частности, отменены пониженная ставка экспортной пошлины и льгота по НДС для сверхвязкой нефти, пониженная ставка НДС для месторождений углеводородного сырья с выработанностью более 80 %, а также отменена льгота по экспортной пошлине для нефти, добытой на месторождениях с особыми физико-техническими характеристиками [3; 83, с. 52]. Данные меры оказывают дополнительное налоговое бремя на российские нефтедобывающие компании суммарно на 377 млрд р. На текущий момент платежи в бюджет Российской Федерации (налоги, акцизы, пошлины) составляют более 55 % в структуре себестоимости добычи нефти. Ужесточение налогового законодательства тормозит экономический рост компаний и снижает привлекательность ряда существующих и новых проектов в России [58]. Как следствие, это создает больше предпосылок для развития зарубежных проектов добычи на более привлекательных условиях.

Другим негативным фактором для развития бизнеса нефтегазовых компаний в России является ухудшение качества запасов нефти в стране. Согласно оценке Министерства нефти, в десятилетнем горизонте практически 100 % добычи будет являться трудноизвлекаемой [208]. Разработка подобных запасов требует применения методов и технологий, существенно отличающихся от традиционных по капиталоемкости и величине эксплуатационных затрат.

Третьим сдерживающим фактором развития бизнеса нефтегазовых компаний в России является ограничение уровня добычи, установленное в рамках сделки ОПЕК+, участником которого является Российская Федерация. Ограничения добычи нефти в России может быть рассмотрено как дополнительный драйвер для развития зарубежных проектов российскими компаниями на территории тех стран, которые не входят в альянс ОПЕК+ или имеют свободный потенциал наращивания добычи. Более того, нефть, добываемая за рубежом и имеющая страну происхождения, отличную от России, не будет подвергаться санкциям со стороны ЕС и США.

Наравне с описанными выше факторами, побуждающими российские нефтегазовые компании осуществлять свою деятельность в других государствах, есть существенный фактор, препятствующий данному развитию на протяжении более 7 лет, - антироссийские санкции, направленные на ослабление роли России на международной энергетической арене и дестабилизацию нефтегазовой отрасли страны. Данный вопрос лежит в области геополитики, однако, безусловно, создает определённые трудности для всех участников нефтегазового бизнеса, как с российской стороны, так и европейской. Ключевые две проблемы, с которыми столкнулись российские компании в период санкций – отсутствие относительно дешёвых и стабильных источников финансирования капитальных вложений в долгосрочные проекты [70], а также необходимость импортозамещения передовых технологий, принадлежащих крупнейшим ТНК, сотрудничество с которыми подверглось действию санкций. Ввиду эскалации конфликта на границе России и Украины в 2021–2022 гг. санкции США и ЕС ужесточаются. Следовательно, российские компании, действующие в юрисдикции зарубежных государств, должны учитывать данные риски при прогнозировании своей деятельности.

Таким образом, в ходе проведенного исследования определены мотивы выхода российских нефтегазовых компаний на зарубежный рынок (расширение ресурсной базы, снижение издержек, добыча нефти более высокого качества и др.), а также факторы, побуждающие ТНК к участию в зарубежных проектах: усиливающаяся налоговая нагрузка и рост себестоимости нефтедобычи в России, ограничения ОПЕК+, ухудшение качества запасов российской нефти. В качестве основного фактора, препятствующего расширению влияния компаний на мировой энергетическом рынке, установлено введение санкций в сфере сотрудничества зарубежных компаний и государств с российскими ТНК. Обосновано, что основными конкурентными преимуществами российских компаний относительно мейджоров являются: объем запасов и добычи УВ, удельный показатель операционных затрат и капитальных вложений в добычу углеводородов (стратегия снижения издержек). Анализ деятельности российских нефтегазовых компаний за рубежом позволил нам сделать вывод, что российские ТНК наравне со стратегией низких издержек также стремятся реализовывать стратегию вертикальной интеграции производства за рубежом, что в условиях нестабильной

геополитической ситуации может рассматриваться как конкурентное преимущество. Так, в результате анализа действующих зарубежных проектов российских нефтегазовых компаний были определены лидеры в области синергии проектов на зарубежных рынках: ПАО «Газпром» в Сербии, ПАО «Лукойл» в Узбекистане и ПАО «Газпром нефть» в Ираке.

Выводы по главе 1

Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний в условиях трансформации современного глобального рынка нефти подвержена влиянию существенного количества рисков. Учет этих рисков крайне важен при оценке инвестиционных проектов, так как процесс принятия инвестиционных решений базируется, главным образом, на принципе окупаемости. Проведенный нами анализ позволил установить, что в отсутствие универсального метода, позволяющего в равной степени эффективно оценивать влияние рисков на проекты любой отрасли промышленности, для оценки инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли наиболее предпочтительным методом является имитационное моделирование.

Рассматривая факторы трансформации современного нефтяного рынка, было установлено, что развитие мировой экономики, фьючерсного рынка, климатической политики, а также геополитическая нестабильность задают ряд долгосрочных тенденций развития рынка, которые оказывают разнонаправленное воздействие на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний: с одной стороны, глобализация и трансформация рынка в финансовый рынок производных инструментов способствуют наращиванию объемов инвестирования ТНК в добычу нефти, с другой - конкуренция со стороны ВИЭ создает риск недоинвестирования нефтегазодобывающего сектора; а изменение географии торговых потоков нефти в условиях высоких цен на энергоресурсы существенно не влияет на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний.

Отечественные нефтегазовые ТНК в условиях нестабильной геополитической ситуации и санкционного давления проводят консервативную политику инвестирования за рубежом, развивая бизнес, главным образом, на хорошо изученных рынках дружественных государств. Их ключевыми конкурентными преимуществами в настоящее время являются низкие относительно зарубежных мейджоров удельные показатели операционных и капитальных затрат на добычу нефти и газа (стратегия низких издержек), а также большой объем запасов и добычи углеводородов. Стремясь нивелировать риски добывающей отрасли, компании также реализуют стратегию вертикальной интеграции производства в регионах присутствия.

Глава 2 Анализ инвестиционной привлекательности экономики Республики Ирак для нефтегазовых ТНК

2.1 Анализ современного состояния топливно-энергетического комплекса Ирака

Топливо-энергетический комплекс Ирака является драйвером экономического развития Республики. Он обеспечивает 87 % поступлений бюджета страны [222]. В целях определения ключевых направлений развития инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Ираке в данном параграфе будет детально проанализировано современное состояние топливно-энергетического комплекса Республики, в том числе его ключевых отраслей: добывающей (нефть, газ), перерабатывающей отрасли (НПЗ, ГПЗ), электроэнергетики и транспортной инфраструктуры (трубопроводы, наливные терминалы и пр.).

Добыча углеводородов в Ираке

Ирак обладает колоссальными запасами нефти (145 млрд барр.) и природного газа (3,7 трлн. м³), что составляет 8,4 % мировых запасов нефти и 2 % мировых запасов газа (рисунок 8). Анализ динамики прироста доказанных запасов показывает скачкообразный темп. В 1980-х в Республике началось активное освоение природных ресурсов, в том числе за счет привлечения зарубежных специалистов. Активное проведение геологоразведочных работ позволило втрое увеличить показатель доказанных запасов нефти и газа (нефть – с 30 млрд барр. в 1980 г. до 100 млрд барр. в 1987 г., газ – с 777 млрд м³ в 1980 г. до 3115 млрд м³ в 1989 г.). Следующим периодом освоения углеводородных ресурсов в стране был период 2009–2017 гг., когда страна провела ряд раундов лицензирования на освоение и разработку месторождений нефти и газа. Так, разведка сверхкрупных залежей УВ на юге страны (месторождений Румейла, Западная Курна, Маджнун, Мансурия и др.) позволило поставить на баланс порядка 30 млрд барр. нефти и 2338 млрд м³ природного газа. В настоящее время уровень доказанных запасов углеводородов в Ираке составляет 145 млрд барр. нефти и 3714 млрд м³ газа.

млрд барр.



Рис. 8 – Динамика роста запасов нефти и газа в Ираке (1980-2021 гг.)

Источник: составлено автором на основе [145]

Рассматривая географию залегания запасов нефти и газа Ирака, стоит отметить их неравномерное распределение по территории страны. Основные запасы нефти сосредоточены в южной и северной частях Республики. Наиболее крупными месторождениями юга страны являются: Румейла (запасы 17,8 млрд барр.), Западная Курна–2 (13 млрд барр.), Маджнун (12 млрд барр. нефти и 9,5 трлн м³ газа), Западная Курна–1 (8,7 млрд барр.), Зубаир (4 млрд барр.), Насирия (4 млрд барр.) и Халфая (4,1 млрд барр.) [47].

В северной части страны залегает порядка 30 % запасов нефти (45 млрд барр.), крупные месторождения - Киркук, Бай-Хасан, Джумбур и Хаббазон. Большая часть месторождений на севере страны расположена в регионе Курдистан [166, с. 6]. Это автономный регион страны, управляемый Региональным Правительством Курдистана (далее – РПК). Он обеспечивает 14 % объема экспорта сырой нефти из Республики. На сегодняшний день отношения между РПК и федеральным правительством являются напряженными. Так, в 2014 г. в результате несогласия РПК с политикой распределения государственного бюджета Курдистан объявил о самостоятельном экспорте нефти, а также о заключении самостоятельных контрактов с ТНК на разработку месторождений. В 2017 г. в ходе военных операций федеральное правительство вернуло власть над ключевыми объектами нефтегазовой отрасли в Курдистане. Ряд контрактов на разработку месторождений, заключенных ТНК с Курдским правительством, было пересмотрено [133]. В настоящее время с приходом нового главы правительства Мустафы Аль-Кадими обсуждаются новые условия сотрудничества с автономным регионом: половина объемов добываемой нефти Курдистана (250 тыс. барр./сут) экспортируется через государственную

нефтяную компанию SOMO, а взамен Курдистан получает в распоряжение 12 % федерального бюджета страны (примерно 8,2 млрд \$). Наличие территориальных споров и отсутствие четкой правовой базы в данном регионе, безусловно, негативно сказываются на доверии крупных нефтяных компаний к долгосрочным проектам в Курдистане [39; 135].

На сегодняшний день в стране насчитывается более 2,7 тыс. действующих нагнетательных и добывающих скважин. Преимуществом добычи нефти в Ираке являются большие дебиты скважин, варьирующиеся в среднем в диапазоне 2-4 тыс. тонны нефти в сутки [78]. А на некоторых проектах, например, Киркук, были достигнуты крупнейшие в мире дебиты в размере 14,2 тыс. т нефти в сутки [130]. Также стоит отметить низкую себестоимость добычи нефти в стране, что при благоприятной ценовой конъюнктуре на мировом рынке нефти является ключевым драйвером для развития нефтяной отрасли Ирака.

На рисунке 9 представлена динамика добычи нефти в Ираке в период с 1965 по 2021 гг.

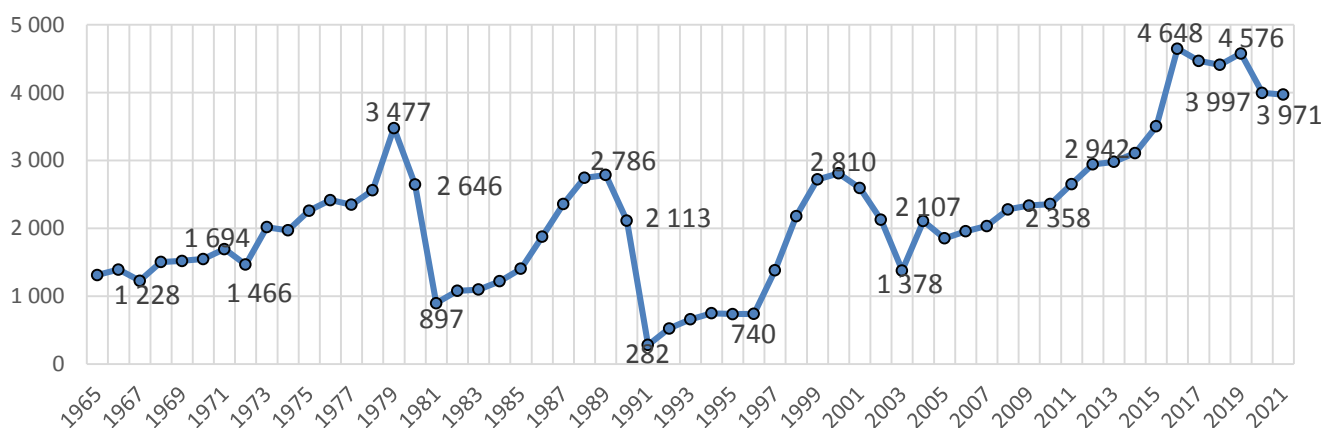


Рис. 9 – Динамика добычи нефти в Ираке в 1965-2021 гг., тыс. барр./сут

Источник: составлено автором на основе [145]

Текущий уровень добычи нефти в Республике составляет 3971 тыс. барр./сут. При этом он сильно подвержен влиянию геополитического фактора. Так, в 1981 г. в результате ирано-иракской войны уровень добычи нефти за год сократился практически втрое с 2646 до 897 тыс. барр./сут. Затем вплоть до 1989 г. наблюдался период роста добычи до уровня 2786 тыс. барр./сут, однако последующее введение в 1991 г. санкций к Ираку со стороны ООН привели к падению добычи нефти более, чем в 7,5 раз, составив 282 тыс. барр./сут, причиной введения санкций стало вторжение Ирака в Кувейт [26; 149; 164]. После данных событий добыча нефти в Ираке начала показывать положительную динамику роста, лишь дважды за рассматриваемый период упав: первое падение – в 2003 г., когда произошло свержение Президента Ирака, второе крупное падение – в 2020 г., когда наблюдалось перенасыщение на мировом рынке нефти из-за пандемии COVID-19. Положительная динамика добычи была

обеспечена благодаря активному привлечению иностранных компании к разработке месторождений нефти. Так, в период 2009-2012 гг. страна провела четыре раунда лицензирования, на которых было выставлено 15 месторождений. По итогам проведения торгов были заключены контракты с Shell, Eni, ExxonMobil, BP, TRAO, PetroChina, Total, Inpex, Роснефть и Лукойл. В 2018 г. власти Ирака провели пятый раунд торгов на участие в проектах геологоразведки и дальнейшей разработки месторождений на 6 исследовательских блоках, включая Блоки 5, 10 и 12, месторождения Синдибад, Гилябат-Кумар и другие более мелкие месторождения в составе блоков (приложение И). В 2023-2024 гг. правительство планирует проведение 6 раунда лицензирования, в рамках которого преимущественно будут выставлены на аукцион месторождения природного газа. Это говорит о стремлении Ирака к расширению ресурсной базы и дальнейшему наращиванию объемов добычи углеводородов [9; 160; 215].

По данным 2020 г. 74 % нефти в Ираке добывается на месторождениях с привлечением зарубежных ТНК. Своими силами Республика разрабатывает в основном выработанные старые месторождения с низким дебитом скважин, такие как Качжук, Абу Заркан и др. (таблица 8).

Таблица 8 – Нефтяные месторождения Ирака, разрабатываемые без участия ТНК (2021 г.)

Месторождения	Объем добычи, млн барр./сут
Качжук	0,690
Бай Хассан	0,146
Дхебеж Фижи	0,042
Джамбур	0,041
Абу Гораба	0,039
Лжот	0,035
Абу Заркан	0,031
Бейкер	0,021
Восточный Багдад	0,020
Итого	1,064

Источник: составлено автором на основе [130; 199]

Более 86 % добываемой в стране нефти экспортируется (рисунок 10). Основными направлениями поставки являются Индия (по данным за 2021 г. объем экспорта составил 29 % от общего объема экспортируемой сырой нефти), Китай (28 %) и европейские страны, входящие в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) (24,5 %). При этом динамика

поставок свидетельствует о ежегодном наращивании объемов экспорта в Индию и Китай (за исключением 2021 г.).

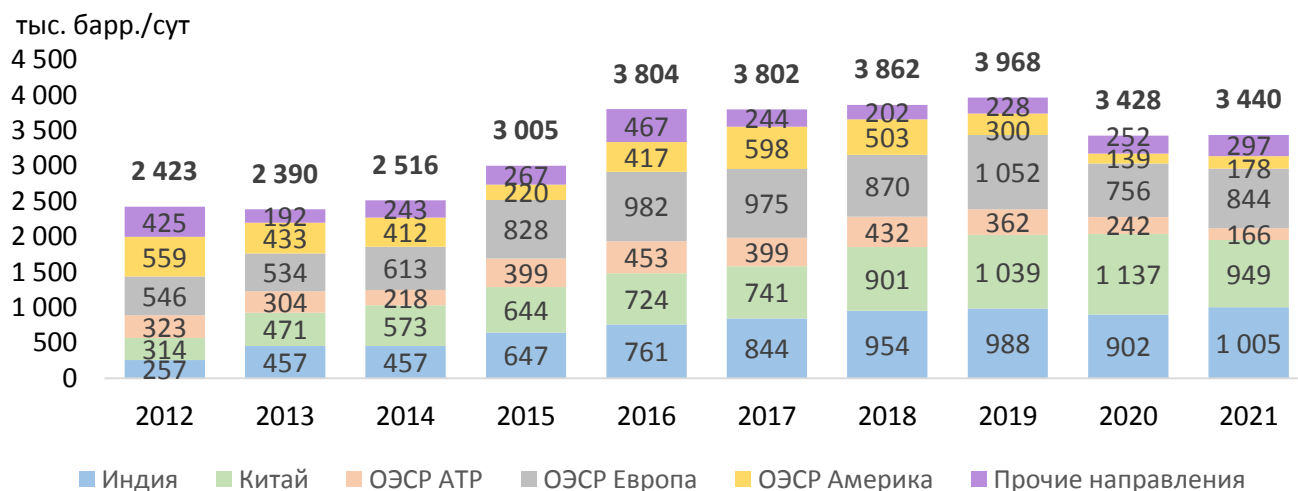


Рис. 10 – Динамика экспорта сырой нефти Ирака (2012-2021 гг.)

Источник: составлено автором по данным [170].

Роль газовой отрасли в экономике Ирака на текущий момент не существенна. Несмотря на то, что страна обладает 2 % общемировых запасов природного газа, занимая 11 место в мире и 5 место в регионе Ближний и Средний Восток по запасам газа (после Ирана, Катара, Саудовской Аравии и ОАЭ) [145], добыча газа в стране ведется очень низкими темпами. Доля Ирака в общемировой добыче газа составляет 0,3 % (10,5 млрд м³), страна занимает 44 место в мире. Добычных газовых мощностей на текущий момент недостаточно для удовлетворения собственных нужд государства в области энергетики [116]. Страна вынуждена импортировать газ и электроэнергию из Ирана. Исторически газовые месторождения Ирака не разрабатывались отдельно от нефтяных месторождений. Природный газ вырабатывался путем обработки газоконденсатной смеси, добываемой из нефтегазоконденсатных месторождений. При этом рентабельность производства природного газа данным способом крайне низкая ввиду прямой зависимости от количества добываемой нефти.

Наиболее крупными газовыми месторождениями, разрабатываемыми на территории Ирака, являются месторождение Маджнун на юге Ирака (запасы газа - 9,5 трлн м³), Мансурия в центральной части Ирака (4,5 трлн м³) и Акказ на севере Ирака (2,1 трлн м³).

К разработке газовых месторождений власти Ирака привлекают зарубежные компании ввиду отсутствия современных технологий и опыта реализации подобных проектов. Так, в 2009 г. в ходе проведенного второго раунда лицензирования к разработке месторождения Маджнун были привлечены компании Shell и Petronas. В 2011 г. в ходе третьего раунда лицензирования

были привлечены 3 компании Kogas, Kuwait Energy и TRAO для разработки 3 газовых месторождений Акказ, Сиба и Мансурия. Доля участия иракской стороны во всех газовых проектах составляет 25 %. По проекту разработки месторождения Мансурия в последние годы произошел ряд изменений. В 2020 г. Ирак аннулировал контракт с ТНК ввиду отсутствия заинтересованности у них к проекту, в 2021 г. провел повторный тендер, в результате которого китайская Sinopec выиграла 49 % в проекте (51 % принадлежит иракской Midland Oil Company).

Развитие газовой промышленности считается приоритетным направлением ТЭК Ирака ввиду наличия запасов природного газа на территории страны и увеличивающейся потребности страны в выработке собственной электроэнергии.

Транспортировка углеводородов в Ираке

Система транспортировки углеводородов имеет крайне важное значение как для развития ТЭК внутри страны, так и для интеграции Ирака в международные поставки энергоресурсов. Именно своевременное развитие транспортной инфраструктуры позволяет расширять объемы добычи УВ в стране. 80 % добываемой в Ираке сырой нефти поставляется на экспорт, что обеспечивает Ираку положительное сальдо внешней торговли. Два основных направления экспорта – южное (через морской порт в г. Басра) и северное (по магистральному нефтепроводу на границе с Турцией). Также часть нефти экспортируется в сторону Саудовской Аравии.

Два ключевых экспортных нефтяных терминала страны - «Хавр аль-Амия» (КАООТ) и «аль-Басра» (АВОТ) – расположены на юге страны близ города Басра. Они обеспечивают экспорт сырой нефти и нефтепродуктов из страны через Персидский залив. Терминал АВОТ может перекачивать до 6,4 млн барр./сут, а объекты терминала КАООТ способны перекачивать до 0,5 млн барр./сут. На сегодняшний день терминалы КАООТ и АВОТ нуждаются в реконструкции. С 2017 г. на терминале КАООТ наблюдаются неисправности трубопроводных систем, а терминал АВОТ работает в половину своей номинальной мощности.

Проанализируем детальнее ключевые магистральные нефтепроводы Ирака:

1) магистральный нефтепровод «Киркук – Джейхан» обеспечивает поставки нефти в Европу через Турцию. Он соединяет город Киркук, расположенный в Ираке с городом Джейхан в Турции, который является морским портом. Пропускная способность данного магистрального нефтепровода составляет 1,5 млн барр./сут. Наполнение данного нефтепровода осуществляется с месторождений, располагающихся в северной части Ирака;

2) вторым магистральным нефтепроводом, обеспечивающим поставки нефти в сторону Турции, является нефтепровод «Хурмала – Фишхабур» с пропускной способностью 0,3 млн барр./сут. Данный трубопровод находится под управлением Регионального Правительства Курдистана. Наполнение нефтепровода осуществляется за счет месторождений

Хурмала-Доме и Так-Так;

3) третьим нефтяным трубопроводом в сторону Турции является нефтепровод «Тоуке – Джейхан» с пропускной способностью 0,1 млн барр./сут. Работоспособность данного нефтепровода обеспечивается деятельностью норвежской нефтяной компании DNO совместно с РПК;

4) крупный магистральный нефтяной трубопровод «Киркук – Фишхабур» расположен в северной части Ирака. Пропускная способность нефтепровода составляет 0,6 млн барр./сут. Однако на сегодняшний день данный нефтяной трубопровод заморожен, ведутся переговоры о его восстановлении и модернизации;

5) также в северной части Ирака расположен магистральный нефтяной трубопровод «Киркук – Банияс», соединяющий иракский город Киркук с сирийским городом-портом Банияс. Пропускная способность трубопровода составляет 0,7 млн барр./сут. Однако он существенно пострадал в ходе войны с ИГИЛ¹. В настоящее время ведутся работы по его восстановлению;

6) крупный магистральный нефтепровод «Киркук – Персидский залив» является стратегическим, так как проложен с северной части Ирака в южную часть, а также обладает возможностью реверсивных поставок. Пропускная способность нефтепровода составляет 0,8 млн барр./сут. В ходе военных действий трубопровод был частично разрушен, что значительно снизило маневренные возможности поставок нефти Ираком;

7) самым мощным действующим на сегодняшний день магистральным нефтепроводом Ирака является нефтепровод «IPSA» через территорию Саудовской Аравии. Он проложен из южной части Ирака в Саудовскую Аравию. Пропускная способность нефтепровода составляет 1,65 млн барр./сут.

Общая протяженность нефти- и газопроводов, проходящих по территории Ирака, превышает 12 тыс. км., из которых на магистральные нефтяные трубопроводы приходится 6,3 тыс. км., на магистральные газовые трубопроводы приходится 4,2 тыс. км., на трубопроводы, транспортирующие продукты нефте- и газопереработки 1,7 тыс. км. Пропускная способность в ежегодном исчислении у магистральных нефтяных трубопроводов составляет порядка 0,5 млрд т, магистральных газовых трубопроводов чуть менее 48 млн м³, трубопроводов, транспортирующих продукты нефте- и газопереработки около 10 млн т.

По мнению ученых Н.В. Василенко, Т.А.О. Аль Саади, низкий уровень развития инфраструктуры является существенным ограничением для развития нефтяной промышленности Ирака. Среди ключевых проблем в области транспортной инфраструктуры авторы выделяют недостаточную пропускную способность портов и терминалов, нестабильность

¹ Запрещенная в Российской Федерации террористическая организация

перевозок, обусловленную низким уровнем централизованного управления, проблемы технического обслуживания трубопроводов. Важным фактором развития инфраструктуры Ирака является государственное регулирование привлечения иностранных инвестиций [37; 38].

В целях расширения транспортной системы и, в частности, диверсификации каналов экспорта нефти в 2020 г. правительство Ирака заключило соглашение о строительстве магистрального нефтепровода из нефтеносной провинции Басра до порта Акаба в Иордании.

Также нефтегазовая отрасль периодически сталкивается с проблемами хранения углеводородов. Так, существующие нефтяные резервные мощности позволяют осуществлять хранение нефти сроком до 7 дней. Следовательно, в случае неблагоприятных погодных условий в Персидском заливе велик риск вынужденной остановки добычи нефти в стране по причине временной приостановки морской транспортировки нефти.

Таким образом, инфраструктура транспортировки и хранения углеводородов в Ираке требует существенной реконструкции. Без модернизации и расширения данных мощностей увеличение добычи нефти в стране невозможно. Это является сдерживающим фактором для заключения новых контрактов на разработку нефтегазовых месторождений и наращивания экспорта углеводородов. Ввиду чего создание новой и модернизация существующей инфраструктуры крайне важно для дальнейшего развития ТЭК Ирака.

Нефтепереработка и газопереработка в Ираке

На сегодняшний день в стране насчитывается более 15 нефтеперерабатывающих заводов общей проектной мощностью переработки более 1 млн барр./сут. При этом многие НПЗ работают ниже проектных мощностей, а ряд НПЗ, в том числе крупнейший НПЗ Ирака в городе Байджи, были разрушены в ходе нападения террористов ИГИЛ. Таким образом, в стране наблюдается дефицит бензина и дизельного топлива [75]. Уровень переработки в 2021 г. составил 1116 тыс. барр./сут (рисунок 11). За счет привлечения ПИИ Ирак стремится увеличить перерабатывающие мощности до 1,5 млн барр./сут.

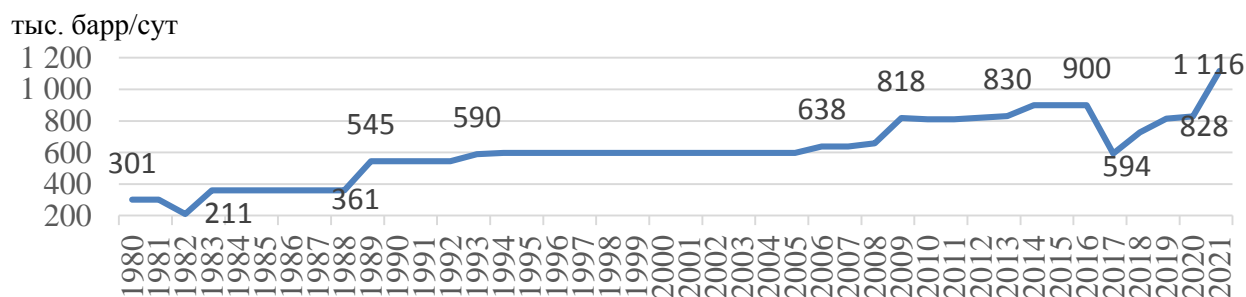


Рис. 11 – Динамика объема нефтепереработки в Ираке (1980-2021 гг.)

Источник: составлено автором на основе [170]

Действующей проблемой НПЗ Ирака на сегодняшний день является низкий уровень

конвертации сырой нефти в легкие и средние дистилляты. Сейчас уровень конвертации на уровне 55 %, в то время как на технологически развитых НПЗ мира показатель достигает 90 % [170].

С целью развития нефтеперерабатывающей отрасли Ирака парламентом Республики в 2019 г. был утвержден новый закон (в развитие закона № 64 от 2007 г.), регламентирующий условия привлечения частных инвестиций в переработку, а также дающий возможность строительства на территории Республики предприятий с иностранным участием и управлением. Согласно закону, НПЗ должны быть высокотехнологичными, доля тяжелых нефтепродуктов должна составлять не более 20 %. Проекты должны предусматривать строительство компаниями - инвесторами за свой счет нефтепроводов, соединяющих пункт сдачи с НПЗ.

Благодаря данному закону в конце 2020 г. был подписан контракт с японской корпорацией JGC на строительство НПЗ в г. Басра приемной мощностью 55 тыс. барр./сут. Планируемая глубина переработки УВ составляет 95,9 %.

В 2021 г. шведская энергетическая компания SEAB и турецкий конгломерат Limak подписали соглашение с иракской государственной компанией North Refineries о строительстве НПЗ в городе Каяра на севере Ирака, производственная мощность которого составит 70 тыс. барр./сут.

В 2022 г. осуществлен запуск первого этапа работы НПЗ в городе Кербела [188]. Контракт на сумму 6 млрд \$ с консорциумом из Южной Кореи во главе с компанией Hyundai Engineering and Construction был заключен в 2014г. и предусматривал строительство НПЗ приемной мощностью 150 тыс. барр./сут. Реализация данного проекта на полную мощность, по мнению специалистов, позволит отказаться от 90 % импортируемых нефтепродуктов.

Таким образом, развитие нефте- и газоперерабатывающих мощностей в Ираке является одним из ключевых направлений развития ТЭК Ирака. Это позволит повысить экономическую активность страны, удовлетворить внутренние потребности в нефтепродуктах и нефтехимии, увеличить доходы государства благодаря созданию продуктов высокой добавленной стоимости, снизить уровень безработицы благодаря привлечению местного населения к строительству и эксплуатации НПЗ и ГПЗ.

Электроэнергетика в Ираке

На сегодняшний день в Ираке действуют 106 электростанций суммарной мощностью 27412 МВт, 77 из которых находятся под управлением Министерства электроэнергетики [199]. Действующих мощностей не хватает для обеспечения бесперебойной подачи электроэнергии в стране. Наиболее существенный урон отрасли был нанесен в ходе войны с ИГИЛ. В результате спрос на электроэнергию в стране превысил предложение на 45 %. И ежегодно на протяжении последних 10 лет потребность Ирака в энергии растет на 6 % [75]. Согласно оценке Министерства

энергетики, для приведения электросетей страны в надлежащее состояние требуется порядка 100 млрд \$.

Правительство Ирака остро ощущает нехватку мощностей по выработке электроэнергии в стране и активно привлекает иностранные компании к проектам строительства электростанций и сопутствующей инфраструктуры. В рамках сотрудничества правительств Ирака и США в 2020- 2021 гг. был подписан ряд стратегических контрактов, которые позволят существенно модернизировать электроэнергетику:

- Иракское Министерство электроэнергетики подписало три соглашения с General Electric, которые включают программу техобслуживания электрогенерации компании в стране, строительство парогазовых установок на электростанциях Ди-Кар и Самава, а также помощь в интеграции иракской энергосистемы в общую энергосистему Ближневосточного региона;

- с американской Stellar Energy подписано соглашение на предпроектное проектирование (FEED) внедрения технологии охлаждения воздуха на 30 электротурбинах Ирака. По оценкам экспертов, это повысит эффективность энергетики Ирака на 30 %;

Также министерство нефти Ирака подписало соглашение с компанией TotalEnergies (ранее компания Total) об осуществлении инвестиций в энергетические проекты страны (разработка месторождений нефти и газа, развитие солнечной энергетики в стране). Так, в течение 25 лет сумма инвестиций составит 27 млрд \$, первый этап предусматривает капиталовложения в размере 10 млрд \$, второй этап - 17 млрд \$.

Таким образом модернизация электроэнергетики является стратегически важным направлением развития ТЭК Ирака.

По итогам проведенного анализа текущего состояния ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса Ирака можно сделать вывод, что нефтяная отрасль является наиболее развитой в Ираке, однако дальнейшее ее развитие невозможно без расширения и модернизации мощностей хранения и транспортировки нефти. Газовая промышленность только начинает развиваться в стране и имеет существенный потенциал в виду значительных залежей природного газа на территории страны. Ее развитие даст толчок для газопереработки и дальнейшего развития электрогенерации в стране. Нефтепереработка не соответствует мировым стандартам по глубине переработки и требует модернизации в виду нанесенного войной ущерба. Проведенный анализ текущего состояния отраслей ТЭК Ирака позволяет выявить направления развития комплекса страны, которые могут представлять наибольший интерес для нефтегазовых ТНК с точки зрения развития своего бизнеса в Республике:

- разработка нефтегазовых месторождений на севере и юго-востоке Ирака;
- развитие транспортной инфраструктуры, а также системы хранилищ нефти и газа;

- создание нефте- и газоперерабатывающих мощностей глубокой степени очистки;
- создание мощностей электрогенерации в Ираке [19].

Выявленные нами направления соответствуют положениям, отраженным в стратегическом своде реформ Ирака от 2020 г. («Белая книга»). Согласно данному документу, эффективное развитие экономики Ирака может быть обеспечено только за счет диверсификации экономики. Устойчивой базой для диверсификации должен послужить топливно-энергетический комплекс [136; 185], развитие которого даст толчок для остальных отраслей экономики (сельское хозяйство, легкой промышленности, автомобилестроения и пр.). Следовательно, только комплексное развитие ТЭК Ирака позволит в максимально короткие сроки обеспечить экономический рост страны. Наиболее приоритетным способом реализации направлений развития топливно-энергетического комплекса Ирака является привлечение капитала ТНК, так как на текущий момент собственных бюджетных средств страны недостаточно для комплексного развития ТЭК [130, с. 15].

2.2 Оценка инвестиционной привлекательности Республики Ирак

Принимая решения об инвестировании на территории той или иной страны, ТНК в первую очередь анализируют инвестиционный климат в государстве. Это позволяет компаниям сделать вывод о том, является ли страна инвестиционно привлекательной для них.

Стоит отметить, что в современной экономической литературе выделяются различные подходы к трактовке понятий «инвестиционный климат», «инвестиционная привлекательность» и «инвестиционный потенциал». Проведенный И.Ю. Новиковой анализ экономической сущности данных категорий позволил выявить их отличия и взаимосвязь [204]. Так, согласно исследованию, «инвестиционный климат — это обобщенная характеристика совокупности социальных, финансово-экономических, организационных, правовых, политических, культурных условий, предопределяющих привлекательность и целесообразность инвестирования в экономическую систему, эффективность инвестирования и степень возможных рисков при вложении капитала». Инвестиционная привлекательность в отличие от инвестиционного климата – это субъективный показатель, который определяет взаимосвязь инвестиционного потенциала и инвестиционных рисков исходя из целей конкретного субъекта. При этом, под инвестиционным потенциалом понимается совокупность стратегических предпосылок для устойчивого развития страны, в том числе за счёт привлечения сторонних инвестиций. Учитывая вышесказанное, можно сделать выводы, что инвестиционный потенциал

- это базовая характеристика при оценке и выборе инвестором потенциальных объектов инвестирования; отсутствие потенциала по каким-либо направлениям создает риски для экономических субъектов; инвестиционный потенциал напрямую влияет на значение инвестиционного климата и инвестиционной привлекательности; инвестиционная привлекательность одного и того же региона (страны) может быть различной для субъектов, осуществляющий данную оценку.

В экономической литературе различают несколько укрупнённых подходов к оценке инвестиционного климата, на основе которых формируются те или иные методики: макроэкономический подход, рисковый подход и многофакторный [54]. Макроэкономический подход позволяет оценить динамику и структуру макроэкономических параметров, таких как валовой внутренний продукт (ВВП), государственный долг и пр. Примером может служить рейтинг агентств Moody's, Fitch, Standard & Poor's и др. Рисковый подход оценивает инвестиционный потенциал и инвестиционные риски. Примером может служить методика агентства «Эксперт РА». Многофакторный подход позволяет оценить совокупность факторов и сформировать интегральный показатель инвестиционной привлекательности страны путем взвешивания данных факторов. Большинство современных рейтингов, формируемых международными агентствами, базируются на многофакторном подходе, так как он позволяет комплексно оценить не только макроэкономические показатели, но и политический, социальный и другие факторы инвестиционного климата.

Существующие в российской и мировой практике методики оценки инвестиционной привлекательности стран существенно различаются по набору показателей – факторов инвестиционного климата. Так, рейтинг глобальной конкурентоспособности (World Competitiveness Ranking), формируемый Международным институтом развития менеджмента, ежегодно оценивает 63 страны по 333 показателям в области экономического развития, эффективности государственного управления, условий ведения бизнеса в стране, а также развития инфраструктуры. Международный индекс прав собственности ежегодно оценивает 129 стран по 10 показателям развития правовой и политической среды, а также степени развития прав физической и интеллектуальной собственности. Рейтинг BERI (Business Environment Risk Index) и его вариации оценивают риски деловой среды путем расчета индекса операционного и политического риска, а также коэффициента денежных переводов и репатриации. Индекс глобальной конкурентоспособности (Global Competitiveness Index), формируемый по инициативе Всемирного экономического форума, оценивает страны по 12 показателям, включая эффективность рынка труда, макроэкономическую стабильность, размер и эффективность рынка товаров и услуг, конкурентоспособность компаний, инновационный потенциал и пр. Индекс вовлеченности стран в международную торговлю Всемирного экономического форума

оценивает открытость экономики стран по 4 показателям: доступ к внутреннему рынку, деловой климат, административное управление и состояние инфраструктуры. Указанные выше рейтинги публикуются регулярно и позволяют в динамике оценивать правовую, социальную и экономическую составляющую, однако существенным недостатком данных рейтингов является отсутствие информации по ряду стран, включая Республику Ирак.

Достаточно комплексную сравнительную оценку демографической, политической и экономической ситуации в странах предоставляет ежегодный индекс «хрупкости государств» (Fragile States Index) Фонда за мир, который характеризует способность властей контролировать целостность территории, проводить планомерную политику улучшения качества жизни в стране. Индекс ориентируется в первую очередь на функцию управления государством, при этом в меньшей степени оценивает инвестиционный климат в целях развития бизнес среды. Оценкой последнего занимался Всемирный банк, публикуя ежегодно с 2001 г. «рейтинг лёгкости ведения бизнеса» («Ease of Doing Business Index»). Оценка осуществлялась по десяти критериям: легкость регистрации предприятий, получения разрешений на строительство, подключения к электросетям, регистрации собственности, получения кредитов, выплаты налогов и пр. Однако с 2020 г. организация приняла решение приостановить публикацию ввиду выявленных в ходе проведения оценки нарушений.

Финансовое благополучие государств оценивает российское рейтинговое агентство «Эксперт РА», формируя 2 кредитных рейтинга: рейтинг кредитоспособности суверенного правительства, отражающий способность последнего своевременно выполнять финансовые обязательства, а также рейтинг кредитного климата, отражающий уровень возвратности инвестиций в долговые обязательства в конкретной стране. Крайне интересным с точки зрения методологии оценки инвестиционного климата является проводимое организацией ранжирование субъектов Российской Федерации, которое включает исследование 7 потенциалов и 7 направлений рисков деятельности инвесторов. Однако в настоящее время данную методику можно назвать локальной, так как агентство распространило ее только на оценку субъектов внутри страны. Российский ученый В.В. Литвинова [73, с. 52] развила указанную выше методику, предложив оценивать инвестиционный климат как инвестиционную привлекательность в динамическом аспекте (на горизонте 5 лет). Вместе с тем, на наш взгляд, как методика рейтингового агентства, так и методика Литвиновой имеют определенный недостаток: они формируются с целью регулирования качества государственного управления в субъектах Российской Федерации и не принимают во внимание интересы инвесторов и их цели.

Группа ученых во главе с В. Хамфенгвонгом [162] предложили статическую и динамическую гравитационную модель, позволяющую оценивать влияние различных факторов на динамику привлечения инвестиций в страну. Ученые пришли к выводу, что наибольшее

влияние на инвестиционную привлекательность страны оказывают такие показатели, как размер рынка, открытость экономики, уровень инфляции, стоимость рабочей силы и обменный курс валюты в стране. Ученый С. Бога в результате проведенного исследования доказал, что наибольшее влияние на привлечение иностранных инвестиций оказывают такие факторы, как рост ВВП, открытость экономики, работа системы внутреннего кредитования в стране, природные ресурсы, а также телекоммуникационная инфраструктура. При этом для различных видов инвестора приоритет факторов может отличаться [142].

С. Токар в результате анализа более 80 показателей инвестиционного климата стран сделал вывод, что наибольшее влияние на привлечение инвестиций иностранных компании в страну влияют следующие факторы: открытость экономики, уровень заработной платы в стране, уровень развития инфраструктуры, уровень коррупции, политический риск, ставка корпоративного налога и уровень образования в стране. При этом, согласно исследованию, анализ культурного потенциала страны не оказывает прямого влияния на привлечение иностранных инвестиций [183].

Указанные выше исследования позволяют определить перечень наиболее существенных факторов, характеризующих инвестиционный климат стран. Вместе с тем, на наш взгляд, данные исследования дают достаточно обобщенные рекомендации о привлекательности страны и не учитывают отраслевую специфику инвестиций.

Это приводит нас к выводу о том, что крайне важно при оценке инвестиционного климата ориентироваться на субъект исследования инвестиционного климата. Так, в рамках данного диссертационного исследования субъектом являются нефтегазовые компании, осуществляющие инвестиционную деятельность в области геологоразведки и добычи нефти и газа за рубежом. Следовательно, оценку инвестиционного климата экономики Республики в данном случае целесообразно осуществлять с позиции наличия ресурсно-сырьевого потенциала страны, ее финансово-экономического положения, законодательной базы и политической обстановки в стране, а также наличия производственного и трудового потенциала. Вместе с тем при выборе ключевых показателей оценки инвестиционного климата необходимо соблюдать ключевые принципы теории систем: принцип необходимого разнообразия элементов, минимальной достаточности и целевой ориентации элементов системы. Учитывая вышесказанное, а также принимая во внимание результаты отечественных и зарубежных исследований, в диссертации был выбран перечень показателей, позволяющий сформировать комплексное представление о возможностях и рисках инвестирования российских нефтегазовых ТНК в проекты на территории иностранных государств. Перечень включает такие показатели, как: доказанные запасы нефти и газа, темп роста ВВП, годовая инфляция, общий государственный долг (% от ВВП), открытость экономики (доля экспорта в ВВП), средний кредитный рейтинг по данным 3-х агентств Fitch,

Moody's и S&P, ставка налога на прибыль, средняя себестоимость добычи нефти, показатель нарушения верховенства закона, допуск ТНК на нефтяной рынок, уровень борьбы с коррупцией, угроза безопасности ведения бизнеса в государстве, политическая стабильность, нелегитимность правительства, величина трудоспособного населения страны, грамотность взрослого населения, минимальная месячная заработная плата, индекс инноваций и расходы на НИР в стране (% от ВВП) (таблица К.1). Данные показатели инвестиционного климата, на наш взгляд, являются в настоящее время наиболее репрезентативными для нефтегазодобывающих компаний.

Внешнеэкономическая деятельность нефтегазовых компаний подвержена большому количеству рисков, в том числе страновым, ввиду чего крайне важно анализировать инвестиционный климат конкретной страны в сравнении с другими государствами. В рамках данного исследования предлагается сравнивать Республику Ирак с соседними странами Ближнего и Среднего Востока¹, обладающими наиболее существенными запасами УВ: Иран, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Оман и Катар (таблица 9). Величина доказанных запасов нефти и газа является для ТНК одним из ключевых критериев рассмотрения проекта инвестирования на территории иностранного государства.

Таблица 9 – Запасы нефти и газа в странах Ближнего и Среднего Востока в 2021 г.

Страна	Запасы нефти, млрд барр.	Запасы природного газа, трлн м ³
Ирак	145,2	3,7
Иран	208,0	33,9
Йемен	2,7	0,3
Катар	25,2	23,8
Кувейт	102,3	1,8
ОАЭ	107,1	7,7
Оман	5,3	0,6
Саудовская Аравия	262,0	8,4
Сирия	2,5	0,4
Другие страны (Иордания, Израиль, Ливан)	0,4	0,5

Источник: составлено автором на основе [170]

¹ Ближний и Средний Восток включает следующие страны: Ирак, Иран, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Оман, Катар, Сирия, Йемен, Иордания, Израиль, Ливан.

Оценка инвестиционного климата выбранных стран осуществлялась согласно многофакторному подходу. Для определения веса каждого фактора нами был использован метод экспертных оценок, а для формирования итогового интегрального показателя использовался метод минимаксной нормализации данных. Основные этапы оценки включали в себя:

- определение перечня показателей и источников данных (приведены в таблице К.1);
- сбор статистических данных по странам (приведены в таблице К.2);
- определение веса каждого показателя методом экспертного оценивания. Методика и результаты присвоения весов показателям представлены в приложения К (таблица К.3);
- нормализация статистических значений показателей стран по методу минимакс. Данный метод предполагает преобразование исходных данных в диапазон [0; 100] с помощью формулы (1), если наилучшим значением показателя является его максимальная величина, или с помощью формулы (2), если наилучшим значением показателя является его минимальная величина.

$$x_{norm} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \cdot 100, \quad (1)$$

где x_{norm} - нормализованное значение показателя страны,

x - абсолютное значение показателя страны,

x_{min} - минимальное абсолютное значение показателя из выборки по странам,

x_{max} - максимальное абсолютное значение показателя из выборки по странам.

$$x_{norm} = \frac{x - x_{max}}{x_{min} - x_{max}} \cdot 100, \quad (2)$$

Результаты нормализации абсолютных показателей, указанных в таблице К.2, по методу минимакс приведены в таблице К.4.

– расчет взвешенных значений показателей для каждой из стран. Для расчета совокупного интегрального показателя инвестиционного климата страны необходимо определить взвешенное значение каждого из 20 показателей. Для этого нормализованное значение каждого показателя умножается на вес показателя, определенный ранее методом экспертного оценивания;

– расчет совокупного интегрального показателя инвестиционного климата страны осуществляется путем суммирования взвешенных значений 20 показателей по стране. Результаты расчета взвешенных значений показателей и совокупного интегрального показателя инвестиционного климата Ирака, Ирана, Саудовской Аравии, ОАЭ, Кувейта, Омана и Катара представлены в таблице К.5.

Согласно результатам сравнительной оценки инвестиционного климата стран Ближнего и Среднего Востока (результаты расчетов приведены в приложении К), Ирак значительно уступает по значению совокупного интегрального показателя (значение Ирака равно 47,4) таким странам, как ОАЭ (56,2), Саудовская Аравия (55,1), Катар (55,1) и Кувейт (49,7), при этом существенно опережает Оман (38,4) и Иран (30,3) (таблица 10).

Таблица 10 – Результаты сравнительной оценки инвестиционного климата стран Ближнего и Среднего Востока, обладающих наибольшими запасами УВ в регионе

Страна	Ирак	Иран	Сауд. Аравия	ОАЭ	Кувейт	Оман	Катар
Величина совокупного показателя инвестиционного климата страны	47,4	30,3	55,1	56,2	49,7	38,4	55,1
Ранг страны в группе	5	7	2	1	4	6	3

Источник: рассчитано автором на основе источников [154; 156; 168; 170; 157; 182; 226].

Детальный анализ нормированных показателей инвестиционного климата выбранных стран представлен на рисунке 12.

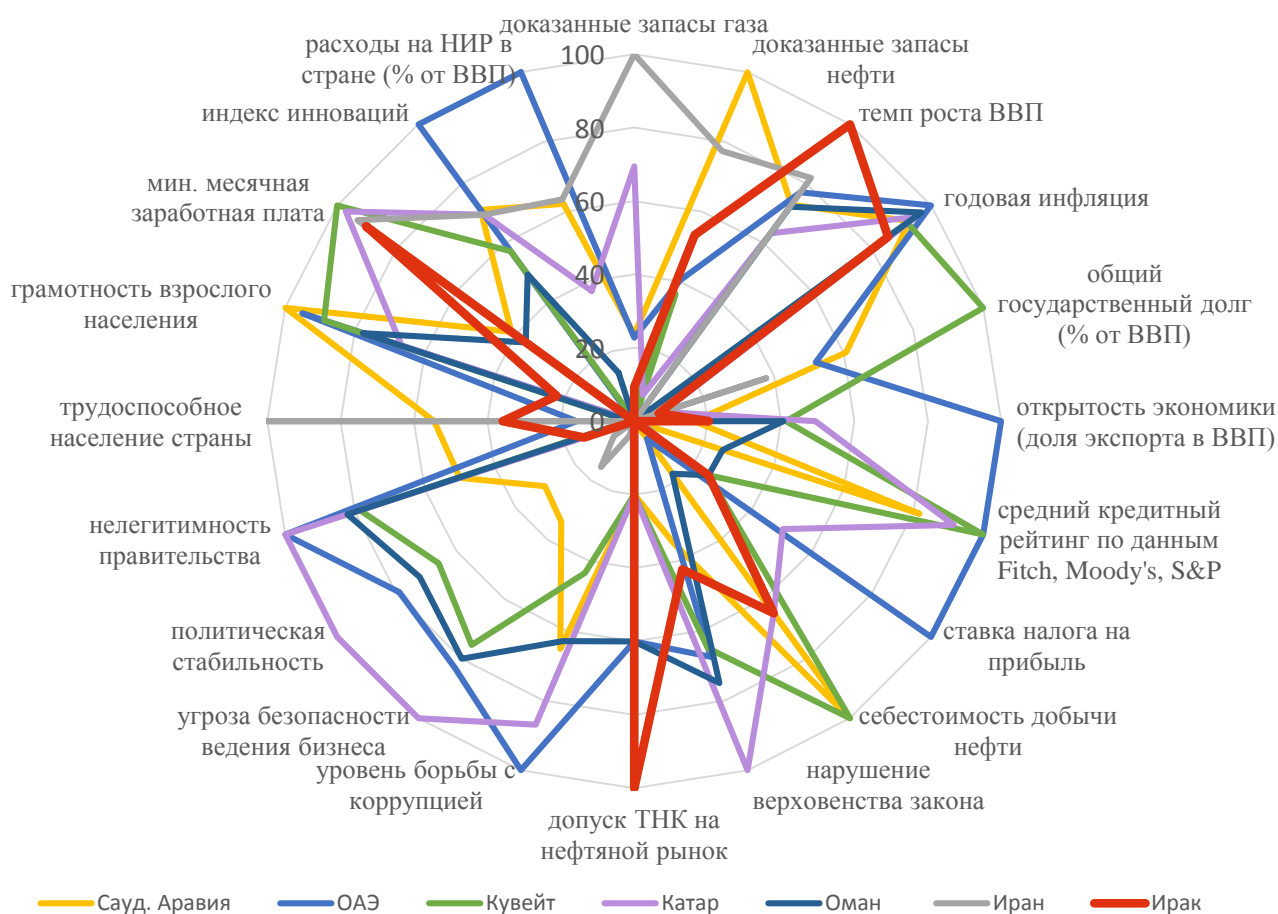


Рис. 12 – Диаграмма инвестиционного климата Ирака в сравнении со странами Ближнего и Среднего Востока, 2021 г.

Источник: составлено автором на основе расчётов в приложении К.

Так, согласно результатам оценки, Республика Ирак является лидером по показателям допуск ТНК на нефтяной рынок и темпы роста ВВП. Сильными позициями страны в регионе также

являются: уровень годовой инфляции, уровень доказанных запасов нефти, средняя себестоимость добычи нефти и минимальная месячная заработная плата в Республике. Данные показатели являются существенными для нефтегазовых ТНК при принятии решения об участии в проектах ТЭК. Существенно отстает Ирак от других оцениваемых государств Ближнего и Среднего Востока по таким показателям, как средний кредитный рейтинг, уровень борьбы с коррупцией, угроза безопасности ведения бизнеса, политическая стабильность, индекс инноваций, расходы на научно-исследовательские разработки в стране и др., что создает определённые риски для инвестиционной деятельности зарубежных нефтегазовых компаний в Республике. Далее рассмотрим более детально полученные в ходе исследования результаты. Также для выявления динамики развития показателей инвестиционного климата Республики Ирак нами были проанализированы значения статистических показателей за период 2010- 2021 гг., представленные на рисунке 13.

Регион Ближнего и Среднего Востока на сегодняшний день играет ключевую роль на мировом энергетическом рынке. Регион обладает наибольшими запасами УВ в мире (48,3 % от общемировых запасов). С точки зрения инвестирования в зарубежные проекты регион представляет для российских нефтегазовых компаний существенный интерес ввиду того, что обладает сравнительными преимуществами: низкая себестоимость добычи, значительные запасы УВ, относительная близость региона к рынкам сбыта продукции, в частности стран АТР и Индии, показывающих интенсивный рост потребления энергоресурсов, а также стран Европы, которые ввиду политического конфликта с Россией ищут альтернативного поставщика энергоресурсов в лице стран ОПЕК [172]. Ключевыми производителями нефти в регионе являются Саудовская Аравия (11 млн барр./сут или 12,5 % от мировой добычи нефти), Ирак (4,1 млн барр./сут или 4,7 % мировой добычи), ОАЭ (3,6 млн барр./сут или 4,1 % мировой добычи), Иран (3,1 млн барр./сут или 3,5 % мировой добычи) и Кувейт (2,7 млн барр./сут или 3 % мировой добычи).

Также страны Ближнего и Среднего Востока обладают значительными запасами природного газа. Общая величина мировых запасов природного газа составляет 188 трлн м³, из них 40,3 % приходится на страны Ближнего и Среднего Востока. Наибольшими запасами газа в регионе обладают следующие страны: Иран - 17,1 % мировых запасов (34 трлн м³), Катар - 13 % (24 трлн м³), Саудовская Аравия – 3,2 % (8,4 трлн м³), ОАЭ - 3,2 % (7,7 трлн м³) и Ирак – 1,9 % (3,7 трлн м³). При этом стоит обратить внимание, что, имея значительные запасы газа, регион обеспечивает лишь 17,8 % общемировой добычи газа (Иран - 6,5 %, Катар – 4,4 %, Саудовская Аравия – 2,9 %, ОАЭ – 1,4 % мировой добычи) [145]. В настоящее время лидерами по добычи природного газа в мире являются: США - 23,7 % мировой добычи, а также страны СНГ – 20,8 % (из них Россия – 16,6 %).

Показатель	ед. изм.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Тренд показателя
доказанные запасы газа	трлн м3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
доказанные запасы нефти	млрд барр.	143	141	140	144	143	143	149	147	145	145	145	145	
темп роста ВВП	%	6	8	14	8	1	3	15	-3	5	6	-16	8	
годовая инфляция	%	2,4	5,6	6,1	1,9	2,2	1,4	0,6	0,2	0,4	-0,2	0,6	6,0	
государственный долг (% от ВВП)	%	54	41	35	32	33	57	67	59	49	45	84	59	
открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	%	39	44	45	40	39	35	28	34	41	38	27	38	
средний кредитный рейтинг по данным Fitch, Moody's, S&P	ед (0-100)	17	18	21	23	20	16	13	15	18	18	19	19	
ставка налога на прибыль	%	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
средняя себестоимость добычи нефти	долл./барр.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	19	н/д	н/д	н/д	н/д	20	
нарушение верховенства закона	ед. (0-10)	9	9	8	9	9	9	9	9	8	8	8	8	
допуск ТНК на нефтяной рынок	ед. (0-10)	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	10	9	
уровень борьбы с коррупцией	ед. (0-100)	15	18	18	16	16	16	17	18	18	20	21	23	
угроза безопасности ведения бизнеса	ед. (0-10)	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	8	8	
политическая стабильность	ед. (0-100)	2	4	5	4	2	3	3	3	1	1	2	2	
нелегитимность правительства	ед. (0-10)	9	9	8	9	9	9	9	10	9	9	9	9	
трудоспособное население	млн чел.	8	8	8	9	9	10	10	10	10	11	11	11	
грамотность взрослого населения	ед. (0-100)	н/д	н/д	77	73	82	н/д	83	86	н/д	н/д	89	91	
мин. месячная заработная плата	долл.	276	283	286	311	305	307	311	320	307	322	338	338	
индекс инноваций	%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	12	
расходы на НИР в стране (% от ВВП)	%	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	

Рис. 13 – Динамика показателей инвестиционного климата Ирака (2010 – 2021 гг.)

Источник: [168; 157; 182; 226]

Величина доказанных запасов углеводородов является фактором, определяющим интерес российских нефтегазовых компаний к стране. Ирак обладает значительными запасами нефти (145

млрд барр.), уступая в регионе только Саудовской Аравии (262 млрд барр.) и Ирану (208 млрд барр.). По мнению ряда специалистов, запасы нефти в Ираке на текущий момент являются недооцененными в связи с постоянными военными конфликтами на территории страны, что затрудняет проведение комплексных геологоразведочных работ. Согласно оценкам, запасы нефти в Ираке могут превышать 200 млрд барр. Более 70 % запасов нефти сосредоточено в 5 крупных месторождениях юга страны: Киркук, Манджун, Румайла, Зубайр и Ратави. Около 17 % запасов нефти сосредоточены на севере страны – в регионе Курдистан. При этом данный регион считается наиболее перспективным с точки зрения потенциального прироста запасов нефти ввиду малой изученности.

По техническим характеристикам запасы нефти в Ираке являются преимущественно традиционными с глубиной залегания 2800–3900 м, что является предпосылкой для низкой себестоимости добычи. Наравне с геологическими особенностями залегания запасов нефти не менее важной составляющей в себестоимости добычи нефти является налоговая нагрузка на добывающую компанию. Бенчмаркинг стоимости добычи нефти в мире, проведенный компанией IHS Markit Ltd. для Saudi Aramco в 2019 г., показал лидирующую позицию Ирака в мире по себестоимости добычи нефти - 3 место в мире после Саудовской Аравии и Кувейта (рисунок 14). Расчет безубыточной цены нефти в представленном бенчмаркинге осуществлялся с учетом выплаты налогов, за базу были взяты затраты по проектам, реализуемым до 2030 г., рентабельность добычи по которым составляла не менее 10 % в год. То есть фактически оценка производилась по реально действующим добычным проектам нефтегазовых ТНК.

Низкая себестоимость добычи нефти в Ираке (20 \$/барр.) наравне с большими запасами (145 млрд барр.) являются факторами, привлекающими зарубежные инвестиции ТНК в страну.

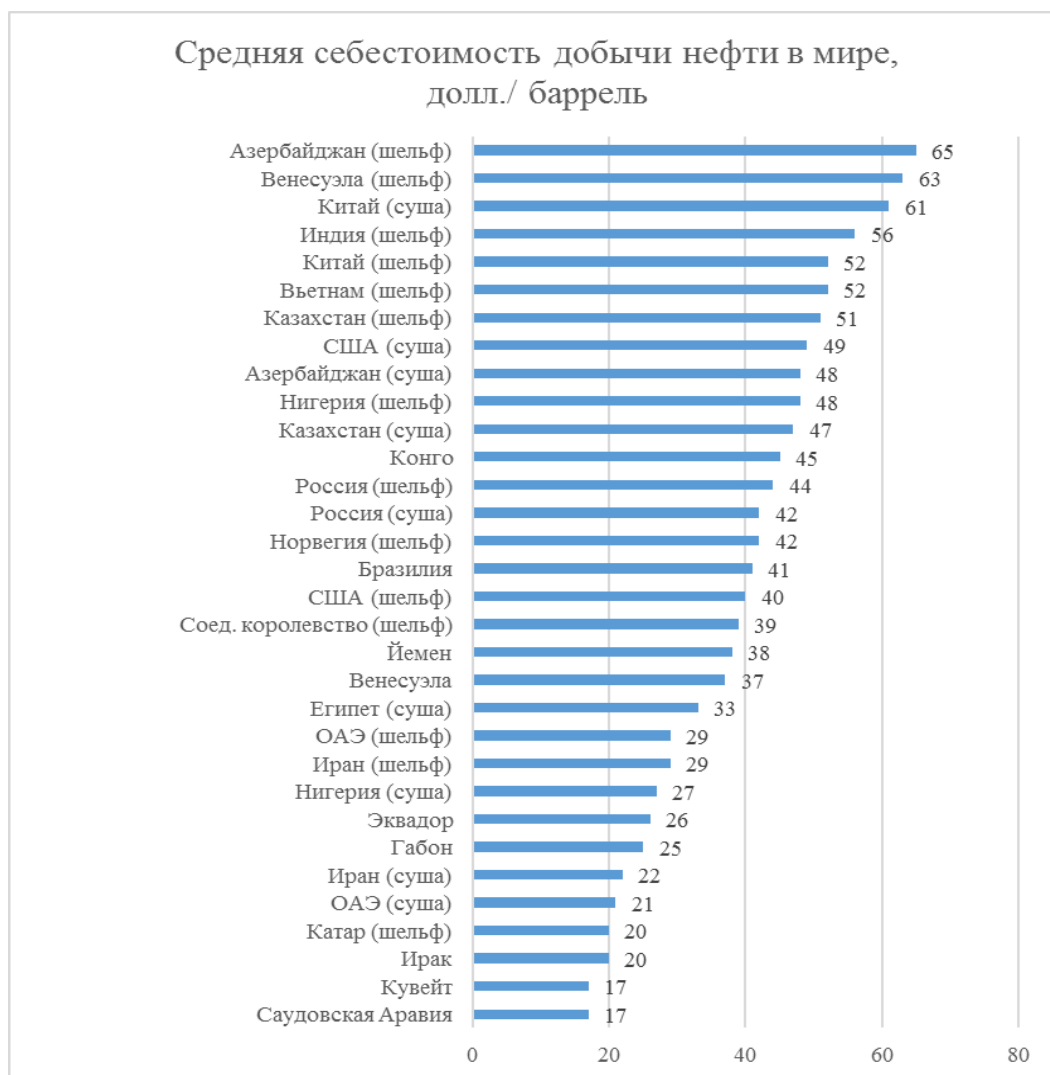


Рис. 14 – Средняя себестоимость добычи нефти в странах мира, 2019 г.

Источник: составлено автором на основе [182, с. 34]

По величине запасов природного газа (2 % от мировых запасов) Ирак существенно уступает Ирану, Катару, Саудовской Аравии и ОАЭ [145]. Практически весь газовый потенциал страны сосредоточен в регионе Курдистан, на территории которого залегают более 90 % запасов, составляющих 2,8 трлн м³ газа [133]. На текущий момент Ирак не интегрирован в экспортные поставки природного газа из Ближнего Востока на мировой рынок. Это объясняется рядом причин. Во-первых, исторически нефтяная отрасль ввиду большей рентабельности развивалась гораздо интенсивнее газовой отрасли, а весь попутный нефтяной газ сжигался на факелах. Во-вторых, в стране отсутствует полноценная газовая инфраструктура для экспорта газа [69]. Таким образом, на текущий момент в стране сложилась критическая ситуация с нехваткой добычных газовых мощностей. Ирак, имея существенные запасы газа, вынужден закупать газ у Ирана в объеме 50 млн м³ в сутки или 1,8 млрд м³ в год [197].

Оценка финансово-экономических показателей инвестиционного климата Республики Ирак показала достаточно сильную позицию по показателю открытости экономики. Согласно оценке Мирового Банка, если доля экспорта в ВВП превышает 35 %, то экономика страны считается открытой, интегрированной в систему мировых хозяйственных связей. Открытость экономики является важным показателем инвестиционного климата страны, так как характеризует степень доступности его рынка для международного капитала, отсутствие или наличие барьеров для осуществления финансовых сделок, экспорта и импорта товаров, способствует развитию конкуренции на местном рынке. В Ираке данный показатель падал ниже 35 % только в 2016 г. ввиду ограничений добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК. Лидером по показателю открытости экономики среди стран Ближнего и Среднего Востока являются ОАЭ, доля экспорта в ВВП государства составляет 97 %.

По индексу «темпы роста ВВП» Ирак также показал сильную позицию в 2021 г. (7,7 %) относительно других оцениваемых стран: Кувейт (минус 8,9 %), Катар (1,6 %), Оман (3,1 %), Саудовская Аравия (3,2 %), ОАЭ (3,9 %), Иран (4,7 %). Однако динамика показателя Ирака крайне неустойчивая на десятилетнем горизонте, так как экономический рост в стране экстенсивный и обусловлен, главным образом, увеличением объемов производства нефти. В кризисные для страны годы (2017 г. ввиду нестабильной политической обстановки и 2020 г. ввиду COVID-19) наблюдалось падение ВВП на 3 % и 16 % соответственно. Данный показатель имеет важное значение при оценке инвестиционного климата страны, так как характеризует темпы роста экономики государства, непосредственно влияет на укрепление национальной валюты, снижение процентных ставок по кредитам и пр. Анализ данного показателя позволяет ТНК корректировать стратегию инвестирования на рынках зарубежных государств.

Значение показателя годовой инфляции в Ираке (6 %) в 2021 г. было выше общемирового уровня (4,7 %) и выше значений Саудовской Аравии (3,1 %), Кувейта (3,4 %), Катара (2,3 %), Омана (1,5 %) и ОАЭ (0,2 %). Лидером по данному показателю в регионе является Иран (40 %). Высокая инфляция, как в Иране, способствует быстрому обесцениванию денежной массы, что препятствует долгосрочному инвестированию. Дефляция также имеет негативные последствия для экономики: инвесторы сокращают вложения в бизнес, поскольку прибыль становится меньше, и ждут, когда ситуация изменится, чтобы совершить более выгодные вложения. Если инфляция в стране стабильна, как в Ираке, и близка к общемировому уровню, превалируют долгосрочные инвестиции в страну. Учитывая, что инвестиции в ТЭК имеют длительный срок окупаемости, устойчивость и низкое значение данного показателя для нефтегазовых ТНК имеет высокий приоритет.

По уровню показателя «общий государственный долг (% от ВВП)» Ирак (59 %) уступает таким странам, как Кувейт (9 %), Саудовская Аравия (30 %), ОАЭ (35 %), Иран (42 %), Катар

(58 %). При этом несколько опережает Оман (63 %). Методикой оценки данного показателя, формируемого МВФ, предусмотрено ранжирование стран по категориям (цветам): наилучший показатель (зеленый цвет) - менее 25 %, салатовый цвет - от 25 до 50 %, оранжевый – от 50 до 75 %, красный - от 75 % до 100 %, наихудший показатель (бордовый цвет) - более 100 %. Ирак, согласно инфоргафике МВФ, окрашен в оранжевый цвет, что означает умеренно не благоприятный уровень долга к ВВП. Данный показатель характеризует устойчивость финансовой системы в государстве, в частности способность страны отвечать по финансовым обязательствам. Высокое значение показателя увеличивает риск дефолта (особенно в развивающихся странах). Для нефтегазовых ТНК в данной ситуации возрастает риск отказа принимающим государством компенсировать затраты, которые ТНК понесла в рамках реализации нефтегазового проекта в стране.

По показателю «средний кредитный рейтинг страны, рассчитанный по данным агентств Fitch, Moody's и S&P» Республика Ирак имеет низкий рейтинг (19 ед.) относительно других стран Ближнего и Среднего Востока: ОАЭ (90), Кувейт (90), Катар (84), Саудовская Аравия (77), Оман (37), Иран (21). Динамика изменения рейтинга не стабильна, что говорит о наличии кредитных рисков Ирака. В текущих макроэкономических условиях государство выполняет финансовые обязательства, так как имеет в резерве ограниченную денежную сумму. Но способность продолжать выплаты напрямую зависит от устойчивости и благоприятности экономической конъюнктуры в мире.

Оценка стран Ближнего и Среднего Востока по показателю «нарушение верховенства закона», характеризующему степень соблюдения в стране законов, юридических, политических и социальных прав, показала, что в репрезентативной группе крайне низкий уровень правового регулирования, наблюдается политизация судебной системы, частый отказ в надлежащей правовой процедуре, соответствующей международным нормам [7]. Согласно методике расчета данного показателя, входящего в «индекс уязвимости государств», максимальное значение данного показателя составляет 10 и характеризует крайнее низкое соблюдение законов и прав. Наилучший результат среди стран Ближнего и Среднего Востока показывает Катар (5,8) и Оман (6,8). В Ираке, ОАЭ, Кувейте и Саудовской Аравии данный показатель варьируется в диапазоне 7,1– 8,4. В Иране значение показателя близко к максимальному (9,8). Ярким примером рискованного влияния данного фактора на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний в Ираке является отсутствие утвержденного в Ираке федерального законодательства о нефти и газе, а также длительные судебные разбирательства между федеральным правительством и Курдским региональным правительством (КРП) по вопросу контроля над ресурсами Курдистана [65]. Так в 2022 г. Верховный суд Ирака признал ряд контрактов, заключенных КРП с нефтегазовыми ТНК, недействительным, ввиду чего компании будут вынуждены обжаловать решение суда в

международной юрисдикции или заключить контракт с федеральным правительством на иных условиях. Таким образом, для нефтегазовых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Ирака, низкий уровень соблюдения законов означает необходимость дополнительного страхования имущества, а также четкое указание в контрактах обязательств по регулированию спорных вопросов в судах международной юрисдикции.

Одним из ключевых показателей оценки инвестиционного климата в стране для российских и зарубежных нефтегазовых компаний является допуск ТНК на нефтяной рынок. Данный показатель варьируется в диапазоне от 0 до 10 и основан на комплексном анализе степени доступности нефтяного рынка страны для зарубежных компаний: когда страна начала активное привлечение ТНК к разработке нефтегазовых месторождений, на каких условиях заключаются контракты с компаниями, кто в соответствии с соглашением является оператором разработки месторождения – местная компания или ТНК, на какую сумму были заключены контракты в рамках этапов лицензирования в каждом году, какое количество нефтегазовых месторождений с суммарным объёмом запасов было выставлено на международные торги по лицензированию. Исследование данных характеристик осуществлялось на базе ежегодного отчета «Oil and gas bid round outlook» компании Berkshire Hathaway. Согласно проведенному исследованию Ирак имеет наилучший результат из репрезентативной группы (9 из 10). Это объясняется рядом причин: активную массовую компанию по привлечению инвестиций в ТЭК страны Ирак начала с 2009 г., выставляя на торги одни из самых крупных в мире месторождений, доля иракской стороны в каждом проекте составляет более 20%, тогда как в ОАЭ, например, доля государственного участия страны в проектах составляет не менее 55% - 60 %, оператором разработки может выступать зарубежная компания, что говорит о больших возможностях влияния ТНК на ход разработки месторождения и объем инвестиционных затрат. В сравнении с Ираком другие страны имеют либо более короткую историю сотрудничества с нефтегазовыми ТНК (ОАЭ начала торги лицензирования лишь в 2018 году, Иран – с 2017 г.), либо устанавливают более жесткие границы участия ТНК (выделяют лишь миноритарную долю в проекте, в качестве оператора привлекают только местную государственную компанию – ОАЭ, Иран), выставляют на международные торги в основном объекты разработки с небольшими запасами УВ (Кувейт, Саудовская Аравия).

Сравнение стран Ближнего и Среднего Востока по уровню борьбы с коррупцией показывает значительное отставание Ирака (23 балла) и Ирана (25) от среднего мирового показателя (43). При этом Кувейт (43), Оман (52), Саудовская Аравия (53), Катар (63) и ОАЭ (69) показывают значения лучше средне мирового. Анализ официальных источников в Ираке и опросов международных наблюдателей выявил основные причины высокого уровня коррупции: преобладание консоцианистской системы управления – мухасаса (неписанный закон, согласно

которому этноконфессиональные группы занимают определенные посты в соответствии с их долей в составе населения), слабая система независимых антикоррупционных институтов и сильная оппозиция в стране [159]. Примерами коррупции могут служить политически мотивированное увеличение заработной платы в государственном секторе, «раздутый» штат «призрачных» служащих (в 2020 г. из 4,5 млн государственных служащих 300 тысяч являются номинальными), мошенничество в отношении государственных контрактов. Для нефтегазовых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории страны, это означает большие затраты времени и денежных средств на согласование проектной документации и урегулирование вопросов подключения к инфраструктуре, невозможность выбрать сторонних независимых контрагентов на выполнение работ, что отражается на качестве и сроках реализации инвестиционных проектов и, следовательно, рентабельности проекта, принуждение ТНК к заключению контрактов с местными компаниями по завышенным ценам (согласно оценкам независимых экспертов, в период 2003-2020 гг., убыток ТНК составил от 4 до 6 млрд \$) [150, с. 17].

Учитывая нестабильную политическую ситуацию, террористическую активность в стране, а также высокий уровень коррупции, Республика Ирак имеет одну из самых высоких в репрезентативной группе оценок по показателю «угроза безопасности ведения бизнеса» (7,9). Данный показатель входит в «индекс уязвимости государств» и оценивается в диапазоне от 0 до 10, где 0 – наибольшая безопасность. Наилучший результат показали Катар (1,4), Объединенные Арабские Эмираты (2,5) и Оман (2,7). Данный показатель оценивает как политическую ситуацию в стране, так и военное положение. Взрывы, нападения, повстанческие движения, мятежи существенно осложняют работу зарубежных ТНК, что негативно сказывается на динамике прямых иностранных инвестиций в стране.

Также крайне высокая оценка ежегодно присваивается странам Ближнего и Среднего Востока по показателю «нелегитимность правительства», характеризующему открытость и справедливость решений правительства, качество государственных преобразований в стране, а также исполнение правящей элитой данных народу обещаний. Показатель, учитываемый при расчете «индекса уязвимости государств», оценивается по шкале от 0 до 10, где 0 – власть в стране легитимна. На протяжении 10 лет значение данного показателя в Ираке варьировалось в диапазоне 8,4 – 9,5, что объясняется частой сменой правящих режимов в стране, а также нестабильной внутренней политикой. В 2021 г. значение показателя составило 8,8 единиц, что лучше значения Ирана (9,2), но хуже значения лидеров региона: Катар (6,4) и ОАЭ (6,4). Низкий уровень легитимности правительства в Ираке, обусловленный неспособностью власти удовлетворить базовые потребности населения в воде и электричестве, обеспечить прозрачность способов сбора и расходования средств политическими партиями, выражается в виде протестов

и беспорядков в крупных городах. Отсутствие качественных государственных преобразований в стране в совокупности с дефицитом бюджета создает барьеры для осуществления инвестиционной деятельности ТНК в Республике, а также накладывает определенное бремя на компании в области развития инфраструктуры региона.

Также крайне низкий уровень присвоен Ираку по показателю «политическая стабильность» (1,9 ед. из 100 ед. максимальных). Последние 3 года в стране наблюдаются периодические массовые протесты населения против коррупции и безработицы с требованием реформировать политическую систему, остается до конца не решенным региональный конфликт правительства Ирака с регионом Курдистан [25]. Для ТНК нестабильная политическая обстановка может служить серьезным рискованным фактором. Примером тому служит заключение прямых контрактов ПАО «Роснефть» с Курдистаном на закупку нефти и разработку месторождения в обход федерального правительства Ирака в 2017 г., которые потеряли юридическую силу позже в виду политических конфликтов сторон и победы Багдада (федерального правительства).

Развитие научно-исследовательского потенциала страны способствует импортозамещению и наращиванию технологического потенциала промышленных секторов экономики. Страны, уделяющие особое внимание исследованиям и научным разработкам, в меньшей степени зависят от ТНК, так как имеют собственные технологии и сильную производственную инфраструктуру, построенную на инновациях. Оценка стран Ближнего и Среднего Востока по показателю «расходы на научно-исследовательские работы (доля в ВВП)» показывает крайне низкий приоритет данного направления в политике государств репрезентативной группы: в Ираке затраты на НИОКР не превышают 0,06 % от ВВП, чуть лучше обстоят дела в Иране (0,83 %), Саудовской Аравии (0,82 %) и ОАЭ (1,28 % от ВВП). Страны Ближнего и Среднего Востока существенно отстают от мировых лидеров: Китая, США и Израиля, которые инвестируют в НИОКР от 3 до 5 % ВВП. Зарубежные ТНК выигрывают в данной ситуации: страны нуждаются в современных разработках компаний и обучении местного населения, следовательно, стремятся наращивать стабильное присутствие ТНК в стране.

Утверждение о слабой развитости инноваций в Ираке подтверждается оценкой «индекса инноваций - 2022», рассчитанного по итогам 2021 г. Всемирная организация интеллектуальной собственности включила Республику в область исследования впервые в 2021 г. Страна вошла в последнюю группу государств по развитию инноваций в пяти направлениях, таких как бизнес, рынок, инфраструктура, человеческий капитал и исследовательские институты, а также показала низкие результаты от инвестирования в инновации. В 2021 г. Ирак занял лишь 131 место в мире из 132 оцениваемых стран. Это объясняется низким уровнем поддержки среднего бизнеса государством в вопросах инновационного развития, отсутствием развитой системы грантов для

ученых в стране и др. Ее ближневосточные соседи демонстрируют более сильную позицию. Так, лидером по инновациям в регионе стал ОАЭ (31 место в мире). Саудовская Аравия, Катар и Иран заняли 51-53 места соответственно, Кувейт 62 место, а Оман 79 место в мире.

Группа социальных факторов инвестиционного климата, такие как «численность трудоспособного населения страны», «уровень грамотности взрослого населения» и «минимальная месячная заработная плата» указывают на существенный инвестиционный потенциал Республики Ирак: высокий уровень грамотности населения (91 единица при 100 максимальных единиц), который в динамике с 2010 г. вырос с 73 единиц, высокая доля трудоспособного населения (11,2 млн человек) [140] и низкий уровень минимальной заработной платы (338 \$/мес.) относительно других стран Ближневосточного региона (в ОАЭ – 1190 \$/мес., в Саудовской Аравии 800 \$/мес., в Омане 845 \$/мес.) делают данный регион крайне привлекательным для ТНК. На текущий момент страна занимает 3 место в регионе по численности населения [179], в государстве отмечаются высокие темпы роста населения: в период 2016- 2021 гг. население страны росло в среднем на 2,6 % в год, доля городского населения в 2022 г. составляет 71,1 % [196; 205]. Вместе с тем в стране достаточно высокий уровень безработицы – 13,74 %, государство стремится решить данный вопрос путем привлечения местного населения на добычные проекты, которые реализуют ТНК на территории Ирака [19; 93]. Во многих проектах правительство устанавливает минимальный уровень участия местных кадров - не менее 30 %.

Проводимая последние 10 лет политика правительства Ирака по привлечению иностранных инвестиций в экономику страны отчетливо прослеживается на графике ниже (рисунок 15). Так, заключенные в 2009-2012 гг. контракты на разработку нефтегазовых месторождений повлекли за собой активные прямые иностранные инвестиции, ранее наблюдался отток инвестиций из страны. В 2014-2017 гг. на фоне войны с ИГИЛ, а также снижения мирового уровня цен на нефть уровень ПИИ в экономику Ирака снижался. Возобновление роста ПИИ в экономику страны является стратегически важным направлением работы текущего правительства Ирака. На текущий момент в стране открыты три свободные зоны, которые предоставляют инвесторам налоговые льготы, - Аль-Каим, Ниневия, и Хор-аз-Зубайр. Согласно инвестиционному закону Ирака, в стране предусмотрен десятилетний период освобождения инвестирующих компаний от всех налогов, включая корпоративный налог и сборы, с возможностью продления данного периода до 15 лет, если проект является совместным предприятием с мажоритарным акционером из Ирака [151]. Также дополнительными стимулирующими факторами являются право на репатриацию инвестиций и прибыли от инвестиций, освобождение на три года от импортных сборов за оборудование, гарантия правительства, что инвестиции не будут национализированы или конфискованы.

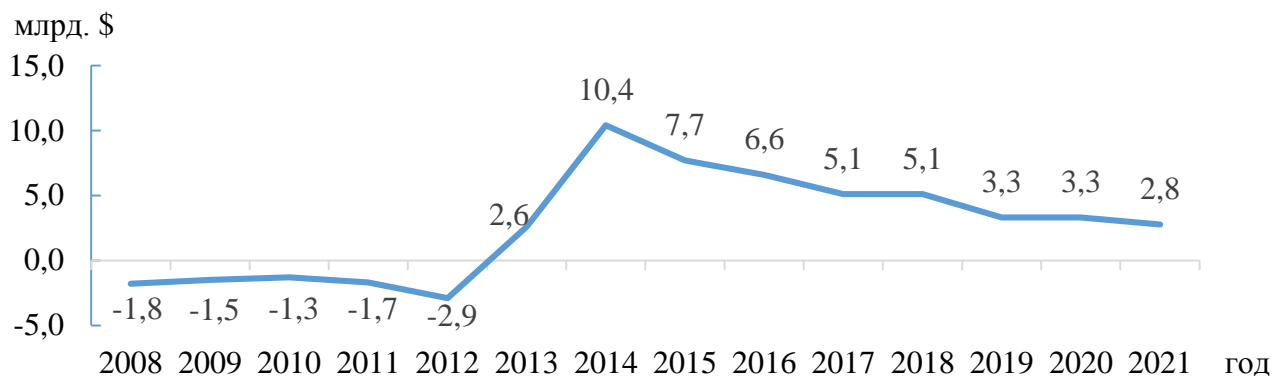


Рис. 15 – Прямые иностранные инвестиции в экономику Ирака (2008 – 2021 гг.)

Источник: составлено автором на основе [217]

В настоящее время правительство Ирака стремится наращивать привлечение инвестиций в страну, при этом ориентироваться на диверсификацию инвестиций по всем отраслям экономики [13; 136]. Согласно принятому в 2020 г. плану реформ, изложенному в документе «White paper for economic reform» [225], реализуются 5 направлений государственных преобразований:

1) реформы для достижения устойчивой финансовой стабильности (сокращение дефицита с 20 % до 3 % ВВП в ближайшие 3-5 лет, реформирование системы финансового управления, сокращение расходов на оплату труда государственным служащим с 25 % до 12,5 % федерального бюджета за счет развития частного сектора и др.) [26];

2) стратегические реформы (модернизация и восстановление финансового сектора и банковской системы, создание новых торговых рынков, поддержка секторов, движущих экономику, таких как сельское хозяйство, нефть и газ, внедрение в производство инноваций);

3) улучшение базовой инфраструктуры страны (повышение эффективности электроэнергетического сектора Ирака, развитие цифровой инфраструктуры страны, поощрение частных инвестиций в транспортный сектор, развитие промышленных городов, создание свободных зон в Ираке) [37; 38];

4) предоставление основных услуг и защита уязвимых групп населения (улучшение водоснабжения в стране для питья и сельского хозяйства, строительство 1000 новых школ, реформа системы социального обеспечения, пенсионной системы, системы медицинского страхования);

5) модернизация правовой базы в области государственных контрактов, работы с международными организациями, а также внедрение электронного управления в сфере сбора налогов и таможенных платежей.

Таким образом, в рамках проведенного исследования установлены показатели оценки инвестиционного климата страны, являющиеся наиболее репрезентативными для нефтегазовых компаний, осуществляющих инвестиционную деятельность за рубежом, в т.ч.: показатели ресурсно-сырьевого потенциала страны, ее финансово-экономического положения, законодательной базы, политической обстановки в стране, а также наличие производственного и трудового потенциала. Выявлено, что Ирак значительно уступает по значению совокупного интегрального показателя следующим странам: ОАЭ, Катар, Саудовская Аравия и Кувейт, при этом результаты оценки инвестиционного климата Ирака незначительно превосходят показатели Ирана и Омана. Это обусловлено наличием инвестиционных рисков для нефтегазовых компаний по следующим направлениям: политическая нестабильность и слабая легитимность власти в стране, несовершенство законодательной базы, низкий кредитный рейтинг государства, высокий уровень коррупции. Наличие данных рисков инвестиционной среды Ирака является сдерживающим фактором для нефтегазовых компаний. При принятии решения о вхождении в проекты Республики ТНК должны обратить особое внимание на данные аспекты и своевременно разработать адекватный план нивелирования рисков. Не смотря на выявленные риски, Ирак, на наш взгляд, является инвестиционно привлекательным для нефтегазовых ТНК ввиду наличия инвестиционного потенциала Республики по таким направлениям, как высокие запасы нефти, низкая себестоимость добычи нефти в стране, допуск ТНК на нефтегазовый рынок, открытость экономики, показатели развития трудового потенциала и уровень заработной платы населения.

2.3 Анализ условий инвестиционной деятельности крупнейших зарубежных нефтегазовых ТНК в Ираке

Для оценки условий, в которых осуществляется экономическая деятельность зарубежных нефтегазовых компаний в Ираке, необходимо проанализировать основные показатели инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли Республики, такие как значимость отрасли в экономике, стадия жизненного цикла отрасли, социальная значимость для экономики, уровень конкуренции в отрасли, а также изучить типовые условия и требования, которые выдвигает иракская сторона к нефтегазовым ТНК как участникам инвестиционных проектов.

Как было сказано выше, нефтегазовая отрасль обеспечивает 87 % поступлений бюджета Ирака. При этом основной источник дохода – экспорт сырой нефти, который в 2022 г. в условиях высоких мировых цен на нефть составил 115 млрд \$ [218]. Доходы, формируемые нефтегазовой отраслью, составляют 42 % ВВП Республики, что говорит о ее высокой значимости в экономике

страны. Так, 12-процентное увеличение добычи нефти в 2022 г. обеспечило 8-процентное увеличение реального ВВП.

В соответствии с концепцией жизненного цикла М. Портера нефтегазовая отрасль Ирака проходит завершающий этап фазы роста, что характеризуется устойчивым состоянием структуры отраслевого рынка (рынок регулируется государством, в каждом проекте разработки месторождения доля государственного участия составляет не менее 25 %), низкими темпами прироста запасов (0,3 % в год) и осуществлением добычи преимущественно из активной части запасов. Активные темпы роста отрасли наблюдались в период 2005-2016 гг. С 2017 г. наблюдается постепенное снижение годового объема добычи нефти (в среднем за период 2017-2022 гг. темп падения добычи нефти составил 3 %), обусловленное отсутствием открытий новых сверхкрупных месторождений, влиянием пандемии COVID-19 и пр.

По формальному признаку социальную значимость нефтегазовой отрасли для экономики Ирака можно охарактеризовать как низкую, так как удельный вес занятых в отрасли работников составляет 0,7 % [216, с. 19]. Однако, специфика межотраслевого взаимодействия в Ираке такова, что для разработки нефтегазовых месторождений в качестве подрядчиков активно привлекаются местные строительные организации. Доля занятости населения в строительной отрасли составляет 16,3 %, следовательно, опосредованно социальная значимость нефтегазовой отрасли несколько выше статистических данных.

Рассматривая уровень конкуренции в нефтегазовой отрасли Ирака, стоит отметить ее отличительную черту – конкуренция развивается между ТНК за участие в проектах геологоразведки и добычи, внутренняя конкуренция между государственными компаниями отсутствует. На сегодняшний день на территории Ирака ведут свою производственную деятельность такие крупные мировые нефтегазовые корпорации, как американская Exxon Mobil, французская Total, итальянская Eni, малайзийская Petronas, японские Inpex и Japex, российские ПАО «Лукойл», ПАО «Газпром», а также ПАО «НК «Роснефть», деятельность которой особенно активизировалась на территории Иракского Курдистана [9; 20; 123]. Подробная динамика вхождения российских и зарубежных нефтегазовых компаний в добывающую отрасль Ирака представлена в приложении И. Анализ присутствия ТНК в Ираке позволил выявить динамичность вхождения китайских компаний в добывающий сектор ТЭК Ирака: китайские ННК задействованы в семи крупных проектах, что позволило нарастить объемы экспорта в КНР более, чем на 16 % в 2020 г. по сравнению с 2019 г. до ежесуточных объемов в 1,2 млн барр. нефти [145].

Благодаря привлечению в страну инвестиций нефтегазовых ТНК Ирак планирует увеличить добычу нефти практически вдвое с 4,1 млн барр./сут в 2020 г. до 8 млн барр./сут к 2027 г. [198].

Безусловно, зарубежные компании имеют собственные коммерческие интересы присутствия в Ираке, главным из которых является получение прибыли. Учитывая тот факт, что себестоимость добычи нефти в Ираке является одной из самых низких в мире (около 20 \$/ барр.) после Саудовской Аравии и Кувейта, при текущем уровне цен на нефть компании получают гарантированную прибыль от участия в проектах добычи в Ираке.

Согласно исследованиям, основными формами участия нефтегазовых ТНК в проектах геологоразведки и добычи в Ираке являются: соглашение о разделе продукции и сервисный договор [20; 130, с. 18]. Как правило, компании, которые участвуют в качестве подрядчиков в проекте, обязуются осуществить полное финансирование проекта в оговоренном объеме, строительство объектов, вывести в определенные сроки месторождение на целевой уровень постоянной добычи. Более того, как правило, при заключении контракта ТНК выплачивает невозмещаемый подписной бонус иракской стороне за участие в проекте [90]. При выполнении данных условий после начала коммерческой добычи компания имеет право на постепенную компенсацию понесенных затрат (как правило, в форме добытой нефти) и получение фиксированного вознаграждения за каждый добытый баррель нефти (согласно своей доли в соглашении).

Типовые условия, прописанные в договорах на разработку месторождений в Республике Ирак:

- срок соглашения на разработку месторождения в среднем составляет 20-25 лет;
- участие Иракской стороны в проекте - не менее 20 %;
- для каждого их выставленных на аукцион участков установлен минимальный уровень инвестиционных вложений [130, с. 20];
- разработку месторождения осуществляют привлеченные ТНК, при этом они обладают правом компенсации фактически понесенных затрат, а также получения платы за добытое сверх нормы сырье. Плата осуществляется в виде сырой нефти или в денежном эквиваленте;
- доходы ТНК облагаются подоходным налогом согласно действующему в стране законодательству;
- зарубежные ТНК обязуются привлекать местное население к разработке месторождения (20% - 30 % персонала проекта), осуществлять подготовку персонала и передачу технологий иракской стороне, отдавать приоритет местным товарам и услугам;
- деятельность по разработке лицензионных участков регулируется иракским законодательством и должна соответствовать высоким стандартам международной нефтедобывающей отрасли;

– запасы УВ, разрабатываемые на проекте, должны быть переданы на определенном этапе обратно иракской стороне [91].

Ирак предпочитает заключать с иностранными подрядчиками преимущественно сервисные контракты, однако договор по «Западной Курне–2» с ПАО «Лукойл» представляет собой «гибрид» сервисного контракта и СРП, поскольку потенциально позволяет поставить на баланс российской компании часть запасов иракского месторождения.

В свою очередь иракская сторона обладает исключительными полномочиями на ведение разработки месторождения, продажу нефти, а также обязуется обеспечивать безопасность на контрактной территории за счет привлечения вооруженных сил Ирака. В тех проектах, где Ирак обладает долей (обычно 25 %), иракская сторона получает также вознаграждение в своей доли за каждый добытый баррель нефти. Исключительные полномочия иракской стороны на ведение геологоразведки и разработки, учитывая высокий уровень коррупции и устаревшие административные процедуры в стране, существенно снижают оперативность согласования документации и принятия решений [67]. Поэтому для дальнейшего привлечения иностранных компаний в Ирак правительству необходимо обратить особое внимание на поиск новых взаимовыгодных форм сотрудничества с ТНК и развитие института государственно-частного партнерства (далее – ГЧП).

Анализ условий действующих соглашений зарубежных нефтегазовых компаний с Иракской стороной на проектах разработки месторождений нефти показывает существенное различие в уровне вознаграждения, которое получает компания от добычи нефти (приложение И). Наибольший уровень вознаграждения – 6 долларов за баррель – зафиксирован на месторождениях Наджда (ангольская компания Sonangol – 100 %), Аль-Ахдаб (китайская CNPC - 50 %, иракская компания - 50 %), Эриду (российская Лукойл - 60 %, японская Инрех – 40 %). Вознаграждение в размере 5,5 \$/ барр. установлен для проекта Бадра (российская Газпром нефть - 30 %, южнокорейская Kogas - 22,5 %, малазийская Petronas - 15 %, турецкая ТРАО - 7,5 %, иракская Oil Exploration Company - 25 %). В проектах Салман (Роснефть - 100 %) и Кайяра (Sonangol – 100 %) зафиксировано вознаграждение в размере 5 \$/ барр.

По остальным проектам с участием зарубежных компаний уровень компенсации значительно ниже:

– 2 \$/ барр. – проект Зубайр (Eni - 32,81 %, Missan Oil Company - 25 %, Occidental Petroleum Corp - 23,44 %, KOGAS - 18,75 %);

– 2 \$/ барр. – проект Румейла (BP -38 %; китайская CNPC - 37 %; иракская Basrah Oil Company - 25 %);

– 1,7 \$/ барр. – проект Западная Курна -1 (Itochu Corporation (ранее Shell) - 19,6 %; ExxonMobil -32,7 %; PetroChina - 32,7 %; Pertamina - 10 %; иракская Oil Exploration Company - 5 %);

– 1,49 \$/ барр. – проект Гарраф (Petronas - 45 %, Japex - 30 %, иракская North Oil Company (NOC) - 25 %);

– 1,4 \$/ барр. – проект Халфая (CNPC - 50 %, Total - 25 %, Petronas -25 %);

– 1,39 \$/ барр. – проект Маджнун (Basra Oil Company (ранее Shell) - 45 %; Petronas-30 %; иракская South Oil Company - 25 %);

– 1,15 \$/ барр. – проект Западная Курна-2 (Лукойл - 75 %, иракская North Oil Company – 25 %).

Фактически, именно размер вознаграждения и уровень добычи нефти с месторождения определяют прибыльность проекта разработки месторождения. Это объясняется тем фактом, что все понесенные затраты (операционные и инвестиционные) со временем компенсируются иракской стороной в виде нефти, и прибылью является именно выручка (объем добычи, умноженный на размер вознаграждения в доли компании) за вычетом уплаченных налогов.

Таким образом, компаниям выгодно зафиксировать в соглашении максимально высокий уровень вознаграждения, а также стремиться сформировать и согласовать с иракской стороной план разработки месторождения с максимально высоким стабильным уровнем добычи нефти на месторождении («полкой» добычи).

В этом вопросе иракская сторона с оглядкой на мировой уровень цен на нефть не торопится предлагать указанные выше условия. Более того, история показывает, что в период низких цен на нефть по ряду проектов иракская сторона инициировала снижение проектной мощности месторождения, так как ей не выгодно компенсировать нефтью затраты компаниям на расширение производства (вынуждена отдавать больше добытой нефти по низким ценам). Ярким примером тому послужил проект Западная Курна-2, где при изначально запланированном уровне добычи 1,8 млн баррелей нефти в год иракская сторона внесла изменения в контракт, снизив в 2013 г. полку добычи до 1,2 млн баррелей нефти в год, а в 2018 г. снизив полку до 0,8 млн баррелей нефти в год. В совокупности с низким уровнем компенсации данный факт значительно снижает привлекательность проекта для компании.

Рассматривая экономическую эффективность проектов добычи в Ираке, стоит акцентировать внимание на конфиденциальность данной информации у компаний. Как правило, данные не разглашаются. Вместе с тем, учитывая международную практику оценки инвестиционных проектов, которую применяют крупнейшие ТНК, при реализации проекта учитываются риски в составе ставки дисконтирования (в прогнозных ценах не менее 15 %).

Таким образом, косвенным образом можно говорить о положительной рентабельности реализуемых в Ираке проектов и положительном чистом приведенном доходе (NPV) компаний. Так, например, глава Gazpromneft Middle East С. Петров в своем интервью сказал, что «с точки зрения эффективности проекты в Ираке оцениваются по тем же критериям, что и российские проекты в портфеле «Газпром нефти». Маржинальность, которую компания достигла на блоке Гармиан (месторождение Саркала), вполне сопоставима с российскими проектами» [195].

Как было отмечено ранее, одним из сдерживающих факторов реализации новых инвестиционных проектов в Ираке является ограничение транспортной инфраструктуры. Фактически в Ираке действует один магистральный трубопровод Киркук–Джейхан (Турция), соединяющий Республику с внешним миром. Он состоит из двух параллельных ниток общей пропускной способностью 1,65 млн барр./сут. Постоянные террористические атаки привели к тому, что многие участки трубопровода оказались повреждены — в ряде случаев две нитки приходилось объединять в одну. В результате фактическая мощность магистрали упала до 600 тыс. барр/сут. Другим направлением экспорта являются морские перевозки через порт близ города Басра, однако ввиду необходимости реконструкции подводящих путей он работает в настоящее время на 70 % своей мощности.

Другими факторами, которые существенно затрудняют деятельность зарубежных компаний в Ираке являются нестабильная политическая обстановка в стране, коррупция и несовершенство законодательной и правовой базы, которая призвана защищать интересы инвесторов. Политическая нестабильность в регионе характеризуется недоверием населения к правительству и финансовой системе, частой сменой правящего режима в стране ввиду разногласий между шиитами, суннитами и курдами, протестами населения и пр. [211]. Как следствие, неспособность правительства проводить планомерную политику модернизации инфраструктуры страны, отсутствие скоординированных действий по урегулированию вопросов сотрудничества с ТНК, забастовки сотрудников и пр. Данные факты вкупе с низким уровнем компенсации затрат ТНК на добычу нефти и усиливающимся мировым трендом на декарбонизацию энергетики обуславливают стремление нефтегазовых компаний пересмотреть условия своего присутствия в стране. Так, за последние 5 лет ряд ТНК вышли из проектов в Ираке или рассматривают такую возможность:

- в 2018 г. компания Royal Dutch Shell приняла решение о выходе из проекта Западная Курна- 1, продав свою долю участия 19,6 % японской Itochu Corporation за 406 млн \$;
- в 2018 г. Royal Dutch Shell также вышла из проекта Маджнун, передав свою долю иракской компании Basra Oil Company;

– в ноябре 2021 г. компания ВР, придерживаясь политики перехода к низкоуглеродной энергетике, провела реструктуризацию своей деятельности в Ираке. Актив был продан компании Basra Energy Ltd, созданной ВР совместно с PetroChina;

– в 2021 г. ПАО «Лукойл» сообщила о желании пересмотреть условия соглашений по проекту «Западная Курна – 2». В настоящее время стороны находятся в переговорном процессе;

– в 2021 г. компания «Газпром нефть» инициировала вопрос изменения условий освоения месторождения Бадра, в ходе переговоров с властями Ирака была согласована актуализация плана разработки месторождения (большее вовлечение запасов в разработку, увеличение профиля добычи), а также уточнен механизм возврата затрат (ускорение сроков возврата понесенных затрат) [189];

– в 2022 г. Exxon Mobil продала правительству Ирака долю (32,7 %) в проекте «Западная Курна-1».

Согласно приведенным выше данным уровень вознаграждения компаний за добычу нефти с данных месторождений являются достаточно низкими (от 2 до 1,15 долларов за баррель, за исключение проекта Бадра), что послужило одним из факторов принятого компаниями решения.

При этом, выйдя из всех своих нефтяных проектов в Ираке, компания Royal Dutch Shell продолжила работу по добыче природного газа в стране. Ей принадлежит доля акций в совместном предприятии «Basra Gas Company» (Shell - 44 %, иракская South Gas Company - 51 %, Mitsubishi Corporation - 5 %). Компания занимается сбором и сжижением попутного нефтяного газа с месторождений Румейла, Зубаир и Западная Курна -1. Таким образом, она реализует стратегию Ирака по энергетической независимости и экономической диверсификации за счет экспорта сжиженного попутного газа. С 2019 г. компания вышла на максимальный уровень производительности 1035 млн фут³/сут.

В контексте обеспечения энергетической безопасности Ирака особо стоит отметить активное участие американских компаний в проектах добычи, переработки природного газа, улавливания попутного нефтяного газа и выработки электроэнергии. Как упоминалось ранее, Ирак имеет острую зависимость от импорта иранского газа. Введение американских санкций против Ирана в 2018 г. существенно затруднило процесс закупки газа и электроэнергии соседней страны. С 2020 г. в рамках энергетического сотрудничества между США и Ираком ряд американских энергетических компаний осуществляют инвестиции в газовый и электроэнергетический сектор Ирака: Honeywell подписала соглашение о разработке газового месторождения Эр-Ратави, General Electric подписала соглашения в сфере электрогенерации, Stellar Energy участвует в проекте повышения эффективности энергетики Ирака. Таким образом, зарубежные нефтегазовые компании участвуют не только в разработке месторождений Ирака, но

и проектах модернизации транспортной инфраструктуры, развития нефтегазоперерабатывающего производства и энергетики в регионе присутствия. Так, компания Total вкладывает существенные инвестиции в разработку месторождений нефти и газа (Халфая и др.), а также в развитие солнечной энергетики в стране. В течение 25 лет сумма инвестиций компании составит 27 млрд \$. На месторождении Бадра, разрабатываемом компанией ПАО «Газпром нефть» совместно с Kogas, Petronas и ТРАО, строится газовый завод полного цикла проектной мощностью 1,6 млрд м³ в год. Роснефть при разработке нефтяного месторождения Бейджил параллельно реализует проект модернизации трубопровода пропускной способностью до 1 млн барр./сут. Лукойл в рамках проекта разработки месторождения Западная Курна-2 осуществляет строительство трубопровода «Туба – Фао» и совместно с турецкой ENKA Insaat реализует проект строительства газотурбинной электростанции, электроэнергия с которой будет поступать в близлежащие жилые районы [66].

Безусловно, вопрос присутствия зарубежных нефтегазодобывающих компаний в Ираке стоит рассматривать, как минимум, с двух сторон: с позиции Ирака и с позиции зарубежных ТНК. Каждая сторона получает как выгоды (возможности развития бизнеса в стране), так и недостатки (возможные риски) от реализации проектов на территории Ирака. Компилируя все вышесказанное, нами были сформулированы ключевые выгоды и риски каждой из сторон от совместной реализации проектов в сфере ТЭК на территории Ирака.

Выгоды (возможности) Ирака от привлечения нефтегазовых ТНК к реализации проектов:

- модернизация добывающей и перерабатывающей промышленности путем привлечения современных технологий и международного опыта иностранных компаний;
- рост ВВП страны ввиду роста производства;
- увеличение конкурентоспособности производимой продукции;
- восстановление разрушенной и создание новой инфраструктуры в стране ТНК;
- снижение уровня безработицы в стране путем трудоустройства местного населения на проектах разработки нефтегазовых месторождений (уровень безработицы в 2022 г. составил 14,2 %);
- привлечение нефтегазовых ТНК способствует росту инвестиционной привлекательности экономики страны и, как следствие, росту ПИИ в другие сектора экономики [22].

Риски Ирака от привлечения нефтегазовых ТНК в страну:

- усиление зависимости национальной экономики от иностранных инвестиций;
- усиление социальной напряженности за счет более высокой оплаты труда на проектах;

- прибыль зарубежной компании (часть ВВП Ирака) может быть выведена из Ирака, что снижает темпы развития экономики страны [13];
- деградация окружающей среды ввиду агрессивной эксплуатации местных природных ресурсов;
- ослабление стимулов для внутренних исследований и разработок после импорта иностранных технологий, что ведет к технологической зависимости [22].

Возможности (потенциальные перспективные направления) деятельности нефтегазовых компаний в Ираке:

- участие в проектах геологоразведки и добычи нефти;
- развитие газодобывающего бизнеса;
- участие в проектах строительства и реконструкции объектов транспортной инфраструктуры и систем хранения УВ;
- создание нефте- и газоперерабатывающих мощностей глубокой степени переработки;
- участие в проектах создания мощностей по выработке электроэнергии [19].

Совокупность представленных направлений деятельности, на наш взгляд, дает широкие возможности нефтегазовым компаниям для вертикальной интеграции энергетического бизнеса в Ираке и диверсификации своих рисков.

На рисунке 16 представлены потенциальные перспективные направления развития деятельности нефтегазовых компаний в Ираке, открывающие возможности диверсификации и вертикальной интеграции бизнеса нефтегазовых компаний в Ираке, а также предпосылки формирования данных направлений.

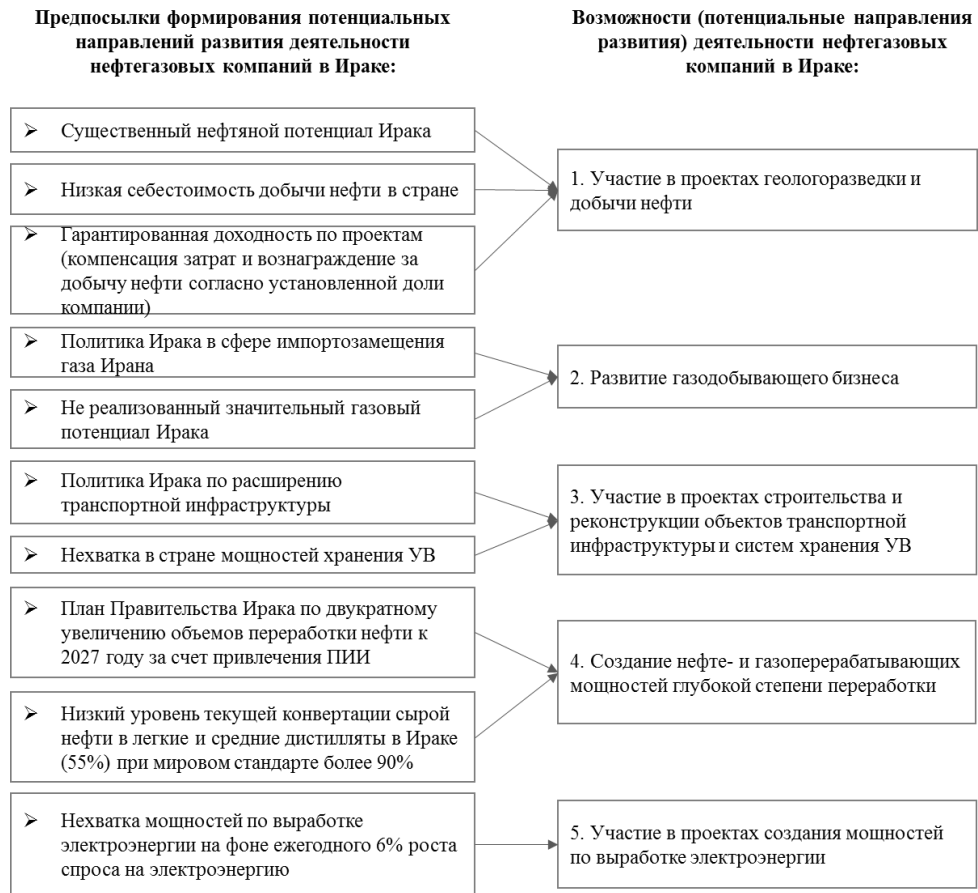


Рис. 16 – Потенциальные направления развития деятельности нефтегазовых компаний в Ираке и предпосылки их формирования

Источник: разработано автором

Вероятные страновые риски нефтегазовых компаний в Ираке:

- нестабильная политическая ситуация в стране, военные столкновения, нападения террористов на объекты месторождений;
- несовершенство законодательной базы в сфере экономических отношений;
- сложности в разрешении коммерческих споров в местных судах ввиду несовершенства судебной власти в стране (согласно оценке индекса «исполнения контрактов»);
- административная бюрократия и коррупция, приводящие к существенным задержкам в получении разрешения на строительство, согласовании проектной и иной документации, подключении к объектам инфраструктуры, что ведет к снижению планируемого объема доходов ТНК от участия в проекте [109];
- отсутствие в стране достаточных мощностей для утилизации попутного нефтяного газа, следовательно, дополнительные затраты на строительство установок подготовки нефтяного газа или штраф за сжигание газа;
- ограниченные мощности по хранению и транспортировке нефти и газа в стране на фоне увеличивающихся объемов производства;

– нехватка объектов электрогенерации в районах разработки месторождений, что приводит к существенным затратам на строительство газотурбинной электростанции (далее – ГТЭС).

– риск задержки Ираком компенсации затрат, понесенных ТНК в ходе реализации инвестиционного проекта и др.

Таким образом, установлено, что низкий уровень фиксированного вознаграждения компаний за добычу нефти, ограничение инфраструктуры и нестабильная политическая ситуация ограничивают деятельность нефтегазовых ТНК в стране. При этом, учитывая высокую заинтересованность властей Ирака в развитии газовой отрасли, нефтепереработки, электроэнергетики путем привлечения ТНК, компаниям открываются возможности диверсификации и вертикальной интеграции бизнеса в Республике.

Выводы по главе 2

В настоящее время нефтедобывающая отрасль является единственным системообразующим сегментом экономики Ирака. При этом слабо развиты и требуют существенной модернизации такие направления ТЭК, как газодобыча, переработка углеводородов, электроэнергетика и транспортировка (мидлстрим). Учитывая крайнюю заинтересованность Республики в прямых иностранных инвестициях ТЭК, участие в проектах по данным направлениям, на наш взгляд, можно рассматривать в качестве наиболее перспективных направлений развития инвестиционной деятельности зарубежных нефтегазовых компаний в стране.

Ирак является инвестиционно привлекательным для нефтегазовых ТНК ввиду наличия инвестиционного потенциала в области запасов нефти, себестоимости добычи нефти в стране, открытости экономики для ТНК и пр. Однако существенными рисками для компаний являются политическая нестабильность, несовершенство законодательной и судебной системы, высокий уровень коррупции и низкий кредитный рейтинг страны. Данные страновые риски существенно затрудняют реализацию действующих проектов нефтегазовых компаний, а также вхождение в новые проекты ТЭК Ирака.

Установлено, что привлечение нефтегазовых ТНК к реализации проектов несет определенные выгоды для страны, в т. ч.: модернизацию ТЭК, рост ВВП за счет роста производства, снижение уровня безработицы и пр., но вместе с тем создает и риски для Ирака: усиление зависимости национальной экономики от ПИИ, социальную напряженность и выпадение части доходов в экономикообразующей отрасли.

Глава 3 Совершенствование инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Республике Ирак (на примере ПАО «Лукойл»)

3.1 Стратегический анализ деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке

В настоящее время ПАО «Лукойл» является крупной российской публичной вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией, которая осуществляет более 2 % добычи нефти в мире и обладает 1 % мировых доказанных запасов нефти и газа. Ключевыми направлениями деятельности ПАО является геологоразведка и добыча нефти и газа, переработка нефти и газа с созданием нефтепродуктов и нефтехимии, международный трейдинг (оптовая реализация нефти и нефтепродуктов) и розничная реализация продукции на собственных АЗС в более, чем 100 странах мира. Выручка компании формируется за счет реализации добытого сырья (36 %), реализации продуктов переработки (60 %) и реализации энергии (4 % выручки). Направление геологоразведки и добычи нефти и газа компании представлено 563 лицензиями на разработку месторождений в 14 странах мира, при этом 15 % текущей добычи компании обеспечиваются за счет международных проектов. Направление переработки нефти и газа представлено 6 НПЗ, 5 ГПЗ и 4 нефтехимическими заводами, которые расположены как на территории России, так и на территории 5 зарубежных стран (доля переработки за рубежом от общей переработки компании составляет 32 %). Энергетическое направление компании представлено 4 ГЭС (энергия воды), 3 солнечными электростанциями, 1 ветряной электростанцией [100]. Таким образом ПАО «Лукойл» обладает существенным опытом в добыче и переработке УВ и активно развивает энергетическое направление, в том числе за счет ВИЭ.

ПАО «Лукойл» предпринимало активные попытки по расширению своего участия в нефтегазовых проектах в Ираке после того, как в конце 90-х гг. XX века компания и правительство Ирака заключили соглашение о начале разработки месторождения нефти «Западная Курна». Однако из-за внешних санкций по отношению к Ираку, а также к компаниям, осуществляющим деятельность на территории государства, и нестабильности региона, ПАО «Лукойл» получило возможность разрабатывать нефтяное месторождение «Западная Курна-2» в Ираке только в 2009 г. [6]. Контракт на разработку месторождения «Западная Курна-2» заключен сроком на 25 лет, потолок добычи нефти в суточном эквиваленте должен быть достигнут в 2025 году и составить порядка 800 тыс. барр. нефти. Первая нефть с месторождения была получена спустя 5 лет после заключения соглашения (весной 2014 г.). По данным за 2021 г. суточная добыча нефти на месторождении составляет порядка 390 тыс. барр.,

что обеспечивает десятую часть от общей добычи нефти в стране и около 12 % экспорта нефти республики Ирак. Проект «Западная Курна-2» является для компании одним из приоритетных на текущий момент.

Ирак — один из наиболее перспективных регионов в мире для наращивания добычи нефти за счет огромных запасов традиционных углеводородов. Для компании ПАО «Лукойл», которая исторически имеет большой опыт добычи и разработки традиционной нефти на суше, Ирак является привлекательной возможностью для развития бизнеса и применения своего опыта. На текущий момент компания участвует в 2 нефтяных проектах на юге Ираке: с 2010 г. в добычном проекте «Западная Курна-2» и с 2012 г. в геологоразведочном проекте «Блок 10». В 2017 г. благодаря испытанию разведочных скважин на формации Мишриф на Блоке 10 было открыто крупное месторождение углеводородов «Эриду», в настоящее время ведется процесс оценки ресурсной базы и утверждение плана разработки.

Проект «Западная Курна - 2»

Западная Курна-2 – одно из крупнейших в мире месторождений нефти. Начальные извлекаемые запасы месторождения составляют около 13 млрд барр., оно расположено на юге Ирака, в 65 км северо-западнее портового города Басра. Более 90 % запасов нефти в равной степени размещены в двух формациях – Мишриф (глубина залегания 2 тыс. м) и Ямама (глубина – 3,5 тыс. м).

Сервисный контракт на разработку и добычу (далее - СКРД) был подписан 31 января 2010 г. и вступил в силу 10 февраля 2010 г. Срок действия контракта составляет 25 лет до 9 февраля 2035 г. [193].

Первоначальными участниками контракта в 2010 г. была норвежская компания «Statoil» (18,75 %), «ПАО «Лукойл» (56,25 %) и иракская северная нефтяная компания NOC (25 %). Однако в 2012 г. «Statoil» вышла из проекта путем продажи своей доли компании ПАО «Лукойл», доля которой увеличилась до 75 %. Сервисный контракт на разработку и добычу углеводородов с месторождения предполагает участие государственных иракских компаний в проекте: Южной нефтяной компании Ирака (South Oil Company, SOC), которая обладает полномочиями на ведение геологоразведки и добычи УВ, а также распределение нефти проекта, и Северной нефтяной компании Ирака (North Oil Company, NOC) - государственной компании, действующей на стороне исполнителей проекта, не несущей операционных и инвестиционных затрат, но получающей свою долю (25 %) в вознаграждении.

Контракт по проекту предполагает, что оператор (ПАО «Лукойл») инвестирует в разработку месторождения денежные средства, которые после начала промышленной добычи ему ускоренно возмещаются в виде нефти по рыночной стоимости. Вместе с компенсацией инвестиционных и операционных затрат инвестор получает фиксированное вознаграждение в

размере 1,15 доллара за каждый добытый на месторождении баррель нефти согласно размеру своей доли в проекте. Компенсация также осуществляется в виде сырой нефти. Вся товарная нефть, добытая с месторождения, поступает в систему магистральных нефтепроводов Ирака. Реализацию нефти на экспорт осуществляет иракская государственная компания SOMO.

Добычные возможности месторождения огромны и позволяют осуществить разработку месторождения «Западная Курна – 2» с выходом на потолок добычи 1800 тыс. барр./сут. Однако, как упоминалось в работе ранее, мировая экономика диктует свои условия ведения бизнеса. Ввиду падения цен на нефть правительство Ирака дважды выступало с требованием не увеличивать производственные мощности проекта и снизить целевой уровень добычи: в 2013 г. - до 1,2 млн барр./сут, в 2018 г. - до 800 тыс. барр./сут [192].

Разработка месторождения осуществляется в несколько этапов на 2 формациях («Мишриф» и «Ямама») с планомерным выходом в 2025 г. на полку добычи 800 тыс. барр./сут и поддержанием заданного уровня добычи.

Для этого в период 2010-2014 гг. был реализован проект «Мишриф Ранняя нефть» с целевым уровнем добычи 400 тыс. барр./сут. В этот же период в рамках обязательств по сервисному контракту на разработку и добычу был осуществлен ввод в эксплуатацию экспортного трубопровода, а также проект расширения мощностей резервуарного парка Туба. Далее для повышения уровня добычи с формации Мишриф до 450 тыс. барр./сут и удержания данного уровня до конца контрактного периода поэтапно планируется реализовать 2 подпроекта: до 2022 г. проект «Мишриф достижение 450 тыс. барр./сут», а в период 2022–2035 гг. проект «Мишриф поддержание 450 тыс. барр./сут».

Для достижения уровня добычи с формации Ямама в 2026 году в размере 350 тыс. барр./сут запланирована поэтапная реализация 3 подпроектов: до 2022 года - пилотная добыча 30 тыс. барр./сут, до 2026 года - выход на полку добычи 350 тыс. барр./сут, далее до 2035 года – поддержание добычи 350 тыс. барр./сут.

Поэтапная реализация указанных выше подпроектов позволит соблюсти все условия сервисного контракта на разработку и добычу, выйти в 2025 г. на полку добычи в 800 тыс. барр./сут и осуществить ее поддержание до конца контрактного периода (2035 г.). Проекты достижения определённого уровня добычи на месторождении предусматривают инвестиции в бурение добывающих наклонно-направленных скважин, обустройство кустов месторождений, создание сопутствующей инфраструктуры. Проекты поддержания включают бурение сетки нагнетательных скважин и проведение мероприятий по поддержанию пластового давления (зарезка боковых стволов, переход на другой горизонт и др.).

Кроме этого, согласно СКРД, в ответственность оператора входит реализация ряда инфраструктурных проектов - проект утилизации газа формации Мишриф, проект строительства

трубопровода Туба-Фао и проект дальнейшего расширения резервуарного парка Туба под увеличивающиеся объемы добычи нефти с 2026 г.

В рамках проводимой социальной политики ПАО «Лукойл» осуществляет развитие материально-технической базы образовательных, медицинских и спортивных учреждений в регионе присутствия – закупает компьютерную технику, строит спортивные сооружения, поставляет современное медицинское оборудование. Данные затраты компания реализует за счет собственных средств без возмещения расходов властями Ирака. Еще одним ключевым направлением социальной поддержки местного населения является обеспечения жителей питьевой водой, для этого компания оснастила водонапорные станции 12 современными насосными установками и 4 очистными системами хлорирования воды [192].

Также, согласно договоренностям с властями Ирака, компания привлекает местное население к работе на месторождении. Занятость местного населения на этапе строительства производственных объектов составляет 6 тыс. человек, к реализации проекта привлечено более десятка крупных иракских субподрядчиков.

По заявлению Президента ПАО «Лукойл» В.Ю. Алекперова, «компания вернула вложенные затраты (прим. автора: ключевые понесенные инвестиционные затраты) в проект, мы говорим уже о рентабельности этого проекта». При этом, уровень рентабельности на текущий момент существенно ниже ожидаемого: 10 % при прогнозируемых 18,5 % [192]. Причиной тому являются возросшие затраты на разработку формации «Ямама», которая оказалась с большим содержанием сероводорода и более сложной проницаемостью, как следствие, требует проведения дополнительных работ. Установленный по контракту размер вознаграждения, равный 1,15 доллар за 1 баррель добытой нефти, является одним из самых низких среди добычных проектов в Ираке с участием зарубежных компаний. Это снижает привлекательность дальнейших инвестиции в разработку месторождения.

Анализ текущего контракта по проекту «Западная Курна – 2» позволил выявить ряд особенностей, которые ограничивают деятельность компании в проекте:

- низкий фиксированный уровень вознаграждения, который не зависит от мировых цен на нефть;
- реализацией добытых углеводородов занимается иракская госкомпания SOMO;
- иракская сторона в одностороннем порядке может потребовать изменить уровень добычи по ряду причин (введенные Правительством ограничения, ограничения инфраструктуры транспортировки или хранения углеводородов, из соображений охраны труда или охраны окружающей среды и прочее).

Таким образом, особенности контракта «Западная Курна-2», а также рассмотренные ранее в пункте 2.3 данной работы особенности контрактов зарубежных компаний в Ираке свидетельствуют о несовершенстве действующих в Ираке форм сотрудничества государства с зарубежными компаниями. В целях наращивания объемов привлечения иностранных инвестиций нефтегазовых компаний в страну Ираку необходимо осваивать новые формы государственно-частного партнерства с изучением и применением мирового опыта [210].

В целом на проекте «Западная Курна-2» наблюдается (хоть и слабый) эффект синергии от добычи нефти, строительства объектов электрогенерации (ГТЭС), строительства трубопровода, подготовки и сдачи попутного нефтяного газа в экспорт. Это способствует снижению себестоимости добычи нефти на проекте за счет использования собственной электроэнергии, получению дополнительной возможности ускоренной компенсации затрат за счет сдачи попутного газа, а также избежанию штрафов за его сжигание. Расширение мощностей трубопровода дает возможность для наращивания объемов добычи при благоприятной ценовой конъюнктуре на мировом нефтяном рынке.

Проект «Блок 10 (месторождение Эриду)»

В рамках 4 лицензионного раунда в Ираке, проводимого в 2012 г., ПАО «Лукойл» в консорциуме с японской компанией «Inpex» получил право на проведение геологоразведки и дальнейшую разработку Блока 10. Доля «ПАО «Лукойл» в контракте составляет 60 %, доля «Inpex» - 40 %. Вознаграждение за будущую добычу нефти, согласно условиям контракта, составляют 5,99 долларов за баррель нефти. Это в несколько раз превышает размер компенсации по проекту «Западная Курна-2». Такое отличие объясняется низкой степенью изученности геологического строения Блока 10. Со слов бывшего президента ПАО «Лукойл» В.Ю. Алекперова, на Блоке 10 «месторождение было не открытое, белое пятно, и поэтому на нем в пять раз выше ставка компенсации» [187]. В 2017 году на Блоке было открыто крупное нефтяное месторождение Эриду. По разным оценкам, запасы месторождения составляют от 7 до 12 млрд барр. нефти [201]. Месторождение расположено недалеко от «Западная Курна-2» со сложившейся инфраструктурой. В октябре 2021 г. консорциум подал заявление о коммерциализации запасов и представил Ираку предварительное предложение по разработке месторождения Эриду. Предполагаемый объем добычи нефти с месторождения оценивается в 250 тыс. барр./сут.

В целях проведения комплексной оценки текущего положения ПАО «Лукойл» на рынке Ирака и определения возможностей, открывающихся перед компанией в стране, на базе ранее проведенного в главе 2 анализа инвестиционного климата Республики Ирак нами был осуществлен PEST-анализ – оценка политических, экономических, социальных и

технологических аспектов внешней среды, которые влияют на бизнес ПАО «Лукойл» в стране (рисунок 17).

<p style="text-align: center;">Политические факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Свободный допуск ТНК в ТЭК (+) 2. Политическая нестабильность (-) 3. Несовершенство законодательной базы в сфере кредитования (-) 4. Высокий уровень коррупции (-) 5. Несовершенство судебной власти (сложности в разрешении коммерческих споров в местных судах) (-) 6. Активное участие государства в развитии нефтяной промышленности (обязательное участие государственных компаний в совместных с ТНК проектах) (+) 	<p style="text-align: center;">Экономические факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Открытость экономики (+) 2. Низкая относительно других стран БВ ставка налога на прибыль организаций (+); 3. Волатильность цен на нефть (-) 4. Дефицит государственного бюджета (-) 5. Необходимость квотирования поставок нефти и нефтепродуктов в рамках соглашения ОПЕК+ (-)
<p style="text-align: center;">Социальные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Высокий уровень грамотности взрослого населения (+); 2. Высокая доля трудоспособного населения в стране (+); 3. Низкий уровень средней заработной платы местного населения (+); 4. Быстрый темп роста населения (2,2 % в 2020 году), способствующий росту энергоемкости национальной экономики и, следовательно, росту потребности в энергоресурсах (+) 	<p style="text-align: center;">Технологический фактор:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкие затраты в стране на НИОКР (0,05 % от ВВП) (-) 2. Организационно-технологические схемы оптимизации регионально-зональных работ, обеспечивающие ускоренное освоение малоизученных районов Ирака (+) 3. Внедрение программ развития экономической деятельности на основе интернет-технологий, системы электронной коммерции (+) 4. Отсутствие достаточных мощностей утилизации ПНГ, транспортировки УВ, переработки и объектов электрогенерации (-) 5. Активное привлечение зарубежных компаний для модернизации объектов ТЭК (+)

Рис. 17 – PEST-анализ деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке

Источник: разработано автором

Проведенный PEST – анализ позволяет сделать вывод, что в целом влияние факторов внешней среды на деятельность ПАО «Лукойл» в Ираке носит благоприятный характер. В стране

развивается инфраструктура, Республика характеризуется открытостью экономики, свободным доступом иностранных компаний на нефтегазовых рынках, благоприятными для компании социальными показателями. Вместе с тем стоит отметить несовершенство законодательной базы и судебной власти в стране, политическую нестабильность и высокий уровень коррупции. С технологической точки зрения, страна только вступает на путь инновационного развития, прогресс в данном направлении идет крайне медленно ввиду низких затрат в стране на развитие научно-исследовательских разработок, следовательно, она крайне нуждается в привлечении передовых технологий зарубежных компаний. Учитывая тот факт, что ПАО «Лукойл» имеет большой мировой опыт не только в добыче, но и в переработке УВ, электроэнергетике, сбыте нефтепродуктов, а спрос на инвестиции в данных отраслях Ирака существенный, компания может диверсифицировать бизнес в Ираке путем выхода на новые для себя ниши.

Несомненно, негативным фактором внешней среды является нестабильная политическая ситуация в стране, а также периодически возникающие разногласия между республиканским правительством и правительством Курдистана, располагающим существенными запасами нефти и газа на территории. Но опыт других российских компаний (ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть») показывает, что ведение деятельности на территории Курдистана возможно, с властями обеих сторон удастся найти компромисс, так как все участники заинтересованы в развитии нефтяной отрасли страны.

Наиболее существенным экономическим фактором, который может негативно сказаться на деятельности компании в стране, является дефицит государственного бюджета. Так, компания в 2017 г. сталкивалась с ситуацией, когда долг иракской стороны за компенсацию затрат оператора составлял 6 млрд \$. Однако в 2018- 2019 гг. ситуация успешно разрешилась путем переговоров и принятия совместных решений. Фактор ограниченных квот на нефть, устанавливаемый ОПЕК+, также еще присутствует в стране, но его влияние с каждым кварталом ослабляется.

Проведенный анализ действующих проектов ПАО «Лукойл» в Ираке, а также анализ деятельности других мировых мейджоров в стране, представленный в пункте 2.3 настоящей работы, позволили нам выявить и оценить сильные и слабые стороны деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке, а также определить возможности, которые открываются перед компанией в данном регионе, и риски, с которыми компания может или уже столкнулась при осуществлении своей деятельности в Республике. Сильные и слабые стороны, возможности и риски деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке представлены в виде SWOT- таблицы (рисунок 18).

<p style="text-align: center;">Сильные стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Качественная проработка плана реализации проекта (2) Репутация компании в Ираке (3) Нарастивание объемов нефтедобычи (4) Опыт создания инфраструктурных объектов (5) Использование инновационных технологий (6) Использование ПНГ как энергоресурса (7) Реализация социальных проектов в Ираке 	<p style="text-align: center;">Слабые стороны:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Отсутствие сильной гос. поддержки, т.к. компания является частной (2) Отсутствие компании на нефтяном рынке Курдистана (3) Ограничение согласно соглашению по объему добычи и размеру вознаграждения (4) Высокие транспортные издержки (5) Отсутствие текущей диверсификации деятельности компании в Ираке (переработка, сбыт, альтернативная энергетика) (6) Необходимость привлечения внешнего кредитования (7) Отсутствие возможности выполнять все работы своими силами
<p style="text-align: center;">Возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Наличие неразведанных запасов нефти и газа в стране (2) Рост числа квалифицированного трудоспособного населения страны (3) Рост спроса на продукцию нефтепереработки и электроэнергию (4) Рост спроса на сырую нефть в посткоронавирусный период (5) Развитие инфраструктуры в стране (6) Модернизация форм партнерства Ирака с ТНК 	<p style="text-align: center;">Угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Возможное санкционное давление на деятельность российских нефтегазовых компаний за рубежом (2) Неподтверждение объемов запасов по проектам ГРП (3) Нестабильная политическая обстановка в стране (4) Бюрократия (долгое согласование проектной документации, одобрение подрядчиков и пр.) (5) Изменение макроэкономических параметров (цена на нефть, курс рубля к доллару и пр.) (6) Задержка/ отказ иракской стороной частичной компенсации понесенных затрат

Рис.18 - SWOT-анализ деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке

Источник: разработано автором

Методом парных сравнений нами была проведена количественная оценка сильных и слабых сторон компании ПАО «Лукойл», а также угроз и возможностей внешней среды по шкале от 0 до 10 [173; 223]. Результаты проведенной оценки представлены в виде матрицы ниже (рисунок 19).

		Сильные стороны:							Слабые стороны:							Сумма
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Возможности:	(1)	3	5	5	4	3	2	4	3	5	1	4	3	5	1	48
	(2)	5	4	5	4	5	1	1	2	5	4	4	3	5	4	52
	(3)	5	5	4	5	5	4	5	2	7	1	3	8	2	4	60
	(4)	2	2	5	2	2	4	1	1	5	5	1	4	2	2	38
	(5)	5	2	5	2	5	5	1	1	3	3	3	5	3	5	48
	(6)	2	2	5	4	2	2	3	3	3	5	2	4	4	1	42
Угрозы	(1)	3	4	2	1	3	2	4	3	3	1	1	4	1	3	35
	(2)	3	0	3	3	2	2	0	1	1	2	2	0	2	1	22
	(3)	1	1	2	2	0	1	2	3	3	3	3	3	1	2	27
	(4)	3	3	1	2	0	1	3	1	2	3	1	2	3	3	28
	(5)	3	1	5	3	3	3	3	4	3	5	2	4	4	3	46
	(6)	6	2	7	4	2	3	4	5	3	5	3	4	5	5	57
Сумма		41	31	49	36	32	30	31	29	43	38	29	44	37	34	

Рис. 19 - Результаты экспертной оценки сильных и слабых сторон ПАО «Лукойл», угроз и возможностей внешней среды в Республике Ирак

Источник: составлено автором на основе результатов экспертных оценок

Сильные стороны:	Слабые стороны:
1) качественная проработка плана реализации проекта – 41	1) отсутствие сильной гос. поддержки, т.к. частная компания – 29
2) репутация компании в Ираке – 31	2) отсутствие компании на нефтяном рынке Курдистана – 43
3) наращивание объемов нефтедобычи – 49	3) ограничение согласно соглашению по объему добычи и размеру вознаграждения – 38
4) опыт создания инфраструктурных объектов – 36	4) высокие транспортные издержки – 29
5) использование инновационных технологий – 32	5) отсутствие текущей диверсификации деятельности компании в Ираке – 44
6) использование ПНГ как энергоресурса – 30	6) необходимость привлечения внешнего кредитования – 37
7) реализация социальных проектов в Ираке – 31	7) отсутствие возможности выполнять все работы своими силами – 34
Возможности:	Угрозы:
1) наличие неразведанных запасов нефти и газа в стране – 48	1) возможное санкционное давление на деятельность российских НГК за рубежом – 35
2) рост числа квалифицированного трудоспособного населения страны – 52	2) неподтверждение объемов запасов по проектам ГРП – 22
3) рост спроса на продукцию нефтепереработки и электроэнергию – 60	3) нестабильная политическая обстановка в стране – 27
4) рост спроса на сырую нефть в посткоронавирусный период – 38	4) бюрократия – 28
5) развитие инфраструктуры в стране – 48	5) изменение макроэкономических параметров – 46
6) модернизация форм партнерства Ирака с ТНК – 42	6) задержка/ отказ иракской стороной частичной компенсации понесенных затрат – 57

Рис. 20 – Значимость сильных и слабых сторон, угроз и возможностей внешней среды для ПАО «Лукойл» в Республике Ирак

Источник: разработано автором

Сумма полученных результатов позволила определить общую значимость сильных и слабых сторон, угроз и возможностей внешней среды для деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке (рисунок 20), а также сформировать матрицу рисков деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке (рисунок 21).

Тяжесть последствий	Оценка вероятности возникновения риска				
	Почти невероятно	Маловероятно	Вероятно	Средняя вероятность	Высокая вероятность
Незначительный	Правовые, кадровый				
Умеренный	Риск потери репутации, лицензионный	Логистический риск	Отраслевые риски		
Значительный				Страновые, политический	
Высокий				Макроэкономический риск	
Критический				Геологические риски (для проектов ГРП)	Финансовые риски

Рис. 21 – Матрица рисков деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке

Источник: разработано автором

Таким образом, наиболее сильной стороной деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке является возможность наращивать объемы нефтедобычи в стране. Компания обладает достаточными финансовыми, трудовыми и управленческими ресурсами для выполнения поставленной цели. Более того, проект «Западная Курна–2» является приоритетным, а, следовательно, имеет стратегически важное значение для компании.

Другим ярким преимуществом компании является качественная проработка плана реализации проекта. Более 7 лет назад в компании изменился подход к реализации инвестиционных проектов. В соответствии с лучшими мировыми практиками ПАО «Лукойл» внедрило методику фазового подхода к реализации проектов и портфельного управления [16; 18]. Более детально данная методика изложена в авторских статьях [14; 15; 24; 139] и др. Проектное управление предполагает разукрупнение объекта инвестиционного планирования с уровня месторождения до уровня группы инвестиционных мероприятий на месторождении (например, проект обустройства куста скважин, проект строительства объектов межпромышленной инфраструктуры и пр.). Благодаря проектному подходу компания в рамках разработки одного месторождения может оперативно управлять портфелем проектов, а также при необходимости оптимизировать инвестиции в разработку месторождения, так как каждый набор мероприятий является самостоятельным независимым элементом управления,

оценивается с позиции экономической эффективности капиталовложений и может быть исключен из инвестиционной программы в случае низкой рентабельности. Более того, каждый проект проходит 5 жизненных фаз: определение возможностей реализации проекта, выбор (выбор вариантов реализации), проработка (разработка проектной документации), реализация (непосредственная фаза строительства) и эксплуатация. По завершению каждой фазы проект выносится на рассмотрение управляющего органа компании, где принимается решение о дальнейшем варианте его реализации. Таким образом, внедрение данного подхода дало ряд преимуществ ПАО «Лукойл»: качественная проработка проекта на начальном этапе реализации до момента инвестирования (фазы «Определение» и «Выбор» с экономической оценкой альтернатив реализации проекта), как следствие, сокращение затрат на инвестиционном этапе, новая организационная структура управления (создание кросс-функциональных проектных команд для каждого проекта), позволяющая уделить детальное внимание всем аспектам разработки месторождения, последовательная проработка неопределенностей и рисков до момента принятия окончательного инвестиционного решения.

Одновременно с этим были выявлены наиболее существенные слабые стороны деятельности компании в Ираке, а именно: отсутствие компании на нефтяном рынке Курдистана и отсутствие текущей диверсификации деятельности компании в Ираке. Компания присутствует только на юге и занимается разработкой нефтяных месторождений, при этом на севере страны в Курдистане, где залегают большие запасы нефти и газа, компания не осуществляет свою деятельность. Более того, ее бизнес в стране мало диверсифицирован, реализует только проекты в добыче и транспорте нефти, утилизация попутного нефтяного газа и создании небольших объектов электрогенерации. Учитывая существенную потребность Ирака в диверсификации экономики и привлечении ПИИ в другие отрасли, ПАО «Лукойл», обладая большим опытом интеграции бизнеса, имеет возможность диверсифицировать свой бизнес в Ираке путем вхождения в новые отрасли: добыча природного газа, нефтегазопереработка, сбыт нефтепродуктов, альтернативная энергетика и прочее. На наш взгляд, реализация проектов добычи газа, переработки УВ, строительства трубопроводов и электростанций, наравне с расширением доли компании на рынке добычи нефти можно определить, как ключевые направления развития ПАО «Лукойл» в Ираке. Синергия указанных выше проектов позволит существенно сократить себестоимость производимой продукции, а также диверсифицировать бизнес в Ираке.

Оценка возможностей внешней среды позволила выявить ключевые факторы, реализация которых создаст преимущества компании на рынке Ирака: рост спроса продукцию нефтепереработки и электроэнергию в стране открывает новые возможности для диверсификации бизнеса ПАО «Лукойл», активное развитие инфраструктуры и наличие

неразведанных запасов нефти и газа в стране позволит участвовать в новых проектах добычи УВ, рост числа квалифицированного трудоспособного населения страны с относительно низкой ставкой заработной платы создает преимущества для привлечения местных специалистов.

Вместе с тем, обозначив указанные выше возможности расширения деятельности компании в Ираке, стоит обратить внимание на риски, которые компания может понести в ходе осуществления своей деятельности [23]. Согласно проведенным PEST и SWOT- анализам, можно выявить наиболее критичные на текущий момент для компании риски:

- финансовые риски – задержка иракской стороной компенсации понесенных затрат;
- геологические риски – риск ухудшения структуры залежей, выявляемый в ходе реализации геологоразведочных работ, риск неподтверждения заявленных объемов запасов углеводородов (для проектов на фазе геологоразведки) ввиду слабой изученности геологического строения недр страны по причине ведения боевых действий и минирования территорий;
- макроэкономические - риск изменения ценовой конъюнктуры (ослабление курса рубля, снижение цен на нефть и прочее);
- политический риск - риск внешнего воздействия на деятельность российских нефтегазовых компаний за рубежом;
- страновые риски - нестабильная политическая обстановка, высокий уровень бюрократии.
- отраслевые риски - жесткая конкуренция мировых нефтегазовых компаний за участие в проектах Ирака.

Также существует небольшой правовой риск, а именно риск изменения законодательства страны ввиду наличия утвержденного плана реформ в Ираке (White paper). Вместе с тем правительство Ирака приняло решение идти по пути лучших мировых практик, согласно которым права внешних инвесторов защищаются. Ввиду чего риск оценивается нами, как не значительный. Более того, согласно оценкам, данный риск в меньшей степени затронет уже реализуемые проекты, условия которых закреплены международным контрактом. Мы рассматриваем изменение законодательства в большей степени как дополнительные возможности для нефтегазовых компаний войти в проекты на более привлекательных условиях с большей защитой своих интересов.

Учет указанных выше рисков крайне важен при проведении оценки экономической эффективности реализации проектов в Ираке. Оценка и актуализация рисков должна осуществляться компаниями на регулярной основе с целью своевременной выработки мероприятий по реагированию на риск. Ввиду выше сказанного в рамках диссертационного

исследования была разработана и апробирована модель экономической оценки деятельности компании за рубежом с учетом рисков. Указанная модель подробно изложена в параграфе 3.2.

Таким образом, в результате комплексной оценки текущего положения ПАО «Лукойл» на рынке Ирака, проведенной с применением методики PEST- анализа, основанной на результатах анализа инвестиционного климата Республики Ирак, было установлено, что влияние факторов внешней среды на деятельность ПАО «Лукойл» в Ираке в целом носит благоприятный характер: экономика страны является открытой, наблюдается свободный доступ компании на нефтегазовых рынок, социальные факторы создают благоприятную среду для компании. Вместе с тем установлено, что наиболее негативное влияние на деятельность компании в Ираке оказывают такие факторы внешней среды, как несовершенство законодательной базы и судебной власти, политическая нестабильность и высокий уровень коррупции. Проведенный SWOT-анализ, основой для которого послужили результаты проведенного ранее (в главе 2) исследования специфики инвестиционной деятельности нефтегазовых ТНК в Ираке, позволил выявить наиболее сильные стороны ПАО «Лукойл» в Республике: возможность наращивать объемы нефтедобычи, качественная проработка планов реализации проектов и опыт создания инфраструктурных объектов. Слабыми сторонами компании в Республике определены: отсутствие компании на нефтяном рынке Курдистана, отсутствие текущей диверсификации деятельности компании в стране (переработка, сбыт, альтернативная энергетика). Выявлены ключевые возможности инвестиционной деятельности ПАО «Лукойл» в Ираке: рост спроса на продукцию нефтепереработки и электроэнергию, рост числа квалифицированного трудоспособного населения страны, наличие неразведанных запасов нефти и газа в стране. Учитывая выявленные ранее в параграфе 2.3 возможные риски российских и зарубежных нефтегазовых ТНК в Ираке, были установлены наиболее существенные риски для ПАО «Лукойл» в стране: задержка или отказ иракской стороной в частичной компенсации понесенных затрат компании, изменение макроэкономических условий и возможное санкционное давление на внешнеэкономическую деятельность нефтегазовой ТНК.

3.2 Имитационное моделирование зарубежного инвестиционного проекта нефтегазовой компании с учетом рисков (на примере ПАО «Лукойл»)

Ирак в настоящее время является привлекательной страной для инвестирования российскими нефтегазодобывающими компаниями. Наиболее активным направлением инвестирования российских компаний является сектор нефтедобычи. Как было установлено

ранее в главе 2, это объясняется рядом факторов: нефть Ирака является «традиционной» с низкой стоимостью извлечения из недр, большое количество запасов являются не разбуренными, ресурсный потенциал страны с каждым годом уточняется в сторону увеличения в ходе проведения геологоразведочных работ, страна имеет выгодное географическое положение. Более того Республика проводит активную политику привлечения инвестиций в другие сектора экономики: переработку углеводородов, электроэнергетику, систему транспортировки и перевалки нефти. Все это открывает широкие возможности для диверсификации бизнеса и укрепления позиций российских нефтегазодобывающих компаний на рынке Ирака.

Вместе с тем, проведенный ранее анализ инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний в Ираке выявил, что деятельность российских и зарубежных ТНК в Республике сопряжена с целым рядом рисков, в т.ч.: политическая нестабильность в стране, несовершенство законодательной базы, низкий относительно других стран Ближнего Востока показатель безопасности ведения бизнеса, обусловленный несовершенством административных структур и высоким уровнем коррупции. В рамках проведенного в параграфе 3.1 SWOT-анализа были установлены наиболее существенные риски для ПАО «Лукойл» в Ираке: нестабильная политическая ситуация в стране, способная оказать негативное влияние на технико-экономические показатели проекта, макроэкономические риски (изменение цен на нефть, курса валют и пр.), риски внешнего воздействия на оператора проекта (санкции).

Для оценки влияния данных рисков нами была разработана универсальная имитационная модель инвестиционного проекта, принимающая в расчет риски зарубежного проекта компании и позволяющая оценить его экономическую эффективность [10].

Анализ действующих в Российской Федерации методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов [1] позволил сделать вывод, что на государственном уровне рекомендуется процесс оценки проектных рисков осуществлять отдельно от процесса расчета экономической эффективности проекта, далее путем расчета анализа чувствительности оценивать влияние рисков на эффективность проекта.

Однако как было показано в работе Р.Р. Имамова, «данный подход не эффективен, так как не предусматривает адресную оценку влияния комплекса рисков факторов на экономическую эффективность проекта» [46, с. 68]. Ввиду вышесказанного, существует необходимость интеграции процесса учета рисков в процесс оценки экономической эффективности инвестиционных проектов. Р.Р. Имамовым была предложена модель комплексного учета рисков инвестиционного проекта путем корректировки базовой безрисковой ставки дисконта. Однако на наш взгляд, данный метод имеет ряд недостатков: метод не позволяет оценить вероятностное распределение денежного потока проекта, возможность моделирования ограничена только

изменением одного показателя – нормы дисконта, а экспертная оценка надбавки за риск к безрисковой ставки дисконтирования является крайне субъективной.

Многие российские нефтегазовые компании стремятся осуществлять процесс учета рисков и расчета экономической эффективности проекта интегрировано, ввиду чего применяют методологию расчета показателя «NPV под риском». Данный показатель определяет величину дисконтированного денежного дохода, которую компания может потерять в случае реализации рисков. На наш взгляд, данная методика обладает существенным недостатком - сложностью интерпретации и применения полученных результатов в целях принятия управленческого решения, так как «NPV под риском» является относительным показателем, а итоговая характеристика проекта на основе данного показателя (например, проект с высоким уровнем риска) не дает четкого представления о конкретном получаемом в ходе реализации рисков финансовом результате проекта.

Разработанная в рамках данного диссертационного исследования модель позволяет учесть указанные выше недостатки существующих моделей и показателей учета рисков при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов нефтегазовых компаний. Модель основана на принципах имитационного моделирования, поскольку ранее в главе 1 было установлено, что данный метод обладает целым рядом преимуществ относительно других методов учета рисков при оценке экономической эффективности нефтяных проектов за рубежом. А именно: возможностью задать интервальное значение изменения параметров проекта и использовать их вероятностное распределение; возможностью учитывать и комплексно оценивать влияние нескольких риск- факторов на эффективность проекта и при этом получить понятное для восприятия интервальное значение итогового показателя эффективности проекта (NPV) с нижней, верхней границей и средним наиболее вероятным значением согласно проведенным расчетам; отсутствием необходимости дальнейшей интерпретации полученных в ходе расчетов результатов оценки влияния рисков на проект, как в случае использования метода нечетких множеств; возможностью применять различный вид распределения для каждой из величин инвестиционного проекта; возможностью оценить неограниченное число вариантов развития проекта при моделировании путем задания числа итераций моделирования (минимум 100-500 итераций); возможностью сочетать данный метод с другими аналитическими и статистическими методами, таким как метод экспертных оценок.

Мы опишем принцип работы данной модели на примере реального проекта, реализуемого компанией ПАО «Лукойл» в Республике Ирак.

Имитационная модель позволит нам до момента принятия инвестиционного решения оценить инвестиционный проект без проведения реальных экспериментов на основе прогноза данных (задаются интервальные значения показателей). Процесс моделирования включает в себя

следующие этапы: установление взаимосвязей между исходными и выходными показателями в виде математического уравнения или неравенства, определение закона распределения для ключевых параметров математической модели, проведение компьютерной имитации значений ключевых параметров, расчет выходных характеристик проекта, анализ полученных результатов.

На примере инвестиционного проекта разработки нефтяного месторождения ПАО «Лукойл» были отобраны 4 ключевых показателя проекта, а также возможные границы их изменений (таблица 11). Остальные параметры проекта в модели были приняты как постоянные величины (таблица 12). При этом стоит отметить, что перечень ключевых параметров проекта в модели может быть расширен путем внедрения в формулу расчета NPV дополнительных переменных. Реализация модели в Excel имеет существенное преимущество - она позволяет учитывать специфику инвестиционного проекта путем корректировки формул расчета показателей в модели без существенных временных и трудовых затрат (без написания программного кода).

Под переменными затратами нами понимаются затраты компании, которые находятся под риском не компенсации со стороны Ирака. Наилучший вариант – компенсация всех понесенных переменных затрат, наихудший вариант – частичная компенсация понесенных затрат.

Таблица 11 – Ключевые параметры проекта

Показатели	Сценарий		
	Наихудший	Наилучший	Базовый
Годовой объем добычи, млн барр. (Q)	166,44	183,96	175,20
Затраты, компенсация которых под риском (Переменные), млн \$(O)	3060	3600	3420
Цена на нефть, \$/барр. (P)	90	110	100
Постоянные затраты, млн \$ (F)	8250	7125	7500

Источник: составлено автором

Первый этап анализа - определение зависимости результирующего показателя от исходных. В качестве результирующего показателя нами выбран ключевой показатель экономической эффективности инвестиционного проекта - Чистая приведенная стоимость (NPV, млн \$):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(E-O-F) \cdot T \cdot K_t}{(1+i)^t}, \quad (3)$$

где NPV - Чистая приведенная стоимость проекта,

E – выручка,

O - переменные затраты,

F – постоянные затраты,

T - ставка налога на прибыль,

K_r – суммарный коэффициент риск-факторов,

i – норма дисконта,

n – срок проекта до окончания действия соглашения,

$t = 0, 1, 2, \dots, n$ за прогнозный период проекта.

Оценку инвестиционного проекта, согласно разработанной модели, можно осуществлять как на весь период проекта с начала его реализации (Full life), так и только на прогнозный период без учета исторических денежных потоков проекта (Looking forward). Последний вариант наиболее предпочтительный в случаях, когда проект в ходе реализации претерпевал существенные изменения (менялся уровень добычи, план разработки месторождения и пр.), а также когда принимается решение о целесообразности дальнейшего инвестирования проекта.

Формула выручки в модели позволяет применять как общепризнанный подход к оценке выручки, так и внести уточнения согласно конкретным условиям соглашения на разработку месторождения. На наш взгляд, данный факт расширяет возможность применения авторской модели для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов не только в сфере добычи нефти, но и смежных отраслях, что придает модели универсальный характер. Общая практика оценки инвестиционных проектов в ТЭК определяет выручку как объем произведенной продукции (добычи нефти, объема произведенных нефтепродуктов, выработки серы, объема перекачки углеводородов – для коммерческих трубопроводов и пр.) умноженный на цену.

Применительно к добычным проектам в модели мы определяли выручку как объем добычи нефти на цену нефть. При этом, как было сказано ранее, модель позволяет внести уточнения в формулу выручки исходя из конкретных условий соглашений. Так, условия реализации добычных проектов в Ираке определяют более сложную формулу расчета выручки, так как включают в себя фиксированное вознаграждение в доле компании за каждый добытый баррель нефти и компенсацию понесенных затрат компании (компенсационная часть выручки). Таким образом, размер выручки нефтегазовой компании не зависит напрямую от уровня цен. Вместе с тем в целях учета риска падения уровня цен на нефть или не подтверждение запланированного уровня добычи УВ, иракская сторона, как правило, включает в условия соглашений возможность снижения компенсационной части выручки.

Следовательно, применительно к исследуемому проекту в модели мы использовали характерную для него формулу расчета годовой выручки, определённую в контрактной документации проекта: фиксированное вознаграждение в доле компании за каждый добытый

баррель нефти плюс компенсационная часть выручки, которая рассчитывается как минимальное значение из двух величин: либо размер понесенных затрат в предыдущий отчетный период, либо годовой объем добычи в текущем периоде умноженный на цену на нефть и умноженный на понижающий коэффициент (для различных проектов в Ираке он варьируется от 0,2 до 0,5, для исследуемого проекта он составляет 0,5):

$$E_t = S \cdot Q_t \cdot R + \min(F_{t-1} + O_{t-1}, 0,5 \cdot Q_t \cdot P_t), \quad (4)$$

где E_t – выручка в текущий прогнозный период,

S – доля компании в проекте согласно Соглашению, %,

Q_t – объем добычи УВ в текущий прогнозный период, млн барр.,

R – вознаграждение за добычу УВ согласно Соглашению, \$/барр.,

F_{t-1} – постоянные затраты предыдущего отчетного периода,

O_{t-1} – переменные затраты предыдущего отчетного периода,

P_t – цена на нефть в текущий прогнозный период.

Таблица 12 – Неизменяемые параметры проекта

Показатели	Наиболее вероятное значение
Срок проекта, лет (n)	14
Налог на прибыль, % (T)	15
Норма дисконта, % (i)	15
Доля Лукойл в проекте, % (S)	75
Размер вознаграждения, \$/ барр (R)	1,15

Источник: составлено автором

Следующим этапом является выбор законов распределения вероятностей ключевых параметров. Ключевыми варьируемыми параметрами добычных проектов мы выбрали: годовой объем добычи (Q), переменные затраты (O), цена на нефть (P), постоянные затраты (F). В модели мы исходим из предположения о независимости и равномерном распределении данных показателей. Однако какое распределение при этом будет иметь результирующая величина - показатель NPV- заранее определить нельзя. Решением этой проблемы является аппроксимация неизвестного распределения известным. При этом в качестве приближения целесообразнее использовать стандартное нормальное распределение. Это связано с тем, что в соответствии с центральной предельной теоремой теории вероятностей при выполнении определенных условий сумма большого числа случайных величин имеет распределение, приблизительно соответствующее нормальному [134, с. 405]. Математическое ожидание стандартно

распределенной случайной величины равно 0. График этого распределения симметричен относительно оси ординат, и оно характеризуется стандартным отклонением, равным 1.

Приведение случайной переменной A к стандартно распределенной величине Z было осуществлено с помощью нормализации по формуле:

$$Z = \frac{A - M(A)}{\sigma(A)}, \quad (5)$$

где Z – распределенная величина,

A – случайная переменная,

$M(A)$ – распределение переменной A ,

$\sigma(A)$ – стандартное отклонение.

Следующий шаг - Имитационное моделирование с применением функций EXCEL.

Объем годовой добычи используемого для апробации модели инвестиционного проекта в исходных данных варьируется в диапазоне от минус 5 % до +5 % от вероятного объема в 480 тыс. барр./сут. Данный уровень добычи и соответствующий ему план разработки месторождения является наиболее консервативным прогнозом реализации проекта до получения результатов переговорного процесса между ПАО «Лукойл» и Республикой Ирак.

Цена на нефть в исходных данных варьируется в диапазоне от минус 10 % до +10 % от вероятной цены в 100 \$ за 1 баррель нефти. Переменные расходы в исходных данных варьируются в диапазоне от минус 15 % (не компенсация 15 % затрат) до 0 % (полная компенсация) от объема понесенных затрат 3600 млн \$. Постоянные расходы в исходных данных варьируются в диапазоне от минус 5 % до +10 % от вероятного объема 7500 млн \$.

В таблице 13 приведены исходные данные исследуемого проекта ПАО «Лукойл» в Ираке, использованные в рамках имитации.

Таблица 13 – Исходные данные для проведения имитации

Показатель	Минимум	Максимум
Цена на нефть, \$/барр.	90	110
Годовой объем добычи, млн барр.	166,44	183,96
Переменные расходы, млн \$	3060	3600
Постоянные затраты, млн \$	7125	8250
Налог на прибыль, % (1-15 %)	85	
Коэффициент риска, % (1-% риска) (K_r)	95,4	
Количество экспериментов, штук	100	

Источник: составлено автором

Согласно проведенным в параграфе 3.1 настоящего исследования PEST и SWOT- анализам, были выявлены наиболее критичные на текущий момент для компании риски:

- риск задержки или отказа иракской стороны от частичной компенсации понесенных затрат (финансовый риск), что снижает доходную часть проекта;
- риск изменения ценовой конъюнктуры на рынке нефти (макроэкономический риск);
- риск внешнего воздействия на деятельность российских нефтегазовых компаний за рубежом (политический риск);

Влияние данных рисков были оценено при моделировании проекта. Величина каждого риска, рассчитанная методом экспертных оценок и приведенная на рисунке 20 ранее, составляет:

- 5,7 % - по риску задержки иракской стороны компенсации понесенных затрат;
- 4,6 % - по риску изменения ценовой конъюнктуры на рынке нефти;
- 3,5 % - по риску внешнего воздействия на деятельность российских нефтегазовых компаний за рубежом.

В связи с тем, что среднее арифметическое рассматриваемых рисков составляет 4,60 %, то суммарный коэффициент рисков в расчете берется исходя из вычитания вероятности их наступления, а именно – 95,40 %. При этом стоит отметить, что в модели может быть учтено гораздо большее количество рисков, влияющих на экономическую эффективность инвестиционного проекта. Ограничений в данном случае модель не накладывает.

Расчет имитационного моделирования представлен в таблице Л.1. Результаты проведенного имитационного моделирования представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты имитационного анализа Методом Монте-Карло

Показатели	Цена на нефть, \$/барр.	Добыча, млн барр.	Перемен. затраты, млн \$	Постоян. затраты, млн \$	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП, млн \$	NPV, млн \$
Ср. значение	99	175	3327	7724	940	1139	466
Стандарт. отклонение	6	5	147	329	28	100	41
Коэффициент вариации	0,06	0,03	0,04	0,04	0,03	0,09	0,09
Минимум	90	167	3061	7132	881	943	386
Максимум	110	183	3594	8245	992	1348	551
Число NPV < 0							0

Источник: составлено автором

Одним из ключевых этапов имитационного моделирования и анализов его результатов является проведение анализа зависимости между его ключевыми параметрами, к которым в нашем случае относятся годовой объем добычи нефти, переменные затраты, постоянные затраты и цена на нефть.

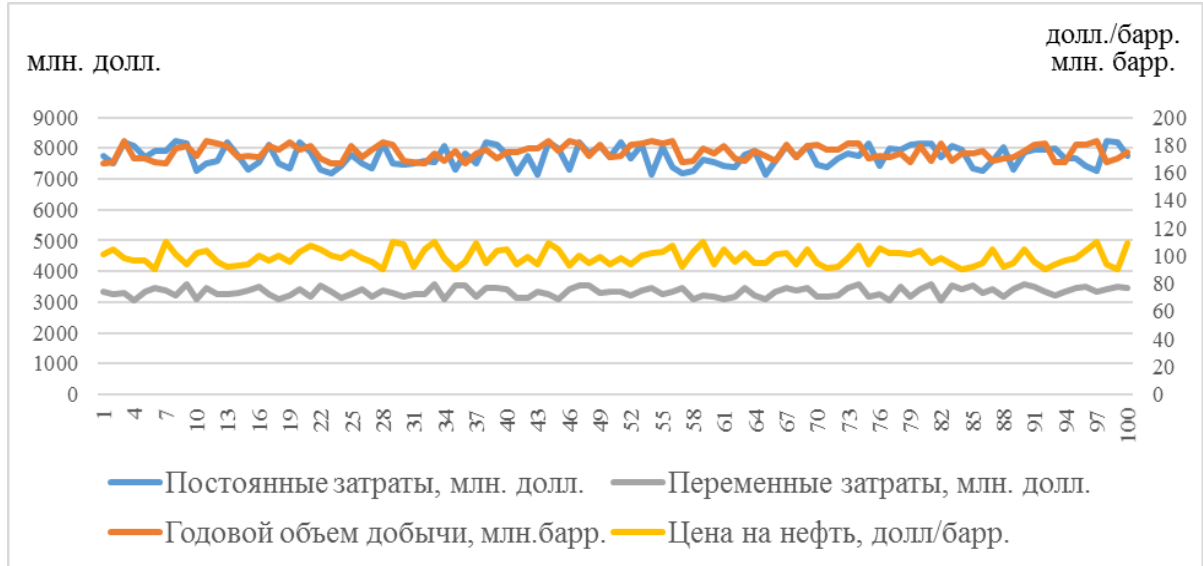


Рис. 22 – Распределение значений переменных затрат, годового объема добычи нефти и цены на нефть

Источник: составлено автором

В случае анализируемого проекта мы наблюдаем высокую степень независимости ключевых параметров друг от друга (рисунок 22), что нельзя сказать о связи показателей чистый денежный поток (ЧДП) и NPV с учетом риск-фактора, которые обладают сильной корреляционной связью, близкой к функциональной (рисунок 23).

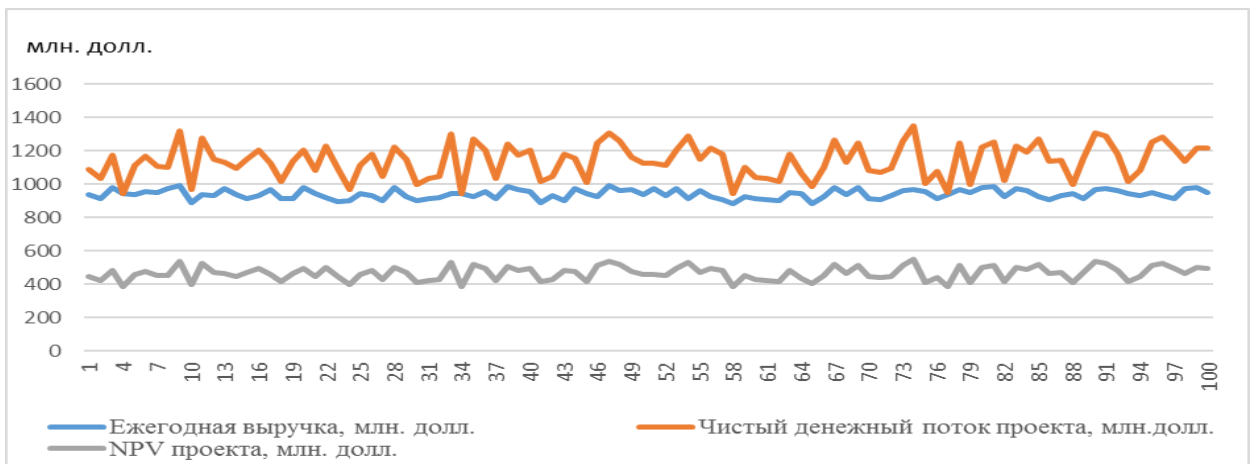


Рис. 23 – Распределение значений поступлений и NPV

Источник: составлено автором

Как мы уже отмечали ранее, в анализе стохастических процессов особую роль играют статистические взаимосвязи, складывающиеся между случайными величинами. На предыдущих рисунках нами была определена степень взаимосвязи ключевых и расчетных показателей для более высокой степени наглядности. Однако существует также и количественная оценка данных взаимосвязей благодаря использованию ковариации и корреляции.

Ковариация представляет собой показатель, характеризующий степень статистической зависимости между двумя множествами данных, и рассчитывается по следующей формуле:

$$Cov(X, Y) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^n (X_i - M(X))(Y_i - M(Y)), \quad (6)$$

где X, Y – множества значений случайных величин размерности m ;

$M(X)$ – математическое ожидание случайной величины X ;

$M(Y)$ – математическое ожидание случайной величины Y .

Ковариация зависит от единиц измерения исследуемых величин, что ограничивает ее применение на практике. Более удобным для использования в анализе является производный от нее показатель – коэффициент корреляции R , вычисляемый по формуле:

$$R_{XY} = \frac{cov(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y}, \quad (7)$$

где $cov(X, Y)$ – ковариация величин X и Y ;

σ_X – стандартное отклонение X ;

σ_Y – стандартное отклонение Y .

Коэффициент корреляции обладает теми же свойствами, что и ковариация, однако является безразмерной величиной и принимает значения от минус 1 (характеризует линейную обратную взаимосвязь) до +1 (характеризует линейную прямую взаимосвязь). Для независимых случайных величин значение коэффициента корреляции близко к 0.

Далее для анализа проекта мы производим корреляционный анализ. Согласно проведенному анализу исследуемого проекта, можно сделать вывод о том, что гипотеза, представленная выше, относительно независимости ключевых параметров друг от друга является подтвержденной, так как показатели корреляции между переменными близки к нулю (таблица 15). Показатель NPV и ЧДП имеют прямую функциональную зависимость между собой, а также зависимость от показателя переменных затрат, что объясняется тем фактом, что независимо от размера компенсации переменных затрат Иракской стороной компания несет данные затраты в полном объеме, равном 3600 млн \$. Также наблюдается влияние изменения величины постоянных затрат на показатель выручки, что говорит о том, что экономия или превышение постоянных затрат влечет за собой сильное изменение доходной части проекта. В меньшей степени отмечается корреляция показателей NPV от изменения объема добычи нефти, что говорит об устойчивости исследуемого инвестиционного проекта.

Таблица 15 – Результаты корреляционного анализа инвестиционного проекта с учетом риск-фактора

	Цена, \$/барр	Объем добычи, млн барр.	Перемен. затраты, млн \$	Постоянные затраты, млн \$	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП, млн \$	NPV, млн \$
Цена на нефть	1,000						
Объем добычи	0,127	1,000					
Перем. затраты	-0,014	0,041	1,000				
Пост. затраты	-0,051	0,060	0,138	1,000			
Выручка	-0,029	0,227	0,502	0,911	1,000		
ЧДП	0,036	0,422	0,923	0,149	0,543	1,000	
NPV	0,036	0,422	0,923	0,149	0,543	1,000	1,000

Источник: составлено автором

Достаточно часто при разработке имитационных моделей авторами нарушаются или некорректно определяются принципы законов распределения величин проекта. Для подтверждения корректности примененного нами в модели закона нормального распределения мы осуществили расчет статистических критериев «Колмогорова-Смирнова». Результаты расчетов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Описательная статистика для исследуемых переменных

Показатель	Цена, \$/барр	Объем, млн барр.	Перемен. затраты, млн \$	Постоян. затраты, млн \$	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП, млн \$	NPV, млн \$
Среднее	99,0	174,8	3327,5	7724,1	940,1	1139	466
Стандартная ошибка	0,6	0,5	14,7	32,9	2,8	10,0	4,1
Медиана	98,0	175,0	3340,0	7718,5	938,1	1143	467,3
Стандартное отклонение	5,7	5,2	146,6	329,2	27,7	100,2	41,0
Экссесс	-1,0	-1,4	-1,1	-1,3	-0,9	-0,9	-0,9
Асимметрич ность	0,3	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1
Минимум	90,0	167,0	3061,0	7132,0	881,1	943,0	385,6

Показатель	Цена, \$/барр	Объем, млн барр.	Перемен. затраты, млн \$	Постоян. затраты, млн \$	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП, млн \$	NPV, млн \$
Максимум	110,0	183,0	3594,0	8245,0	992,3	1348	551,1

Источник: составлено автором

Как видно из представленных в таблице выше данных, среднее значение эффективности инвестиционного проекта (NPV) с учетом риск-фактора при имитационном моделировании составляет 466 млн \$, средняя цена на нефть составляет 99 \$, годовой объем добычи 175 млн баррелей нефти при переменных затратах равных 3327 млн \$ и постоянных затратах 7724 млн \$, что соответствует заложенному на начальном этапе моделирования диапазону варьирования данных и говорит о корректности реализации формул расчет в модели.

Так как медиана является случайной величиной, делящей площадь эксперимента, которая ограничена кривой распределения пополам, она является характеристикой центра распределения случайной величины. Как мы видим, медиана всех представленных показателей близка к среднему арифметическому данных показателей, что подтверждает отсутствие сильного колебания данных и, следовательно, свидетельствует о финансовой устойчивости инвестиционного проекта.

Экссесс в данном случае свидетельствует о пологости распределения показателей по сравнению с нормальной кривой, так как ее значение является отрицательными по всем показателям проекта. В связи с тем, что показатели эксцесса и асимметричности близки к нулю – они не представляют для нас практического интереса, из-за чего, ими можно пренебречь.

Таким образом, согласно расчетам имитационного моделирования, анализируемый инвестиционный проект имеет положительный чистый денежный поток и положительный NPV с учетом рисков при всем многообразии вариантов изменения ключевых параметров: минимальное значение NPV оценивается в 385,6 млн \$, максимальное в 551 млн \$. Это говорит об экономической эффективности и устойчивости проекта в условиях влияния рисков, а также об экономической целесообразности дальнейшей реализации проекта при его текущих технико-экономических показателях разработки месторождения.

Стоит отметить, что в ходе имитационного моделирования мы получили конкретное наиболее вероятное значение всех показателей проекта, в том числе итогового показателя (NPV) – среднее значение, что существенно отличает предложенную нами модель от показателя «NPV под риском», который является относительным и не демонстрирует конкретный результат реализации проекта в рискованных условиях. Также в отличие от метода анализа чувствительности

проекта к влиянию рисков, рекомендуемого действующей в России методикой оценки эффективности инвестиционных проектов, в авторской модели интегрированы рисковые факторы, что позволяет комплексно оценить их влияние на проект и произвести точную оценку.

Как мы отмечали ранее, метод имитационного моделирования имеет как достоинства, так и недостатки. Так, имитационному моделированию присущ статистический разброс результатов. Это означает, что полученные в ходе имитации показатели могут иметь методическую погрешность, обусловленную качеством генераторов случайных величин, что является одним из недостатков реализации модели на базе продукта Microsoft Excel. Однако, как отмечают аналитики, погрешность незначительная и составляет 1 % - 3 %, что, на наш взгляд, не оказывает существенного влияния на результаты оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с помощью авторской модели. Свести к минимуму подобный недостаток можно путем увеличения числа экспериментов. Например, увеличив их количество со 100 до 250, согласно проведенному нами эксперименту, погрешность расчетов сократится на 1 %, а длительность проведения расчетов увеличится на 3 минуты.

Таким образом, в рамках данного параграфа предложена авторская модель инвестиционного проекта, которая обладает существенными преимуществами относительно существующих в практике нефтегазовых ТНК моделей оценки экономической эффективности проектов: позволяет интегрировать учет рисков инвестирования в модель оценки эффективности проектов нефтегазовых компаний за рубежом и оценивать их одновременное комплексное влияние. Более того, результатом данной модели является общепризнанный в мировом сообществе ключевой показатель экономической эффективности проектов – чистая приведенная стоимость (NPV), легкий для понимания широкого круга лиц, принимающих решения. Учитывая результаты проведенного в главе 1 сравнительного анализа концептуальных подходов к учету рисков при оценке экономической эффективности нефтяных проектов за рубежом, в качестве ключевого метода оценки проекта с учетом рисков, использованного в авторской модели, был выбран метод имитационного моделирования. В результате разработки имитационной модели было установлено, что она является высоко адаптивной, так как позволяет изменять формулу расчета показателей проекта в зависимости от отрасли ТЭК, в которой реализуется проект. Благодаря реализации имитационной модели в среде Microsoft Excel модель является простой в эксплуатации (не требует высокой квалификации специалиста для работы с моделью) и позволяет оперативно, без написания специальных программных кодов модели, интегрировать в формулы расчета доходной и расходной части проекта дополнительные вводные, характерные для конкретного инвестиционного проекта. Таким образом, с одной стороны, модель является универсальной, не имеющей жесткой привязки к региону реализации проекта и отрасли ТЭК, а, с другой стороны, высоко адаптивной, так как позволяет учитывать при расчете показателей

(выручки, NPV и др.) любую специфику и условия соглашений сторон по проекту в любом регионе реализации проекта.

3.3 Рекомендации по совершенствованию инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Республике Ирак

В последние годы нефтегазовая отрасль претерпевает серьезные изменения ввиду постоянно меняющихся внешнеэкономических условий ведения бизнеса. Российские нефтегазовые компании, осуществляя интеграцию в мировое хозяйство, обеспечивают существенный приток денежных средств в бюджет страны, в связи с чем, особенно актуальным становится вопрос разработки мер, направленных на укрепление положения отечественных нефтегазовых компаний за рубежом. Кризисные явления, наблюдаемые на мировом рынке нефти, предопределяют необходимость выработки данных мер для обеспечения устойчивого развития российских нефтегазовых ТНК, снижения риска внешнего воздействия на их деятельность, а также формирования условий высокоэффективной деятельности.

В рамках анализа развития мирового рынка нефти, проведенного в главе 1 нами были определены следующие долгосрочные тенденции нефтяного рынка: конкуренция со стороны альтернативных источников энергии и природного газа, институциональная технологическая и экономическая глобализация нефтяного рынка, усиливающаяся трансформация из рынка «физической» нефти в финансовый рынок производных инструментов, а также структурное изменение географии торговых потоков нефти ввиду сильного влияния геополитического фактора. Эти тенденции определяют вектор дальнейшего развития инвестиционной деятельности российских нефтегазовых ТНК за рубежом, который можно сформулировать как укрепление позиций на рынках дружественных государств путем интеграции во все ключевые отрасли ТЭК с целью диверсификации рисков внешнеэкономической деятельности.

Основные конкурентные преимущества российских нефтегазовых компаний, такие как объем запасов и добычи УВ, удельный показатель операционных и инвестиционных затрат, на наш взгляд, в ближайшее время будут являться ключевыми драйверами развития ТНК за рубежом, учитывая тот факт, что участие российских компаний в международных проектах на современном этапе развития обусловлено стремлением расширить сырьевую базу, повысить конкурентоспособность продукции и снизить издержки производства.

В связи с вышесказанным можно выделить следующие ключевые положения, реализация которых позволит обеспечить развитие отечественных нефтегазовых компаний в целом на зарубежных рынках:

– во-первых, это следование принятой в Российской Федерации Энергетической Стратегии на период до 2035 г. [4], а именно реализация перехода к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, которая предусматривает структурную диверсификацию (дополнение углеродной энергетики неуглеродной), цифровую трансформацию и интеллектуализацию компаний;

– во-вторых, это значительное повышение эффективности деятельности российских нефтегазовых ТНК с учетом повышения качества выпускаемой продукции;

– в-третьих, ускоренная реализация целей компаний в области устойчивого развития;

– в-четвертых, повышение технологического потенциала компаний.

Учитывая представленные положения развития нефтегазовых компаний, а также сложившуюся ситуацию на энергетическом рынке Ирака в целях укрепления позиций российских нефтегазовых ТНК в Республике нами были сформулированы рекомендации, которые позволят компаниям эффективно использовать свой инвестиционный потенциал:

1) повышать число исследований в области макроэкономической ситуации и ситуации на энергетическом рынке с целью своевременной адаптации стратегии развития и системы управления к меняющимся рыночным условиям.

Развитие рынка энергоресурсов, а также глобальная конкуренция ТНК трансформирует стратегию развития российских нефтегазовых компаний. Для того, чтобы успешно реализовывать свои конкурентные преимущества в Ираке компании на регулярной основе должны отслеживать изменения, происходящие на мировом рынке энергоресурсов, в регионе Ближний и Средний Восток, а также непосредственно в Республике Ирак, путем проведения научно-исследовательских работ. Как было установлено в главе 1, наиболее яркими тенденциями развития рынка нефти являются продолжающееся влияние пандемии, изменение географии торговых потоков нефти в виду санкционного давления стран Европы и США на Россию и возможного введения в среднесрочно - долгосрочный период полного эмбарго ЕС на ввоз российской нефти. Данные тенденции еще долгое время будут оказывать влияние на деятельность российских нефтегазовых компаний. Следовательно, для адаптации стратегии развития компании к вызовам рынка энергоресурсов и опережения зарубежных ТНК на нем отечественным компаниям рекомендуется проводить самостоятельные, независимые от международных аналитических агентств, исследования современных тенденций движения рынка

нефти и формировать многовариантные прогнозы, учитывающие влияние наиболее существенных факторов развития рынка энергоресурсов на деятельность компании в стране;

2) развивать вертикально-интегрированное производство в Ираке с целью увеличения маржинальности продукции.

Как было отмечено в главе 1, усиление вертикальной интеграции нефтегазовых компаний способствует повышению общей эффективности производства, снижению издержек и себестоимости производимой продукции, а также повышению конкурентоспособности конечного производимого компанией продукта. Вертикальная интеграция также дает нефтегазовым компаниям экономическое преимущество на рынке благодаря оптимальному использованию и распределению ресурсов внутри компании, повышению качества исходного сырья и комплектующих (так как формируются устойчивые долгосрочные связи между всеми звеньями производства: внутренними поставщиками, добывающими подразделениями, перерабатывающими заводами, сбытовыми подразделениями и пр.) за счет формирования механизма внутренней клиентоориентированности и взаимного контроля.

Учитывая текущее состояние топливно-энергетического комплекса Республики и проводимую правительством политику активного привлечения зарубежных инвестиций во все отрасли ТЭК, основное развитие инвестиционной деятельности российских нефтегазовых ТНК на территории Ирака, на наш взгляд, должно осуществляться в следующих направлениях:

- геологоразведочные работы на действующих и новых проектах Республики ввиду слабой изученности недр в стране и высокого потенциала прироста запасов УВ. Участие в проектах на этапе геологоразведки дает преимущество компаниям в получении дальнейших прав на разработку открытых запасов нефти и газа. Как правило, величина вознаграждения, которое выплачивает иракская сторона нефтегазовым ТНК, в несколько раз выше на проектах геологоразведки, нежели на добычных проектах, так как первые имеют больше факторов риска;

- новые проекты разработки месторождений на территории севера и юго-востока Ирака, где власти страны в последнее время активно проводят сейсморазведочные работы;

- проекты разработки газовых месторождений и строительства газовой инфраструктуры ввиду проводимой правительством политики импортозамещения иранского газа;

- проекты строительства нефте- и газоперерабатывающих заводов;

- проекты строительства современной инфраструктуры ТЭК в Ираке: трубопроводов, нефтебаз, наливных терминалов, объектов энергетики. Проведенный нами ранее анализ состояния ТЭК Республики позволил выявить существенный риск ограничения действующей инфраструктуры и системы электроснабжения в стране, а также нехватку перерабатывающих

мощностей. Вместе с тем установлено, что правительством Ирака проводится политика активного привлечения иностранных инвестиций в развитие всех отраслей ТЭК. Следовательно, участие ТНК в новых инфраструктурных проектах и проектах переработки позволит не только нарастить добычу на действующих проектах, но и увеличить прибыль компании за счет диверсификации бизнеса.

При этом стоит обратить внимание, что вертикальная интеграция может привести определённые риски в деятельность российских компаний: возможное снижение качества реализации бизнес-процессов текущих направлений деятельности компании, конкуренция в новых для ТНК отраслях, сложности при встраивании дополнительных направлений в общую корпоративную систему управления, повышенные затраты на разработку технологий для нового направления производства;

3) инвестировать в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в целях замещения зарубежных технологий и оборудования ввиду ужесточения секторальных санкций и ограничительных мер со стороны ЕС, США в отношении российских нефтегазовых ТНК.

Инвестирование в науку, технологии и инновации способствует устойчивому развитию компании и формированию конкурентных преимуществ в области интеллектуального лидерства [128]. В условиях ограниченного сотрудничества российских ТНК с зарубежными компаниями развитие НИОКР стало одним из приоритетных направлений деятельности отечественных компаний. Это объясняется обострением риска срыва сроков поставок высокотехнологичного оборудования. Ввиду вышесказанного нефтегазовым ТНК следует уделить особое внимание вопросу эффективности научных разработок и повышению коэффициента внедрения их результатов. Для более эффективного процесса импортозамещения зарубежного высокотехнологичного оборудования отечественными разработками на государственном уровне существует ряд программ поддержки предприятий (например, государственная программа «развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности», реализуемая до 2030 г., программа «развитие электронной промышленности» до 2025 г. и др.). Также, как показывает международный и отечественный опыт, крайне эффективно осуществлять совместные проекты в области НИОКР на принципах кооперации с профильными университетами, научно – исследовательскими институтами и отечественными компаниями в области нефтесервиса;

4) учитывать риски при принятии решений об инвестировании в проекты.

Принятие решение об осуществлении капитальных вложений должно базироваться, в первую очередь, на принципе окупаемости. Для этого осуществляется оценка экономической эффективности инвестиционного проекта. Однако в условиях нестабильной макроэкономической ситуации инвестирование сопряжено с большим количеством рисков,

которых важно и нужно комплексно учитывать при оценке проекта. Ввиду чего в рамках данного диссертационного исследования нами была предложена имитационная модель, которая позволяет учесть влияние рисков на эффективность инвестиционного проекта, реализуемого нефтегазовой компанией. Данная модель имеет ряд существенных преимуществ: является высоко адаптивной и универсальной, так как позволяет изменять формулу расчета показателей проекта в зависимости от региона реализации проекта и отрасли ТЭК, позволяет учитывать одновременное влияние на проект неограниченного количества рисков, а также оперативно, без написания специальных сложных кодов интегрировать в модель дополнительные вводные, влияние которых компании важно оценить в текущих макроэкономических условиях;

5) принимать меры, направленные на снижение рисков проектов в Ираке.

В целях установления контроля над рисками и принятия эффективных мер снижения их влияния на реализуемые инвестиционные проекты компаниям необходимо совершенствовать систему риск-менеджмента, включающую в себя процесс идентификации, оценки рисков, выстраивания стратегии управления рисками и снижения их воздействия на деятельность ТНК.

Для минимизации действующих рисков инвестиционной деятельности отечественных нефтегазовых компаний в Ираке нами предлагаются следующие меры (таблица 17):

Таблица 17 – Меры по управлению рисками инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний в Ираке

Риск	Меры по управлению риском
Риск волатильности цен на энергоносители	<ul style="list-style-type: none"> – сценарный подход к прогнозированию технико-экономических показателей деятельности – оценка устойчивости результирующих показателей – вертикальная интеграция производства
Геологический риск	<ul style="list-style-type: none"> – поэтапный подход к реализации инвестиционных проектов ГРП и доразведки – сотрудничество с мейджорами
Финансовый риск	<ul style="list-style-type: none"> – расчет с контрагентами на условиях предоплаты или обеспечения банковскими гарантиями – мониторинг кредитоспособности контрагентов – контроль соблюдения кредитных лимитов
Валютный риск	<ul style="list-style-type: none"> – Хеджирование рисков – Оптимизация долговой нагрузки
Нестабильная политическая ситуация в стране	<ul style="list-style-type: none"> – повышенные требования к уровню доходности инвестиционных проектов – сотрудничество с органами государственной власти – оптимизация инвестиционной программы, сокращение операционных затрат

Риск	Меры по управлению риском
Террористическая активность в стране	<ul style="list-style-type: none"> – выработка тактики защиты персонала и объектов производства совместно с правоохранительными органами Ирака – обеспечение информационной безопасности – обеспечение инженерно-технической и физической защиты сотрудников и производственного комплекса компании
Несовершенство законодательной базы в сфере экономических отношений и судебной системы в Республике	<ul style="list-style-type: none"> – повышенные требования к уровню доходности инвестиционных проектов – указание в договоре обязательного условия «разрешение споров в международном арбитраже» – финансирование проектов за счет собственных средств или заемных средств международных банков
Снижение технологичности ТНК ввиду невозможности закупки иностранного оборудования по причине санкций в отношении деятельности компании	<ul style="list-style-type: none"> – обеспечение технологической независимости компании – заключение сервисных контрактов через подрядчиков дружественных государств
Задержка в согласовании проектной документации и принятии управленческих решений ввиду высокого уровня бюрократии и коррупции в стране	<ul style="list-style-type: none"> – анализ предыдущего опыта реализации проектов в Ираке (собственный опыт и опыт партнеров) – заключение договоров на выполнение работ с проверенными местными поставщиками – при ухудшении ситуации: открытый диалог с местными властями по изменению условий соглашения, оптимизация долговой нагрузки
Риск нехватки мощностей хранения и транспортировки УВ, утилизации попутного нефтяного газа, объектов электрогенерации	<ul style="list-style-type: none"> – до вхождения в проект анализ «узких мест» действующей инфраструктуры – включение в контракт условий компенсации затрат на создание или расширение инфраструктуры
Риск конкуренции	<ul style="list-style-type: none"> – наращивание конкурентных преимуществ – вертикальная интеграция производства – поддержание устойчивого финансового положения – поддержание деловой репутации ТНК – актуализация стратегии развития компании в Ираке

Источник: составлено автором

– в целях снижения влияния риска волатильности цен на энергоносители, вызванного геополитической напряженностью, неопределенностью относительно перспектив роста мировой экономики, дисбалансом спроса и предложения энергоресурсов на рынке, предлагается применять сценарный подход к прогнозированию технико-экономических показателей

деятельности, регулярно проводить оценку устойчивости результирующих показателей инвестиционных проектов к изменению ценовых параметров. Также стоит отметить, что механизмом естественного хеджирования в данном случае является вертикальная интеграция производства, при которой разнонаправленные факторы риска компенсируют друг друга;

– геологический риск, возникающий в случае обнаружения объема запасов ниже изначально запланированного, предлагается нивелировать путем применения поэтапного подхода к реализации инвестиционных проектов, при котором планы на следующий этап формируются на основе результатов предыдущего этапа. Также крайне полезными в данном случае является сотрудничество отечественных ТНК с зарубежными компаниями, в рамках которого российские предприятия перенимают международный опыт последних в области геологоразведки и сейсморазведки 3Д.

Более того стоит отметить, что геологический и технологический риск возникает также в случае, когда по решению стейкхолдеров проекта (как правило, правительства Ирака) ограничивается уровень добычи углеводородов на месторождении путем остановки работы скважин. Примером данной ситуации было ограничение объема добычи странами ОПЕК+ в 2020 – 2022 гг. В такой ситуации повторный запуск скважин может сопровождаться задержкой темпов восстановления добычи нефти, что сказывается на общем уровне рентабельности инвестиционного проекта. Для предотвращения данного риска предлагается учитывать геологическое строение нефтяных залежей и останавливать скважины, относящиеся к одной залежи объекта разработки, чтобы предотвратить возможную разбалансировку системы освоения месторождения;

– минимизация финансового риска, такого как риск неплатежей со стороны местных контрагентов, предлагается минимизировать путем фиксации в условиях договоров требования расчета на условиях предоплаты или обеспечения банковскими гарантиями. Также компаниям необходимо на регулярной основе производить мониторинг кредитоспособности контрагентов и осуществлять контроль соблюдения кредитных лимитов, которые рассчитываются исходя из оценки финансового состояния контрагента. Как показывает международная практика, уровень надежности контрагента должен ежегодно актуализироваться;

– в условиях колебания курса валют существует риск ухудшения финансовых результатов российских нефтегазовых ТНК, так как планирование операционных и инвестиционных затрат дочерних организаций, ведущих деятельность в Ираке, осуществляется, как правило, в корпоративном центре в рублях, а реальные платежи контрагентам и выручка формируются в национальной валюте Ирака или в долларах. Для управления данным риском целесообразнее всего использовать инструменты хеджирования (фьючерсные контракты,

форварды, опционы) и оптимизации долговой нагрузки (реструктуризация долга, рефинансирование и др.);

– наиболее емкой группой рисков, присущей в настоящее время инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний в Ираке, является группа страновых рисков. В данную категорию включаются риск дестабилизации политической ситуации, террористическая активность, бюрократия и коррупция, несовершенство законодательной базы в сфере экономических отношений и судебной системы в стране. Учитывая тот факт, что данные риски являются слабо контролируруемыми со стороны ТНК, ключевой мерой управления ими является повышение требований к уровню доходности инвестиционных проектов. При ухудшении социально-экономической или политической ситуации в Республике компании могут также проводить политику оптимизации инвестиционных и операционных затрат, сокращения своей доли участия в проекте или привлечения партнеров с целью разделения с ними действующих рисков. Для того, чтобы избежать реализации риска террористических атак на объекты предприятия, компаниям рекомендуется принимать следующие превентивные меры: осуществлять взаимодействие с местными правоохранительными органами в целях выработки тактики защиты персонала и объектов производства в стране, самостоятельное обеспечение информационной безопасности, а также инженерно-технической и физической защиты сотрудников и производственного комплекса компании.

В условиях влияния страновых рисков в Ираке компаниям крайне важно поддерживать непрерывность технологических процессов добычи углеводородов, так как остановка производственного цикла является крайне капиталоемкой. В этой связи предлагается обратить внимание ТНК на следующие мероприятия:

– формирование централизованной системы контроля за восполнением производственных запасов материальных ресурсов. Учитывая тенденцию вертикальной интеграции нефтегазовых ТНК, в компании должна действовать внутрикорпоративная система движения товарно-материальных ценностей, которая в режиме онлайн позволит отслеживать имеющийся объем запасов и автоматически сообщать о необходимости своевременного заказа сырья, комплектующих и пр. Более того, учитывая нестабильную политическую ситуацию в регионе и санкционное давление на российские ТНК, рекомендуется поддерживать уровень запасов, достаточный для непрерывной работы производства в течение 1 года;

– установление тесного контакта с местными органами законодательной и исполнительной власти. Часто задержка и приостановка технологического процесса вызвана необходимостью согласования проектной, технической и иной документации с органами власти. При этом существенное влияние на задержку процесса согласования может оказывать фактор бюрократии

и коррупции в стране. В целях предотвращения влияния данного фактора компаниям необходимо обеспечить доверительное взаимовыгодное сотрудничество с органами управления в стране;

– учитывая состояние топливно-энергетического комплекса Ирака, в последнее время возрастает риск нехватки мощностей хранения и транспортировки углеводородного сырья на фоне увеличивающихся объемов производства в стране, а также объектов электрогенерации в районах разработки месторождений нефти и газа, что приводит к существенным затратам на строительство ГРЭС. Также в Республике наблюдается нехватка мощностей утилизации попутного нефтяного газа, в результате чего нефтяные компании несут дополнительные затраты на строительство установок переработки газа или оплату штрафов за его сжигание. На наш взгляд, для нивелирования данного риска целесообразно осуществлять анализ узких мест действующей инфраструктуры до вхождения в новые проекты, в случае нехватки мощностей необходимо включать в контракт условие компенсации затрат на расширение или создание новых объектов инфраструктуры;

– реализуя внешнеэкономическую деятельность в Ираке, российские нефтегазовые компании неизбежно сталкиваются с конкуренцией при участии в аукционе на получение лицензии разведки и разработки месторождений углеводородов, привлечении субподрядчиков для оказания услуг и квалифицированных кадров для участия в проектах, подключении производства к действующей инфраструктуре региона, привлечении заемного капитала и пр. Ужесточение конкуренции, на наш взгляд, стоит рассматривать в качестве дополнительного рискованного фактора, оказывающего влияние на инвестиционную деятельность отечественных ТНК. Нивелировать его влияние можно путем наращивания конкурентных преимуществ в области технологий разработки месторождений, реализации вертикальной интеграции производства, поддержания устойчивого финансового положения, а также деловой репутации компании. Более того, крайне важно осуществлять стратегическое планирование и своевременно, в случае изменения рыночной ситуации в Ираке, корректировать вектор развития компании;

б) в свете развития политики декарбонизации в Ираке в долгосрочной перспективе компаниям рекомендуется обратить внимание на развитие технологий сокращения углеродного следа (например, утилизация попутного нефтяного газа – закачка в пласт или использование на объектах генерации для выработки электроэнергии, использование углеродно-нейтральных контейнеровозов, термическое обезвреживание газов и пр.). Для обеспечения конкурентного преимущества в данном направлении предлагается уделить внимание следующим аспектам: обеспечить соответствие деятельности компаний мировым экологическим стандартам, обеспечить высокий уровень энергоэффективности производства, обеспечить оптимальное использование углеводородных ресурсов.

Также, повышая интегрированность в мировое сообщество, Ирак стремится соблюдать принципы социальной ответственности. При выборе потенциальных партнеров в проекты развития ТЭК власти Республики в последнее время обращают особое внимание на уровень экономического, социального и корпоративного управления в ТНК и отдают предпочтение тем нефтегазовым компаниям, у которых показатель ESG трансформации достаточно высокий. Проведенный нами ранее сравнительный анализ показал, что отечественные ТНК существенно уступают в настоящее время зарубежным мейджорам по данному показателю. Следовательно, для развития бизнеса в Ираке российским нефтегазовым компаниям необходимо повышать уровень социальной ответственности и инвестировать в технологии экологичного производства;

7) совершенствовать систему планирования реальных инвестиций в компаниях путем развития методологии проектного и портфельного управления.

– В условиях ужесточения требований к срокам реализации инвестиционных проектов в геологоразведке и добыче углеводородов, степени их технической проработки, оперативности реагирования на угрозы внешней среды особо актуальным становится вопрос развития в российских нефтегазовых компаниях корпоративной системы управления проектами. Данная система позволяет повышать качество и оперативность принятия решений, также сокращать сроки реализации проектов за счет автоматизации и унификации процедур планирования и контроля исполнения проектов, управления ресурсами, договорами, поставками и пр [16; 24; 71]. Крупнейшие российские нефтегазовые ТНК, такие как ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром», перенимая опыт зарубежных партнеров по совместным проектам, в настоящее время активно внедряют некоторые элементы проектного и портфельного управления, такие как фазовый процесс реализации проектов, инструменты оптимизации инвестиционного портфеля и пр. [14]. Однако интеграция методологии проектного управления в деятельность российских нефтегазовых ТНК носит фрагментарный характер, что потенциально может привести к низкой результативности проводимых мероприятий по модернизации процесса инвестиционного планирования в компаниях. Учитывая вышесказанное, компаниям предлагается реализовывать комплексную интеграцию проектного управления в инвестиционную деятельность компании согласно приведенному алгоритму (рисунок 24):



Рис. 24 – Алгоритм внедрения проектного управления в российских нефтегазовых компаниях

Источник: составлено автором

Важной особенностью алгоритма является стадийность внедрения методологии в зависимости от организационной зрелости системы управления проектами в компании [14]. В рамках 1 стадии определяются принципы и подходы к выделению объектов управления. В целях повышения качества принятия инвестиционных решений внедряется фазовый процесс реализации проектов с выделением точек принятия решений. Далее на 2 этапе осуществляется проработка механизма контроля над расходом инвестиционных средств (инструмент AFE), разрабатывается матрица полномочий руководителей на принятие инвестиционных решений по проектам, программам и портфелям. В рамках 3 стадии предлагается формировать систему портфельного управления реальными инвестициями [14] и систему комплексной оценки эффективности инвестиционного планирования в компании [14; 15]. Внедрение методологии согласно данному алгоритму позволит улучшить качество проработки инвестиционных проектов и оптимизировать процессы управления инвестиционной деятельностью в компании.

В целях дальнейшего привлечения иностранных компаний в Ирак в качестве рекомендаций для государственных органов власти Республики Ирак предлагается развивать и совершенствовать институт ГЧП в стране. В частности, на наш взгляд, необходимо особое внимание уделить развитию нормативно-правовых основ взаимодействия власти и бизнеса,

программных и стратегических документов государственной политики и системы государственных органов, координирующих данный процесс, освоению новых форм ГЧП и использованию опыта развитых стран в подготовке проектов ГЧП, в рамках которых государство сохраняет контроль над проектами, получая при этом инвестиции и технологии, а зарубежные ТНК получают прибыль.

Выводы по главе 3

Разработана имитационная модель инвестиционного проекта, которая позволяет учесть ключевые риски зарубежного инвестирования при оценке экономической эффективности проектов нефтегазовых компаний. Описание функционирования данной модели было продемонстрировано на примере реального инвестиционного проекта компании ПАО «Лукойл». Для этого была произведена оценка внутренних и внешних факторов, влияющих на развитие данной организации в Ираке. В ходе анализа было установлено, что наиболее существенными рисками для предприятия являются: задержка или отказ Ирака от частичной компенсации понесенных затрат компании, изменение макроэкономических условий и возможное санкционное давление на деятельность ТНК. Данные риски были учтены при оценке экономической эффективности выбранного инвестиционного проекта.

Благодаря реализации инструмента в среде Microsoft Excel модель является простой в эксплуатации, высоко адаптивной - позволяющей интегрировать в расчеты уникальные для каждого проекта вводные параметры, а также универсальной - подходящей для оценки проекта любой отрасли ТЭК в любой стране. Данные факты позволили нам рекомендовать ее российским нефтегазовым компаниям, осуществляющим инвестиционные проекты на зарубежных рынках, в качестве универсальной модели оценки экономической эффективности международных проектов.

В целях развития инвестиционной деятельности на территории Ирака были выработаны рекомендации российским нефтегазовым ТНК, ключевыми из которых являются: развитие вертикально-интегрированного производства, инвестирование в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в целях замещения зарубежных технологий, учет рисков при оценке инвестиционных проектов и принятие предложенных мер, направленных на снижение рисков инвестирования в Республике и пр.

Заключение

В ходе проведенного диссертационного исследования сделаны следующие выводы:

1. Сравнительный анализ методов учета рисков при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов позволил сделать вывод, что при оценке нефтегазодобывающих проектов имитационное моделирование имеет преимущества относительно других методов по ряду критериев: возможностью задать интервальное значение изменения параметров проекта и использовать их вероятностное распределение; учитывать и комплексно оценивать влияние нескольких рисков факторов на эффективность проекта и при этом получить понятное для восприятия интервальное значение итогового показателя эффективности проекта (NPV) с нижней, верхней границей и средним наиболее вероятным значением показателя; применять различные виды распределения для каждой из величин инвестиционного проекта; оценивать большое число вариантов развития проекта путем задания числа итераций моделирования; сочетать данный метод с другими аналитическими и статистическими методами, а также простотой интерпретации полученных в ходе расчетов результатов оценки влияния рисков на проект. Данные факты определили целесообразность дальнейшего применения имитационного моделирования при разработке авторской модели оценки инвестиционных проектов российских нефтегазовых компаний за рубежом в условиях влияния рисков.

2. Выявлены ключевые факторы развития мирового рынка нефти, оказывающие наибольшее влияние на формирование рисков инвестиционной деятельности российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках: геополитический, финансовый фактор, фактор развития климатической политики, геолого-технологический и эпидемиологический фактор. Анализ данных факторов по временному признаку позволил определить тенденции, которые будут оказывать долгосрочное влияние на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний: конкуренция со стороны ВИЭ, глобализация мирового рынка нефти, усиливающаяся трансформация нефтяного рынка в финансовый рынок производных инструментов и структурное изменение географии торговых потоков нефти.

Установлено, что данные процессы, происходящие на мировом рынке нефти, имеют разнонаправленный характер воздействия на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний. Так, современный рынок нефти функционирует в условиях преобладающего влияния геополитического фактора, который задает долгосрочную тенденцию изменения географии торговых потоков нефти в мире. В настоящее время на рынке наблюдается ограниченное предложение нефти, вызванное сокращением инвестиций в добычу в период пандемии

коронавируса, а также естественным падением мирового уровня извлечения нефти на зрелых месторождениях. Ввиду чего сделан вывод, что потребность в новых инвестиционных проектах нефтедобычи будет сохраняться в среднесрочной перспективе. Вероятное сохранение высоких цен на нефть на фоне нестабильной геополитической ситуации и ограниченного предложения энергоресурсов на рынке будет нивелировать затраты нефтегазовых компаний на формирование новых логистических цепочек поставок сырья. Нарращиванию объемов инвестирования ТНК в добычу нефти будет способствовать финансиализация рынка нефти, благодаря которой компании могут привлекать капитал на бирже, формировать оптимальные цепочки создания стоимости продуктов независимо от географии размещения производства и выходить на новые рынки инвестирования. Вместе с тем в работе установлено, что возросшее влияние спекулятивной составляющей на процесс формирования нефтяных цен создает определённые риски для нефтегазовых компаний. Также показано, что текущее влияние геополитики замедляет тенденцию перехода мировой энергетики к низкоуглеродным видам топлива. Однако в долгосрочной перспективе развитие политики энергетического перехода к ВИЭ после 2035 г. будет негативно сказываться на масштабе инвестиционной деятельности ТНК в сфере нефтедобычи.

3. Определены мотивы, предопределяющие активное участие российских нефтегазовых ТНК в зарубежных проектах ТЭК: расширение сырьевой базы, стремление увеличить сферу влияния на мировом рынке, снижение издержек компании ввиду размещения производственных мощностей в регионах с низкой стоимостью трудовых ресурсов и сырья, добыча нефти высокого качества и диверсификация рисков. Определено, что ряд факторов ограничивают инвестиционную деятельность национальных нефтяных компаний в Российской Федерации и побуждают их расширять свой бизнес за рубежом: усиливающаяся налоговая нагрузка и рост себестоимости нефтедобычи в России, ограничение на добычу ОПЕК+ и ухудшение качества запасов российской нефти. Вместе с тем установлено, что существенным фактором, препятствующим экспансии российских ТНК на мировом рынке нефти, являются антироссийские санкции, ограничивающие сотрудничество зарубежных компаний и государств с российскими нефтегазовыми корпорациями.

Сделан вывод, что основными конкурентными преимуществами российских нефтегазовых компаний по сравнению с мейджорами являются: объем запасов углеводородов, объем добычи нефти и газа, удельные операционные затраты и капитальные вложения в разведку и добычу углеводородов. Таким образом установлено, что на современном этапе развития российские нефтегазовые ТНК реализуют конкурентную стратегию низких издержек и вертикальной интеграции производства в регионах присутствия. В результате анализа действующих зарубежных проектов российских компаний были выявлены лидеры в области

синергии проектов: ПАО «Газпром» в Сербии, ПАО «Лукойл» в Узбекистане и ПАО «Газпром нефть» в Ираке.

4. Оценка инвестиционного климата Ирака позволила установить, что Республика является инвестиционно привлекательной для нефтегазовых ТНК ввиду наличия инвестиционного потенциала в следующих областях: высокие запасы нефти в стране, низкая себестоимость добычи нефти, доступность нефтегазового рынка для ТНК, открытость экономики, показатели развития трудового потенциала и уровень заработной платы населения.

Вместе с тем установлены следующие страновые риски для инвестиционной деятельности зарубежных ТНК в Ираке, которые затрудняют реализацию проектов в стране: нестабильная политическая ситуация, террористическая активность, высокий уровень коррупции и бюрократии, несовершенство законодательной базы в сфере экономических отношений и судебной системы.

5. Разработана авторская имитационная модель оценки экономической эффективности инвестиционного проекта на основе учета влияния ключевых рисков инвестирования нефтегазовой компании за рубежом. По результатам проведенного в главе 1 сравнительного анализа концептуальных подходов к учету рисков при оценке экономической эффективности нефтяных проектов за рубежом для построения авторской модели выбран метод имитационного моделирования.

Определены ключевые преимущества разработанной имитационной модели: интеграция учета рисков в процесс оценки экономической эффективности проекта и более точная (по сравнению с существующими в экономической науке моделями) оценка влияния рисков на эффективность проекта. Доказано, что разработанная модель является высоко адаптивной (позволяет оперативно, без написания специальных сложных кодов модели интегрировать в формулы расчета доходной и расходной части проекта дополнительные вводные, характерные для конкретного инвестиционного проекта), универсальной (позволяет учитывать одновременное влияние на проект не ограниченного количества рисков, а также позволяет изменять формулу расчета показателей проекта в зависимости от региона реализации проекта и отрасли ТЭК) и простой в применении (не требует высокой квалификации специалиста для работы с моделью ввиду ее реализации в среде Microsoft Excel). Данные факты позволяют рекомендовать данную модель российским нефтегазовым компаниям, осуществляющим инвестиционные проекты на зарубежных рынках в качестве универсальной модели оценки экономической эффективности международных проектов.

6. В целях развития инвестиционной деятельности на территории Ирака в диссертации разработаны рекомендации российским нефтегазовым ТНК, включая: расширение исследований в области анализа макроэкономической ситуации и глобального энергетического

рынка с целью своевременной адаптации стратегии развития и системы управления компаний к меняющимся рыночным условиям; развитие вертикально-интегрированного производства в Республике, включая добычу нефти и газа, выработку нефте- и газопродуктов, строительство объектов электрогенерации и инфраструктуры ТЭК (трубопроводы, нефтебазы, наливные терминалы); инвестирование в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы; учет рисков при оценке инвестиционных проектов с помощью разработанной авторской модели имитационного моделирования; реализацию комплекса мер, направленного на снижение рисков инвестирования в стране, включая: сценарный подход к прогнозированию технико-экономических показателей деятельности компании, поэтапный подход к реализации инвестиционных проектов геологоразведки, хеджирование рисков и оптимизация долговой нагрузки для нивелирования валютного риска, повышение требований к уровню доходности инвестиционных проектов ввиду высоких страновых рисков, анализ «узких мест» действующей инфраструктуры до вхождения в проект, включение в контракт условий компенсации затрат на создание или расширение инфраструктуры и др.

Список литературы

Нормативно-правовые источники

1. ГОСТ Р 58771-2019. Менеджмент риска. Технологии оценки риска = Risk management. Risk assessment technologies : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 декабря 2019 г. № 1405-ст : введен впервые : дата введения 2020-03-01 / разработан НП «РусРиск». – Москва: Стандартинформ, 2020. – 85 с.; 29 см. – Текст: непосредственный.

2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов = Recommended practice for assessing return on investment project: издание официальное: утвержден Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Государственным комитетом по строительной, архитектурной и жилищной политике Российской Федерации от 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Москва: Экономика, 2000. – 148 с. – Текст: непосредственный.

3. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации: Федеральный закон N 342-ФЗ: [принят Государственной думой 30 сентября 2020 года: одобрен Советом Федерации 7 октября 2020 года]. - Москва: Проспект, 2020. – 24 с. – Текст: непосредственный.

4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года : утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. №1523-р [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>. (дата обращения: 10.01.2023).

5. ISO: 31010:2019 «Risk management – Risk assessment techniques»: international standard. – Москва: СПС «КонсультантПлюс», – 2019. – 264 с. – Текст: непосредственный.

Монографии, статьи в периодических изданиях, учебники и учебные пособия

6. Айдрус, И. А. З. Экономические санкции в условиях глобализации: проблемы теории и современная практика Ирака / И. А. З. Айдрус, М. В. Меланьина – Текст: непосредственный // Проблемы науки. – 2016. – № 12 (54) – С. 48–76.

7. Алмаджтуми, Р. К. А. Проблемы развития налогового учета в среде электронной коммерции в Республике Ирак / Р. К. А. Алмаджтуми, Н. Х. А. М. Гамеа, О. А. Юрьева. – Текст: непосредственный // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 4–4(106). – С. 191–194.

8. Арефьев, П. В. Развитие практики транснационализации компаний РФ в меняющемся мире в условиях рисков разрушения глобальных цепочек стоимости / П. В. Арефьев. – Текст:

непосредственный // Развитие науки и практики в глобально меняющемся мире в условиях рисков: Сборник материалов XI Международной научно-практической конференции, Москва, 26 мая 2022 года / Редколлегия: Л.К. Гуриева, З.Ш. Бабаева [и др.]. – Москва: ООО "ИРОК", ИП Овчинников Михаил Артурович (Типография Алеф), 2022. – С. 262–269.

9. Артемкина, Л. Р. Деятельность российских нефтегазовых компаний на Ближнем Востоке / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции – 2020. – № 10. – С. 246-248. – ISSN 2307-180X.

10. Артемкина, Л. Р. Имитационная модель инвестиционного проекта нефтегазовой компании за рубежом в контексте влияния рисков / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Международный научный журнал – 2022. – № 3 (84). – С. 51-57. – ISSN 1995-4638.

11. Артемкина, Л. Р. Инвестиции в мировом ТЭК: обзор трендов и вызовов / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Мировая энергетика: конкуренция и сотрудничество. – Москва: ИМЭМО РАН, 2019. – С. 180-183. – ISBN 978-5-9535-0554-3.

12. Артемкина, Л. Р. К вопросу о балансировке рынков углеводородов с позиции Энергетической трилеммы / Л. Р. Артемкина, Л. Л. Разумнова. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 2. – С. 24-29. – ISSN 2307-180X.

13. Артемкина, Л. Р. Международное сотрудничество нефтяных компаний как фактор развития экономики Ирака / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Азиатский мир в новых реалиях трансграничья: сб. науч. ст. – Москва: РЭУ имени Г.В. Плеханова, 2021. – С. 175- 178. – ISBN 978-5-7307-1822-7.

14. Артемкина, Л. Р. Механизм повышения эффективности планирования реальных инвестиций в Российских нефтегазодобывающих компаниях / Л. Р. Артемкина. – Текст: электронный // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2018. – № 10 (116). – С. 12. – eISSN 1999-4516. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36425973> (дата обращения: 07.07.2022). – Режим доступа: Науч. электрон. б-ка eLIBRARY.RU для зарегистр. пользователей.

15. Артемкина, Л. Р. Оценка эффективности планирования реальных инвестиций в нефтегазодобывающих компаниях / Л. Р. Артемкина, Н. Ю. Сопилко. – Текст: непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2017. – № 4–1 (81). – С. 698-701. – ISSN 1999-2300.

16. Артемкина, Л. Р. Проблемы инвестиционного планирования в нефтегазодобывающих компаниях / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Управленческие науки. – 2017. – № 7 (4). – С. 64-71. – ISSN 2304-022X.

17. Артемкина, Л.Р. Проблема структурирования кросс-функциональных связей инвестиционного планирования со смежными бизнес-процессами / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации в создании и управлении бизнесом. Материалы Всероссийской

науч.-практ. конф. преподавателей, сотрудников и аспирантов. Москва, 18-20 окт. 2018 г. – Москва: РУДН, 2018. – С. 3-6. – ISBN 978-5-209-09105-9.

18. Артемкина, Л. Р. Разработка модели оптимизации портфеля инвестиционных проектов нефтегазодобывающих компаний / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации в создании и управлении бизнесом: материалы Всероссийской науч.-практ. конф. преподавателей, сотрудников и аспирантов. Москва, 18-20 окт. 2017 г. – Москва: РУДН, 2017. – С. 3-6. – ISBN 978-5-209-08310-8.

19. Артемкина, Л. Р. Реализация углеводородного потенциала Ирака: перспективы и риски / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Мировой энергетический переход: тенденции и риски. – М.: ИМЭМО РАН, 2021. – С. 35-43. – ISBN 978-5-9535-0593-2.

20. Артемкина, Л. Р. Риски международной деятельности российских нефтегазовых ТНК / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Вызовы и решения для бизнеса: энергия регионов: сб. материалов II Междунар. внешнеэкономического науч. – практ. форума. 14 окт. 2021 г. – М.: РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2021. – С. 18–23. – ISBN 978-5-7307-1829-6.

21. Артемкина, Л. Р. Роль прямых иностранных инвестиций в развитии национальных экономик / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2020. – № 1. – С. 56-59. – ISSN 2307-180X.

22. Артемкина, Л. Р. Роль российских нефтегазовых компаний на мировом энергетическом рынке / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2022. – № 5. – С. 269-271. – ISSN 2307-180X.

23. Артемкина, Л. Р. Современные тенденции развития мирового рынка нефти / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Большое Евразийское партнерство: стратегия и тактика: сб. науч. ст. – Москва: РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2022. – С. 141-144. – ISBN 978-5-7307-1954-5.

24. Артемкина, Л. Р. Фазовая модель управления инвестиционными проектами как ключевой фактор эффективного планирования инвестиций нефтегазодобывающих компаний / Л. Р. Артемкина. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 10. – С. 43– 46. – ISSN 2307-180X.

25. Ахмед, Н. Н. А. Ирак: основные проблемы современного развития и пути их преодоления / Н. А. Ахмед Надир. – Текст: непосредственный // Инновационная экономика. – 2021. – № 2(27). – С. 13–24.

26. Ахмед, Н. Н. А. Экономика Ирака: возможности восстановления в условиях экономических санкций / Н.Н.А. Ахмед. – Текст: непосредственный // Россия и Азия. – 2021. – № 3 (17). – С. 24–32.

27. Бабаева, Ж. Р. ESG-рейтинги российских нефтегазовых компаний / Ж. Р. Бабаева. –

Текст: непосредственный // Вестник ИПБ (Вестник профессиональных бухгалтеров). – 2022. – № 2. – С. 34–40.

28. Балабанов, И. Т. Риск-менеджмент: учебник / И.Т. Балабанов. – М.: Финансы и статистика, 1996. – 192 с. – Текст: непосредственный.

29. Бахишева, В. В. Конкурентоспособность российских нефтегазовых компаний / В.В. Бахишева, Т. Ю. Литвинова, Д. Р. Авилова, А. О. Большева. – Текст: непосредственный // Современное состояние и перспективы развития современной экономики: Сборник статей Международной научно-практической конференции, Петрозаводск, 30 июня 2022 года. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская И.И.), 2022. – С. 74–79.

30. Бернулли, Я. О законе больших чисел / Пер. с лат. - М.: Наука, 1986. - 176 с. – Текст: непосредственный.

31. Биржевая торговля энергоресурсами: истоки и развитие: монография / А. А. Конопляник, И. Д. Альков, П. Б. Катюха, М. М. Козеняшева [и др.]. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – 6,12 Мб. – Электрон. дан. – 1 CD-ROM; программа для чтения pdf- файлов. – Загл. с этикетки диска. – ISBN 978-5-91961-459-3. – Текст: электронный.

32. Богаткина, Ю. Г. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов: Монография / Ю.Г. Богаткина, И.А. Пономарева, Н. А. Еремин – М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с. – Текст: непосредственный.

33. Борисов, М. Г. Энергетический переход и глобальное потепление / М. Г. Борисов. – Текст: непосредственный // Восточная аналитика. – 2021. – № 3. – С. 7-18.

34. Буров, К. О. Вертикальная интеграция промышленных компаний как фактор, сглаживающий влияние волатильности в экономике / К. О. Буров, А. Ф. Шуплецов. – Текст: непосредственный // Известия Байкальского государственного университета. – 2022. – Т. 32. – № 2. – С. 302–314.

35. Бусыгин, Ю. Н. Принятие инвестиционных решений на основе NPV-критерия, описываемых показателями, имеющими интервальный вид / Ю. Н. Бусыгин. – Текст: непосредственный // Интеллектуальный капитал и цифровая трансформация общества: сборник научных статей Минского филиала РЭУ им. Г. В. Плеханова. – Минск: Белорусский государственный аграрный технический университет, 2022. – С. 89–100.

36. Бушуев, В. В., Конопляник, А. А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз / В. В. Бушуев, А. А. Конопляник, Я. М. Миркин и др. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 344 с – Текст: непосредственный.

37. Василенко, Н. В. Инфраструктура нефтяной промышленности Ирака: состояние, проблемы path dependence и новые вызовы / Н. В. Василенко, Т. А. О. Аль Саади. – Текст: непосредственный // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2021. – № 12-1. – С. 20–28.
38. Василенко, Н. В. Место и роль государственного регулирования среди факторов развития инфраструктуры нефтяной промышленности Ирака / Н. В. Василенко, Т. А. О. Аль Саади. – Текст: непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2021. – № 1(126). – С. 143–146.
39. Веденеев, И. Н. Спор о бюджете: проблема финансирования курдской автономии Ирака на современном этапе / И. Н. Веденеев. – Текст: непосредственный // Мусульманский Ближний и Средний Восток: современные процессы, история и историография: сб. ст. – М.: Институт востоковедения РАН, 2021. – С. 238-245.
40. Галлямова, Д. Х. Современные вызовы и перспективы развития мирового рынка нефти / Д. Х. Галлямова, М. В. Шинкевич. – Текст: непосредственный // Управление устойчивым развитием. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 20–25.
41. Доклад о мировых инвестициях 2021. – Geneva: UN, 2021. – 55 p. – Текст: непосредственный.
42. Евсеева, О. В. Влияние новейшего геополитического фактора на мировой рынок нефти / О. В. Евсеева. – Текст: непосредственный // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2022. – Т. 2. – № 6(126). – С. 105–115.
43. Евсеева, О. В. Влияние пандемии на долгосрочные прогнозы мирового рынка нефти / О. В. Евсеева. – Текст: непосредственный // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2022. – Т. 1. – № 1(121). – С. 54–75.
44. Ещенко, А. В. Оценка ESG-стратегий российских и зарубежных нефтегазовых компаний / А. В. Ещенко, Д. А. Косякова. – Текст: непосредственный // Экономика и управление в машиностроении. – 2022. – № 1. – С. 48–54.
45. Жуков, С.В. Страны АТР – ведущий мировой центр спроса на углеводороды / С.В. Жуков, О.Б. Резникова. – Текст: непосредственный // ЭКО – 2021. – № 9. – С. 8–20.
46. Имамов, Р. Р. Разработка теоретико-прикладного инструментария оценки инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности с учетом рисков факторов : специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями и комплексами - промышленность» : диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Рустам Рафкатович Имамов; ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет». – Пермь, 2015. – 265 с. – Библиогр.: с. 68–129. Текст: непосредственный.

47. Ирак. Геологическое строение, нефтегазоносность и состояние нефтегазовой промышленности, обработка и интерпретация сейсмических материалов по лицензионным блокам в южной и центральной частях Западной Пустыни, оценка прогнозных ресурсов нефти и газа // ООО «Совгеоинфо», 2009. – 158 с. – Текст: непосредственный.

48. Катюха, П. Б. Рынок энергоресурсов: Учебник / П. Б. Катюха. – Москва: ООО "Издательство "КноРус", 2021. – 300 с. – Текст: непосредственный.

49. Киреева, Д. Н. Развитие конкурентных преимуществ корпорации: использование ресурсной теории / Д. Н. Киреева. – Текст: непосредственный // Финансовый вектор экономического развития: угрозы и перспективы в контексте пандемии Covid-19: межвузовский сборник научных трудов молодых ученых. – Москва: Издательство "Перо", 2021. – С. 112–116.

50. Кириченко, О. С. Моделирование бизнес-процессов в топливно-энергетическом комплексе / О. С. Кириченко, А. В. Шаркова. – Москва: Дашков, 2021. – 88 с. – Текст: непосредственный.

51. Кириченко, О. С. Налоговые изменения в нефтегазовой отрасли: введение налога на дополнительный доход / О. С. Кириченко, О. С. Михайлова. – Текст: непосредственный // Сб. докладов III науч.-тех. конф. "Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России", Москва, 24–26 сент. 2019 г. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 268.

52. Кириченко, О. С. Подходы к оценке уровня диверсифицированности компаний топливно-энергетического комплекса / О. С. Кириченко, Ю. А. Назарова, Е. А. Кропина. – Текст: непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 12 (113). – С. 917–922.

53. Книппель, А. Инвестиционный потенциал российских нефтегазовых компаний в условиях экономического кризиса / А. Книппель, И. Чеховская. – Текст: непосредственный // Общество и экономика. – 2021. – № 4. – С. 105–114.

54. Ковалева, Н. А. Анализ методик оценки инвестиционного климата и инвестиционной привлекательности региона / Н. А. Ковалева, Н. А. Мартиросова. – Текст: непосредственный // Вектор экономики. – 2018. – № 7(25). – С. 15.

55. Козеняшева, М. М. К вопросу о процессе цифровизации современного нефтегазового бизнеса / М. М. Козеняшева. – Текст: непосредственный // сб. докладов III науч.-технич. конф. "Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России", Москва, 24–26 сент. 2019 г. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 306.

56. Козеняшева, М. М. Понятие "энергопереход" на современном этапе трансформации мировой экономики / М. М. Козеняшева, Р. Д. Мингалеева. – Текст: непосредственный // Economic Sciences. – 2022. – № 215. – С. 249–257.

57. Козеняшева, М. М. Развитие отечественной нефтяной отрасли в условиях трансформации мирового энергетического рынка / М. М. Козеняшева. – Текст: непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2023. – № 3 (219). – С. 44-50.

58. Козеняшева, М. М. Управляемые и неуправляемые риски в нефтяной отрасли / М. М. Козеняшева. – Текст: непосредственный // Экономические науки. – 2018. – № 163. – С. 55-61.

59. Кокорев, А. С. Факторы конкурентоспособности и финансовой устойчивости компании / А.С. Кокорев. – Текст: непосредственный // Московский экономический журнал. – 2020. – № 9. – С. 503–509.

60. Корабейников, И. Н. Риск-менеджмент: учебное пособие / И.Н. Корабейников, О.С. Смотрина, Л.Ю. Бережная; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 172 с. – Текст: непосредственный.

61. Корнилова, А. Д. Влияние пандемии на динамику инвестиционных процессов / А.Д. Корнилова, Е. П. Акри, К. Ю. Доладов. – Текст: непосредственный // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2022. – № 3-1. – С. 42–47.

62. Коробов, А. А. Геополитическая неопределенность и ее влияние на глобальные товарно-сырьевые рынки / А. А. Коробов. – Текст: непосредственный // Среднерусский вестник общественных наук. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С. 175–192.

63. Коробов, А. А. Специфика формирования биржевых цен на нефть в периоды эскалации напряженности на Ближнем и Среднем Востоке / А. А. Коробов. – Текст: непосредственный // Среднерусский вестник общественных наук. – 2020. – Т. 15. – № 1. – С. 221–241.

64. Кошкина, А. А. Особенности управления рисками при реализации инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли / А. А. Кошкина. – Текст: непосредственный // Общественные и экономические науки. Студенческий научный форум: сборник статей по материалам XXXVII студенческой международной научно-практической конференции, Москва, 07 апреля 2021 года. – Москва: ООО "Международный центр науки и образования", 2021. – С. 38–51.

65. Крылов, Г. Л. Проблема конституционного разграничения полномочий между федеральным центром и курдской автономией и её влияние на внешнеполитические и внешнеэкономические связи Ирака / Г. Л. Крылов. – Текст: непосредственный // Экономические, социально-политические, этноконфессиональные проблемы афро-азиатских стран [Текст]: сб. ст. – М.: Институт востоковедения РАН, 2022. – С. 191-203.

66. Кудрин, Г. М. Российские нефтегазовые компании на Ближнем Востоке: проекты и перспективы сотрудничества / Г. М. Кудрин. – Текст: непосредственный // Актуальные проблемы современной экономики: экономическое развитие в условиях цифровой экономики: Сборник

научных работ молодых исследователей. Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена, институт экономики и управления. – Санкт-Петербург: КультИнформПресс, 2021. – С. 166–171.

67. Кудрин, Г. М. Российско-иракское сотрудничество в нефтегазовой сфере: проекты российских компаний / Г. М. Кудрин. – Текст: непосредственный // Вопросы студенческой науки. – 2020. – № (41). – С. 353–358.

68. Кузнецов, А. В. Глава 6. Феноменология глобализации / А. В. Кузнецов // Мегатренды: Основные траектории эволюции мирового порядка в XXI веке: Учебник / Под. ред. Т.А. Шаклеиной, А. А. Байкова. – М.: ООО Издательство "Аспект Пресс", 2022. – С. 105–120. – Текст: непосредственный.

69. Курочкина, А. А. Развитие энергетической инфраструктуры Республики Ирак / А.А. Курочкина, А. М. М. Мохаммад. – Текст: непосредственный // Глобальный научный потенциал. – 2021. – № 127. – С. 224–227.

70. Ларина, А. С. Российские ТНК на мировой арене: современные проблемы и перспективы / А. С. Ларина, М. В. Шишкина. – Текст: непосредственный // Modern Science. – 2022. – № 2. – С. 86–91.

71. Леонтьева, Л. С. Определение устойчивости портфеля проектов предприятий нефтегазового сектора экономики к внешним факторам / Л. С. Леонтьева, Е. Б. Макарова. – Текст: непосредственный // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2021. – № 1 – С. 32–40.

72. Линник, Ю. Н. Прогнозирование цен на энергоресурсы / Ю. Н. Линник, В. Ю. Линник. – М.: ООО "Издательство "КноРус", 2021. – 316 с. – Текст: непосредственный.

73. Литвинова, В. В. Инвестиционная привлекательность и инвестиционный климат региона: монография / В. В. Литвинова. – М.: Финансовый университет, 2013. – 116 с. – Текст: непосредственный.

74. Луман, Н. Понятие риска / Н. Луман. – Текст: непосредственный // Альманах THESIS. – 1994. – № 5. – С. 135–160.

75. Макареня, Т. А. Макроэкономические показатели развития Ирака: анализ и тенденции развития / Т.А. Макареня, А. А.-У. А. И. Хусейн. – Текст: непосредственный // Государственное и муниципальное управление. Ученые записки. – 2022. – № 1. – С. 64–69.

76. Малова, Т. А. Мировой рынок нефти: поиск равновесия в условиях новой «Нефтяной» реальности / Т.А. Малова, В.И. Сысоева. – Текст: непосредственный // Вестник МГИМО. – 2016. – № 6 (51). – С. 115–124.

77. Мамаева, М. А. Влияние картеля ОПЕК на мировой рынок нефти / М.А. Мамаева. – Текст: непосредственный // Теория права и межгосударственных отношений. – 2022. – Т. 2. – № 9 (21). – С. 170–175.

78. Мамедов, Р. Ш. Системные интересы России в Арабском Машрике: нефть и газ Ирака и Сирии / Р.Ш. Мамедов, В.А. – М.: НП РСМД, 2019. – 32 с. – Текст: непосредственный.

79. Масленников, А. О. Экосистема бенчмарков в развитии мирового рынка нефти: специальность 08.00.14 «Мировая экономика»: диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Александр Оскарович Масленников; ФГБНУ «Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова РАН». – Москва, 2020. – 231 с. – Библиогр.: с. 133–145. Текст: непосредственный.

80. Мастепанов, А. М. Анализ внешних и внутренних условий развития нефтегазового комплекса России / А.М. Мастепанов. – Текст: непосредственный // Россия: тенденции и перспективы развития. – 2020. – № 15 (1). – С. 318–325.

81. Мастепанов, А. М. Об основных задачах российской экономики в условиях глобальной трансформации / А.М. Мастепанов. – Текст: непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2022. – № 7 (211) – С. 5–7.

82. Мастепанов, А. М. Энергетическая безопасность в период геополитической и экономической неопределенности / А. М. Мастепанов. – Текст: непосредственный // Бурение и нефть. – 2022. – № 1. – С. 6–9.

83. Механизмы экономического, финансового и налогового регулирования нефтегазового рынка в России / О. С. Кириченко, Р. М. Романов, Е. А. Лемм [и др.]. – Москва : Дашков и К", 2021. – 166 с. – Текст: непосредственный.

84. Мигел, А.А. Состояние мирового рынка нефти: изменения и запас прочности / А.А. Мигел, В.И. Осипов. – Текст: непосредственный // Экономика и бизнес: теория и практика. – 2022. – № 5-2 (87) – С. 177–179.

85. Миловидов, К. Н. Мировые инвестиции в нефтегазовый сектор апстрим / К.Н. Миловидов. – Текст: непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 2 (170). – С. 46-54.

86. Миловидов, К. Н. Роль ESG в период энергоперехода / К. Н. Миловидов, И. А. Халидов. – Текст: непосредственный // Микроэкономика. – 2021. – № 3. – С. 45-56.

87. Мировой рынок нефти в процессе перемен / Под ред. С. В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2017. – 118 с. – Текст: непосредственный.

88. Митрахович, С. П. Факторы риска на мировом рынке энергоресурсов: санкции, геополитика и российский энергосектор. Актуальные интервью / С. П. Митрахович, М.Р. Салихов, И.В. Юшков. – Текст: непосредственный // Геоэкономика энергетики. – 2022. – № 1 (17). – С. 6–33.

89. Моисеева, Л. Л. Эволюция дефиниция «конкурентного преимущества»: исторические аспекты развития / Л. Л. Моисеева. – Текст: непосредственный // Результаты современных научных исследований: Материалы Международной научно-практической конференции. В 2-х частях, Саранск, 20–21 апреля 2021 года / Редколлегия: Р.Р. Хайров (отв. ред.) [и др.]. – Саранск: Типография "Рузаевский печатник", 2021. – С. 117–122.

90. Мохаммед, И. М. М. Возможности использования контракта о разделении риска для хеджирования колебаний цен на сырую нефть в Ираке / И. М. М. Мохаммед. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2021. – № 11. – С. 22–31.

91. Мухесин, А.-Ч. М. Р Развитие международных нефтедобывающих корпораций в условиях глобальной конкуренции (на примере российских компаний в Республике Ирак): специальность 08.00.14 «Мировая экономика»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук/ Аль-Чабави Мохаммед Ради Мухесин; ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». – Казань, 2021. – 27 с.: ил. – Библиогр.: с. 16–20. – Место защиты: ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». – Текст: непосредственный.

92. Найт, Ф. Х. Риск, неопределенность и прибыль / Пер. с англ. – М.: Дело, 2003. – 360 с. – Текст: непосредственный.

93. Озмаян, М. С. Российско-иракское торгово-экономическое сотрудничество в период COVID-19 / М. С. Озмаян. – Текст: непосредственный // Восточная аналитика. – 2021. – № 3. – С. 19–28.

94. Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 года. Обзор. – Москва: ПАО «НК «ЛУКОЙЛ», 2017. – 88 с. – Текст: непосредственный.

95. Павловская, А. В. Диагностика эффективности предприятий нефтегазового сектора российской экономики / А. В. Павловская, Г. Н. Лепке. – Текст: непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2022. – № 5 (209). – С. 30–36.

96. Паньков, В. С. Глобализация экономики: сущность, проявления, вызовы и возможности для России / В. С. Паньков. – Ярославль: Изд. дом «Верхняя Волга», 2009. – 368 с. – Текст: непосредственный.

97. ПАО «Газпром» годовой отчет 2021. – М.: ПАО «Газпром», 2022. – 155 с. – Текст: непосредственный.

98. ПАО «Газпром нефть» – годовой отчет 2020. – М.: ПАО «Газпром нефть», 2021. – 235 с. – Текст: непосредственный.

99. ПАО «Зарубежнефть» – интегрированный отчет 2020. – М.: ПАО «Зарубежнефть», 2021. – 280 с. – Текст: непосредственный.

100. ПАО «НК «Лукойл» – годовой отчет 2021. – М.: ПАО «Лукойл», 2022. – 144 с. – Текст: непосредственный.

101. ПАО «НК «Роснефть» годовой отчет 2021. – М.: ПАО «НК» Роснефть», 2022. – 99 с. – Текст: непосредственный.

102. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с. – Текст: непосредственный.

103. Петров, З. П. Диверсификация деятельности российских нефтегазовых транснациональных компаний в эпоху четвертого энергетического перехода / З.П. Петров. – Текст: непосредственный // Colloquium-journal. – 2021. – № 14-1 (101). – С. 8–9.

104. Петрученя, И. В. Управление рисками: учебное пособие / И.В. Петрученя, Е.А. Острикова. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2022. – 168 с. – Текст: непосредственный.

105. Полаева, Г. Б. Возможности сохранения глобальной конкурентоспособности российских нефтегазовых компаний на основе цифрового управления проектами в области энергетического перехода / Г.Б. Полаева, Е. В. Зубарев. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2021. – № 11. – С. 204–210.

106. Полякова, П. М. Анализ ESG - трансформации российских компаний нефтегазовой отрасли / П. М. Полякова, А. В. Малков, Н. А. Рудакова. – Текст: непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. – 2022. – Т. 36. – № 1 (250). – С. 78–81.

107. Попова, И. М. Роль геополитических факторов в формировании мирового нефтяного рынка. Анализ и систематизация литературы / И. М. Попова. – Текст: непосредственный // Вестник международных организаций. – 2020. – Т. 15. – № 3. – С. 282–306.

108. Портер М. Конкурентное преимущество: Как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость / Майкл Портер. Пер. с англ. – М: Альпина Паблишер, 2020. – 945 с. – Текст: непосредственный.

109. Провоторов, И. А. Управление рисками инвестиционно-строительных проектов нефтегазового комплекса на современном этапе / И.А. Провоторов, А.А.Х. Аль Саеди, М.З.Т. Мохаммедамин. – Текст: непосредственный // FES: Finance, Economy, Strategy. – 2021. – Т. 18. – № 9. – С. 36–41.

110. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина ИНЭИ РАН – Московская школа управления СКОЛКОВО. – М.: ИНЭИ РАН, 2019. – 210 с. – Текст: непосредственный.

111. Разумнова, Л. Л. Трансформация мирового рынка нефти в условиях финансовой глобализации: специальность 08.00.14 «Мировая экономика»: диссертация на соискание ученой

степени доктора экономических наук / Людмила Львовна Разумнова; МГУ им. М.В. Ломоносова. – Москва, 2010. – 299 с. – Текст: непосредственный.

112. Родионова, М. Е. Энергетика в современном мире / М.Е. Родионова, И.В. Юшков, С.П. Митрахович [и др.]. – 2-е издание, перераб. и доп. – М.: ООО "Издательство "КноРус", 2021. – 534 с. – Текст: непосредственный.

113. Ромашкин, Т. В. Становление и развитие ТНК в условиях глобализации / Т.В. Ромашкин. – Саратов: ООО Издательский центр «Наука», 2016. – 160 с. – Текст: непосредственный.

114. Рукина, Е. И. Состояние топливно - энергетического комплекса. Перспективы использования ВИЭ в контексте энергетического перехода / Е.И. Рукина, Е.Е. Крыленко, Г.Н. Курдюкова [и др.]. – Текст: непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2022. – № 1 (138). – С. 261–268.

115. Русакович, В. И. Не нефтью единой. Диверсификация национальных экономик стран ССАГПЗ / В.И. Русакович. – Текст: непосредственный // Азия и Африка сегодня. – 2017. – № 2. – С. 33–40.

116. Семенова, Т. Ю. Обеспечение экономического развития газовой отрасли Ирака / Т.Ю. Семенова, А.С. Аль- Дирави. – Текст: непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2022. – № 4. – С. 28–32.

117. Сеньковская, Д. А. Участие США в отношениях между Россией и Евросоюзом на рынке энергоресурсов / Д. А. Сеньковская. – Текст: непосредственный // Хроноэкономика. – 2022. – № 2(36). – С. 123–130.

118. Сидоренко, Г. Г. Теоретические основы вероятностной оценки рисков компании, занимающейся добычей и реализацией нефтегазовых продуктов / Г.Г. Сидоренко, Д.С. Термосесов. – Текст: непосредственный // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2021. – Т. 11. – № 12-1. – С. 568–577.

119. Сторожев, А. С. Тенденции развития мирового рынка нефти и газа: новая система отношений в постковидном мире / А.С. Сторожев. – Текст: непосредственный // Геоэкономика энергетики. – 2022. – № 1 (17). – С. 34–46.

120. Сухецкий, С. П. Нефтяной Бизнес: влияние налоговой нагрузки на инвестиционный процесс / С.П. Сухецкий. – 3-е изд. – М.: УРСС, 2009. – 132с. – Текст: непосредственный.

121. Телегина Е.А. Изменение мирового порядка и энергетический мир: риски и возможности для России (по материалам конференции) / Е.А. Телегина, Г.О. Халова, А.М. Мастепанов [и др.]. – Текст: непосредственный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2022. – № 6 (210). – С. 62–74.

122. Телегина, Е. А. Геоэкономические и геополитические вызовы энергетического перехода. Последствия для мировой экономики / Е. А. Телегина, Г.О. Халова. – Текст: непосредственный // Мировая экономика и международные отношения. – 2022. – Т. 66. – № 6. – С.26–34.

123. Ткаченко, М. Ф. Российские нефтегазовые компании в странах арабского Востока / М.Ф. Ткаченко. – Текст: непосредственный // Геоэкономика энергетики. – 2021. – Т. 15. – № 3. – С. 66–83.

124. Толкунова, Е. В. Комплексный подход к оценке экономической эффективности нефтегазовых проектов и управлению рисками / Е.В. Толкунова, Е.В. Изотова. – Текст: непосредственный // Управление рисками - современные вызовы: сборник научных трудов III Межвузовской научно-практической конференции ученых, специалистов и студентов, посвященной празднованию Дня рождения факультета комплексной безопасности ТЭК в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 25 февраля 2022 года. – Москва: «Издательско-торговый Дом «ПЕРСПЕКТИВА», 2022. – С. 223– 232.

125. Томберг, И. Р. Глава 15. Мировые энергетические тренды / И. Р. Томберг. – Текст: непосредственный // Мегатренды: Основные траектории эволюции мирового порядка в XXI веке: Учебник / Под. ред. Т. А. Шаклеиной, А. А. Байкова. – М.: ООО Издательство "Аспект Пресс", 2022. – С. 284–306.

126. Халидов, И. А. Большие данные и цифровые месторождения в российских нефтегазовых компаниях / И. А. Халидов, К. Н. Миловидов. – Текст: непосредственный // Микроэкономика. – 2018. – № 5. – С. 82-88.

127. Халова, Г. О. Перспективы международного экономического сотрудничества после кризиса 2020 года: пути к новому равновесию / Г. О. Халова, Н. И. Иллерицкий. – Текст: непосредственный // Вестник РГГУ. Серия: Экономика. Управление. Право. – 2020. – № 3. – С. 112–121.

128. Хаммел Г. Конкурируя за будущее. Создание рынков завтрашнего дня / Г. Хаммел, К.К. Прахалад. – М.: Олимп-Бизнес, 2014. – 288 с. – Текст: непосредственный.

129. Хасбулатов Р. И. Международные экономические отношения: учебник для бакалавров / Р.И. Хасбулатов. — М.: Издательство Юрайт, 2014. — 910 с. – Текст: непосредственный.

130. Хассун, А. Х. Х. И. Перспективы восстановления и развития нефтегазовой отрасли Ирака: специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством», 08.00.14 «Мировая экономика»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Аль Халиди Хайдер Ибрагим Хассун; ФГАОУ ВО «Российский

университет дружбы народов». – Москва, 2019. – 26 с : ил. – Библиогр.: с. 13–24. – Место защиты: ФГАОУ ВО МГИМО, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов». – Текст: непосредственный.

131.Хейфец, Б. А., Чернова, В. Ю. Новый глобальный экономический кризис: как изменится глобализация? / Б.А. Хейфец, В.Ю. Чернова. – Текст: непосредственный // Контуры глобальных трансформаций. – 2020. – № 13 (4). – С. 34–52.

132.Худякова, О. Ю. Современные тренды развития мирового рынка нефти / О.Ю. Худякова, А.М. Исмаилова. – Текст: непосредственный // Научные междисциплинарные исследования: сборник статей XV Международной научно-практической конференции, Саратов, 10 июня 2021 года. – Москва: “КДУ”, “Добросвет”, 2021. – С. 143–150.

133.Чубуков, М. Ю. Угледородная отрасль Курдского региона Ирака / М.Ю. Чубуков. – Текст: непосредственный // Азия и Африка сегодня. – 2021. – № 2. – С. 57–63.

134.Шапкин, А. С. Теория риска и моделирование рисков ситуаций / А.С. Шапкин, В.А. Шапкин. – 9-е изд. – Москва: Издательско-торговая корпорация "Дашков и К", 2022. – 880 с. – Текст: непосредственный.

135.Шкваря, Л. В. Иракский Курдистан: нефть, газ и развитие / Л.В. Шкваря. – Текст: непосредственный // Россия и Азия. – 2017. – № 4. – С. 11–22.

136.Шкваря, Л. В. Экономика Ирака и необходимость диверсификации и цифровизации / Л. В. Шкваря, Н. Н. А. Ахмед. – Текст: непосредственный // Горизонты экономики. – 2022. – № 2 (68). – С. 85–91.

137.Юрьева, Л. В. Основные методы управления рисками на предприятиях / Л.В. Юрьева. – Текст: непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2019. – № 4. – С. 131–136.

138. Annual Energy Outlook. – US Energy Information Administration, 2021. – 81 p. – Текст: непосредственный.

139.Artemkina, L. R. The model of upstream investment portfolio in the mature regions / L. R. Artemkina, N. Y. Sopilko, O. Y. Myasnikova, I. U. Eremina, N. V. Bondarchuk, S. V. Shamsheev. – Text: electronic // International Journal of Energy Economics and Policy. – URL: <https://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/7965/4420> – 2019. – № 9 (4). – P. 173– 180.

140. Assessment of the Labour Market & Skills Analysis Iraq and Kurdistan Region-Iraq. Informal Sector. – UNESCO, 2019. – 107 p. – Текст: непосредственный.

141.Barney, J. B. Firm resources and sustained competitive advantage / J.B. Barney. – Текст: непосредственный // Journal of management – 1991. – Vol. 17. – № 1. – P. 99–120.

142. Boga S. Determinants of foreign direct investment: A panel data analysis for sub-Saharan African countries / S. Boga. – Текст: непосредственный // *Emerging Markets Journal*. – 2019. – Vol. 9. – P. 80–87.

143. Borgonovo, E. Sensitivity analysis: A review of recent advances / E. Borgonovo, E. Plischke. – Текст: непосредственный // *European Journal of Operational Research* – 2016. – Vol. 248. – № 3. – P. 869–887.

144. BP Annual report 2020. – Uckfield: Pureprint Group, 2021. – 396 p. – Текст: непосредственный.

145. BP Statistical Review of World Energy 2022. – London: Whitehouse Associates, 2022. – 57 p. – Текст: непосредственный.

146. Cardona-Meza, L. S. Modeling and Simulation of Project Management through the PMBOK Standard Using Complex Networks. / L.S. Cardona-Meza, G. Olivar-Tost. – Текст: непосредственный // *Complexity*. – 2017. – № 4. – P. 1–12.

147. Chen, H. Impacts of OPEC's Political Risk on the International Crude Oil Prices: An Empirical Analysis Based on the SVAR Models / H. Chen, H. Liao, B.-J. Tang, Y.-M. Wei. – Текст: непосредственный // *Energy Economics*. – 2016. – № 57. – P. 42–49.

148. Chevron Annual report 2020. – Anaheim, California: Advantage ColorGraphics, 2021. – 104 p. – Текст: непосредственный.

149. Cordesman, A. H. Iraq: Sanctions and beyond / A.H. Cordesman, A. S. Hashim. – New York: Routledge, 2018. – 417 p. – Текст: непосредственный.

150. Dodge, T. Politically sanctioned corruption and barriers to reform in Iraq / T. Dodge, R. Mansour // *The Royal Institute of International Affairs*. – London, 2021. – 33 p. – Текст: непосредственный.

151. Doori, R. N. H. A. Nine investment laws in Iraq and their role in attracting foreign investment / R. N. H. A. Doori, A. S. Kareem, A. A. Rafea. – Текст: непосредственный // *Review of International Geographical Education Online*. – 2021. – Vol. 11. – № 5. – P. 4010–4017.

152. Eni Annual report 2020. – Rome: Tipografia Facciotti, 2021. – 376 p. – Текст: непосредственный.

153. Exxon Mobil Annual report 2020. – Irving: Exxonmobil publication, 2021. – 148 p. – Текст: непосредственный.

154. Fragile states index annual report 2022. – Washington: The Fund for Peace, 2022. – 53 p. – Текст: непосредственный.

155. Glasgow Climate Pact // *The UN Climate Change Conference (COP26)*, Glasgow – 2021. – P.11 – Текст: непосредственный.

156. Global innovation index 2022. What is the future of innovation-driven growth? – Geneva: WIPO, 2022. – 89 p. – Текст: непосредственный.
157. Global Investments in R&D. – Montreal: UNESCO Institute for Statistics, 2020. – 9 p. – Текст: непосредственный.
158. Gusov, A. Z. Increasing the social responsibility of oil and gas companies in the context of the green economy formation: Russian and Western experience / A.Z. Gusov, E.V. Lylova, E.V. Kolganova, M.M. Eyeberdiyeva. – Текст: непосредственный // MIR (Modernization. Innovation. Research). – 2022. – Vol. 13. – № 2. – P. 304–321.
159. Ismael, T. Y. Iraq in the twenty-first century: regime change and the creation of a failed state / T. Y. Ismael, J. S. Ismael. – New York: Routledge, 2015. – 310 p. – Текст: непосредственный.
160. Jassim, T. L. The influence of oil prices, licensing and production on the economic development: an empirical investigation of Iraq economy / T. L. Jassim. – Текст: непосредственный // AgBioForum. – 2021. – Vol. 23. – № 1. – P. 1–11.
161. Kastro, A. B. Conceptual Problems in the Use of Risk-Adjusted Discount Rate for Risky Negative Cash Flows. / A. B. Kastro, N. Kulakov. – Текст: непосредственный // Journal of Corporate Finance Research. – 2021. – № 15 (1). – P. 67–76.
162. Khamphengvong, V. Inflow determinants of foreign direct investment / V. Khamphengvong, E. Xia, K. Srithilat. – Текст: непосредственный // Human Systems Management. – 2018. – Vol. 37. – № 1. – P. 57–66.
163. Kirichenko, O. S. Diversification of Russian oil and gas upstream companies / O. S. Kirichenko, A. A. Komzolov, T. V. Kirichenko [et al.]. – Текст: непосредственный // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2020. – Vol. 10. – № 3. – P. 112–118.
164. Langley, K. M. Iraq: Some Aspects of the Economic Scene / K. M. Langley. – New York: Routledge, 2014. – P. 123. – Текст: непосредственный.
165. Makarov, A. A. Long-term development of the global energy sector under the influence of energy policies and technological progress / A. A. Makarov, T. A. Mitrova, V. A. Kulagin // Russian Journal of Economics. – 2020. – Vol. 6. – № 4. – P. 347–357. – Текст: непосредственный.
166. Maugeri, L. The Global Oil Market: No Safe Haven for Prices. Belfer Center for Science and International Affairs / L. Maugeri. – Harvard Kennedy School, 2016. – 30 p. – Текст: непосредственный.
167. New Energy Outlook. – New York: Bloomberg Finance, 2021 – 16 p. – Текст: непосредственный.
168. Oil and Gas Bid Round Outlook. – Dublin: Berkshire Hathaway, 2022. – 72 p. – Текст: непосредственный.

- 169.Oil Market Report 2021. – London: Argus Print Media Limited, 2021. – 81 p. – Текст: непосредственный.
- 170.OPEC Annual Statistical Bulletin, 2022. – Vienna: OPEC, 2022. – 96 p. – Текст: непосредственный.
- 171.OPEC – World Oil Outlook 2045. – Vienna: OPEC, 2022. – 313 p. – Текст: непосредственный.
- 172.Osintseva, M. A. Influence of oil factor on economic growth in oil-exporting countries / M.A. Osintseva. – Текст: непосредственный // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2022. – Vol. 12. – № 1. – P. 217–224.
- 173.Phadermrod, B. Mining survey data for SWOT analysis / B. Phadermrod / University of Southampton // Doctoral Thesis, 2016. – 256 p. – Текст: непосредственный.
- 174.Royal Dutch Shell Annual report 2020. – London: Shell Centre, 2021. – 336 p. – Текст: непосредственный.
- 175.Salygin, V. I. Defining Major Oil and Gas Companies' Development Strategies in the Era of Energy Transition / V. I. Salygin, D. S. Lobov. – Текст: непосредственный // MGIMO Review of International Relations. – 2021. – Vol. 14. – № 5. – P. 149–166.
- 176.The energy transformation scenarios. – London: Shell plc, 2021 – 103 p. – Текст: непосредственный.
- 177.Total Energies Annual report 2020. – London: Emperor, 2021. – 540 p. – Текст: непосредственный.
- 178.World Economic League Table 2022. – London: CEBR, 2022. – 237 p. – Текст: непосредственный.
- 179.World Economic Outlook - October 2022. – Washington: IMF, 2022. – 166 p. – Текст: непосредственный.
- 180.World Energy Outlook 2022. – Paris: IEA Publications, 2022. – 522 p. – Текст: непосредственный.
- 181.Li, B. Oil prices and geopolitical risks: What implications are offered via multi-domain investigations? / B. Li, C-P. Chang, Y. Chu, B. Sui. – Текст: непосредственный // Energy and Environment. – 2019. – Vol. 31. – № 3. – P. 492–516.
- 182.Saudi Aramco prospectus. Subject to completion preliminary international offering circular // Saudi Arabian Oil Co. – Dhahran, 2019. – 658 p. – Текст: непосредственный.
- 183.Tocar S. Determinants of foreign direct investment / S. Tocar. – Текст: непосредственный // Review of Economic and Business Studies. – 2018. – № 1. – P. 165–196.
- 184.Wernerfelt, B. A resource-based view of the firm: Ten years after / B. Wernerfelt. – Текст: непосредственный // Strategic management journal. – 1995. – Vol. 20. – № 12. – P. 1087–1108.

185. Wisal, A. H. Reflection of Economic Shocks on the Diversification of Income Sources in Iraq / A. H. Wisal. – Текст: непосредственный // *Developing Country Studies*. – 2017. – Vol. 7. – № 7. – P. 67–72.

186. ОПЕК 60 years and beyond // *Organization of the Petroleum Exporting Countries*. – Vienna, 2020. – Текст: непосредственный.

Электронные ресурсы

187. Барсуков, Ю. А. Компаний в России все меньше и меньше, и все хуже и хуже активы, которые у них остаются. Интервью главы ПАО «Лукойл» В.Ю. Алекперова / Ю.А. Барсуков. – Текст: электронный // *Коммерсантъ* [сайт]. – 2017. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3508459> (дата обращения: 27.12.2022)

188. В Ираке сообщили, что новый НПЗ в Кербеле начнет работу в сентябре 2022 года // Национальная ассоциация нефтегазового сервиса [сайт]. – 2021. – URL: <https://nangs.org/news/downstream/refining/v-irake-soobshtili-cto-novyy-npz-v-kerbele-nachnet-rabotu-v-sentyabre-2022-goda> (дата обращения: 05.05.2022). – Текст: электронный.

189. «Газпром нефть» и Ирак принципиально договорились об изменении условий работы на Бадре // ТАСС [сайт]. – 2021. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/12483733> (дата обращения: 12.12.2022). – Текст: электронный.

190. Глава ОПЕК оценил падение инвестиций в нефтедобычу в \$500 млрд // РБК [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/6407e2d69a79471a3aeb9ac5> (дата обращения: 08.03.2023). – Текст: электронный.

191. Графики и котировки // *Tradingview.com* [сайт]. – 2022. – URL: <https://ru.tradingview.com/> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст: электронный.

192. Давыдов, Д. Г. «Лукойл» попал в ловушку на проекте «Западная Курна-2» / Д.Г. Давыдов. – Текст: электронный // Национальная ассоциация нефтегазового сервиса [сайт]. – 2021. – URL: <https://nangs.org/news/upstream/lukoil-popal-v-lovushku-na-proekte-zapadnaya-kurna-2> (дата обращения: 13.08.2022)

193. Западная Курна-2 // ПАО «Лукойл»: официальный сайт. – URL: <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/Overseas/WestQurna-2> (дата обращения: 23.01.2022). – Текст: электронный.

194. Информационный бюллетень по энергетике: Почему российские нефть и газ так важны? // МЭА: официальный сайт. – 2022. – URL: <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter> (дата обращения: 28.03.2022). – Текст: электронный

195. Интервью генерального директора Gazprom Neft Middle East Сергея Петрова // ПАО «Газпром нефть»: официальный сайт. – 2021. – URL: <https://me.gazprom-neft.ru/press-center/news/26347/> (дата обращения: 21.12.2022). – Текст: электронный.

196.Ирак – доля городского населения // Кноема [сайт]. – 2022. – URL: <https://knoema.ru/> (дата обращения: 21.01.2022). – Текст: электронный.

197.Ирак вынужден закупать иранский газ // Нефтегазовая вертикаль [сайт]. – 2021. – URL: http://www.ngv.ru/news/irak_vynuzhden_zakupat_iranskiy_gaz/?sphrase_id=3911107 (дата обращения: 22.04.2022). – Текст: электронный.

198.Ирак заключил контракты с иностранными компаниями на бурение в нескольких провинциях // Neftegaz [сайт]. – 2021. – URL: <https://neftegaz.ru/news/drill/692902-irak-zaklyuchil-kontrakty-s-inostrannymi-kompaniyami-na-burenie-v-neskolkikh-provintsiyakh-mnogo/> (дата обращения: 16.08.2022). – Текст: электронный.

199.Каталог генерирующих компаний Ирака // Energybase.ru: официальный сайт. – 2022. – URL: https://energybase.ru/generation?CompanyBs5Search%5Bcountry_id%5D=83 (дата обращения: 11.01.2022). – Текст: электронный.

200.Лоскутов, Н. А. Историческое исследование развития концепций управления рисками / Н.А. Лоскутов. – Текст: электронный // История и философия науки [сайт]. – 2019. – URL: <http://econf.rae.ru/article/10032> (дата обращения: 09.12.2022).

201.ЛУКОЙЛ. Пресс-релизы компании: Официальный сайт. Обновляется в течение суток. – URL: <https://lukoil.ru/PressCenter/Pressreleases> (дата обращения: 14.02.2022). – Текст: электронный.

202.«ЛУКОЙЛ» приобретет 50 % в проекте Блок 4 на шельфе Мексики за \$435 млн. // Интерфакс: [сайт]. – 2021. – URL: <https://www.interfax.ru/business/776322> (дата обращения: 07.07.2022). – Текст: электронный.

203.«ЛУКОЙЛ» сократит приобретаемую долю в Шах-Денизе до 9,99 % // Интерфакс: [сайт]. – 2021. – URL: <https://www.interfax.ru/business/808690> (дата обращения: 12.12.2022). – Текст: электронный.

204.Новикова, И. Ю. Инвестиционный потенциал хозяйствующего субъекта в системе основных категорий инвестиций / И.Ю. Новиков. – Текст: электронный // Baikal Research Journal [сайт]. – 2016. – № 5. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/investitsionnyu-potentsial-hozyaystvuyuschego-subekta-v-sisteme-osnovnyh-kategoriy-investitsiy> (дата обращения: 18.02.2023).

205.Обзор экономических показателей Республики Ирак // DataCommons.org [сайт]. – 2022. – URL: https://datacommons.org/place/country/IRQ?utm_medium=explore&mprop=count&popt=Person&hl=ru (дата обращения: 11.03.2022). – Текст: электронный.

206.Рейтинг ТНК «Fortune Global 500» // Fortune [сайт]. – 2021. – URL: <https://fortune.com/global500/> (дата обращения 10.09.2022). – Текст: электронный.

207. Сколько стоит добыча нефти в России // BCS Express [сайт]. – 2021. – URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/2020627080-skol-ko-stoit-dobycha-nefti-v-rossii> (дата обращения: 31.03.2022). – Текст: электронный.

208. На горизонте 10 лет почти вся нефть будет трудноизвлекаемой // Neftegaz.ru. [сайт]. – 2021. – URL: <https://neftegaz.ru/news/gas/710997-p-sorokin-na-gorizonte-10-let-pochti-vsya-neft-budet-trudnoizvlekaemoj/> (дата обращения: 24.11.2022). – Текст: электронный.

209. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.cdu.ru/> (дата обращения 10.03.2022). – Текст: электронный.

210. Экономические отношения с зарубежными странами (кроме СНГ) на двусторонней основе. Правительство Российской Федерации: официальный сайт. – 2022. – URL: <http://government.ru/rugovclassifier/21/events/?country=IQ> (дата обращения: 12.01.2022). – Текст: электронный.

211. Anand, N. Impact of Iraq protests on the oil sector of Iraq / N. Anand. – Текст: электронный // Modern diplomacy [сайт]. – 2023. – URL: <https://moderndiplomacy.eu/2023/01/01/impact-of-iraq-protests-on-the-oil-sector-of-iraq/> (дата обращения: 12.01.2023)

212. Brownlee J. A Gentle Introduction to the Box-Jenkins Method for Time Series Forecasting / J. Brownlee. – Текст: электронный // Machine learning mastery [сайт]. – 2020. – URL: <https://machinelearningmastery.com/gentle-introduction-box-jenkins-method-time-series-forecasting/> (дата обращения: 05.05.2022)

213. Forbes Global 2000 // Forbes [сайт]. – 2022. URL: <https://www.forbes.com/lists/global2000/#638c84135ac0> (дата обращения: 19.05.2022). – Текст: электронный.

214. Global Energy Review 2021 // International Energy Agency [сайт]. – 2021. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/oil> (дата обращения: 21.12.2022). – Текст: электронный.

215. Iraqi Cabinet Approves 5th Round Energy Licences // Iraq Business News [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.iraq-businessnews.com/2023/02/09/iraqi-cabinet-approves-5th-round-energy-licences/> (дата обращения: 09.02.2023). – Текст: электронный.

216. Iraq Labour Force Survey // Central Statistical Organization [сайт]. – 2022. – URL: https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---arabstates/---ro-beirut/documents/publication/wcms_850359.pdf (дата обращения: 09.12.2023). – Текст: электронный.

217. Iraq. The World Bank. World development indicators database: Foreign direct investment // Кноема [сайт]. – 2019. – URL: <https://knoema.ru/WBWDI2019Jan/world-development-indicators-wdi> (дата обращения: 15.03.2022). – Текст: электронный.

218.Iraq: 2022 Article IV consultation-press release and staff report // International Monetary Fund [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2023/075/article-A001-en.xml> (дата обращения: 04.02.2023). – Текст: электронный.

219.Main changes since Energy Outlook 2022 // BP [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/changes-since-energy-outlook-2022.html> (дата обращения: 30.01.2023). – Текст: электронный.

220.Morgan Stanley Capital International. ESG Ratings // MSCI [сайт]. – 2022. URL: <https://www.msci.com/our-solutions/esg-investing/esg-ratings-climate-search-tool/issuer> (дата обращения: 10.04.2022). – Текст: электронный.

221.Oil Market Report - January 2023 // IEA [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2023> (дата обращения: 03.02.2023). – Текст: электронный.

222.Open Budget Survey // Ministry of Finance. Republic of Iraq: official website [сайт]. – 2023. – URL: <http://mof.gov.iq/obs/en/Pages/RVEXChart.aspx> (дата обращения: 03.01.2023). – Текст: электронный.

223.SWOT-анализ с примерами. [сайт]. – 2021. – URL: <http://spark.ru.turbopages.org/spark.ru/s/startup/esputnik/blog/65565/swot-analiz-s-primerami/> (дата обращения: 08.02.2022). – Текст: электронный.

224.The Russia-Ukraine war leads to a downward revision in the outlook for global GDP and energy demand // BP [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/changes-since-energy-outlook-2022.html?sectionSlug=eo23-page3-section2> (дата обращения: 02.02.2023). – Текст: электронный.

225.The White Paper for Economic Reforms: vision and key objectives // Government of Iraq [сайт]. – 2020. – URL: <https://gds.gov.iq/iraqs-white-paper-for-economic-reforms-vision-and-key-objectives/> (дата обращения: 19.01.2022). – Текст: электронный.

226.Transparency International [сайт]. – 2022. – URL: <https://www.transparency.org/> (дата обращения: 21.02.2022). – Текст: электронный.

227.World Economic Outlook. Inflation Peaking amid Low Growth // IMF [сайт]. – 2023. – URL: <https://www.imf.org/en/publications/weo> (дата обращения: 21.02.2023). – Текст: электронный.

Приложение А

(обязательное)

Долгосрочный прогноз ОПЕК мирового спроса на нефть

млн. барр./сут

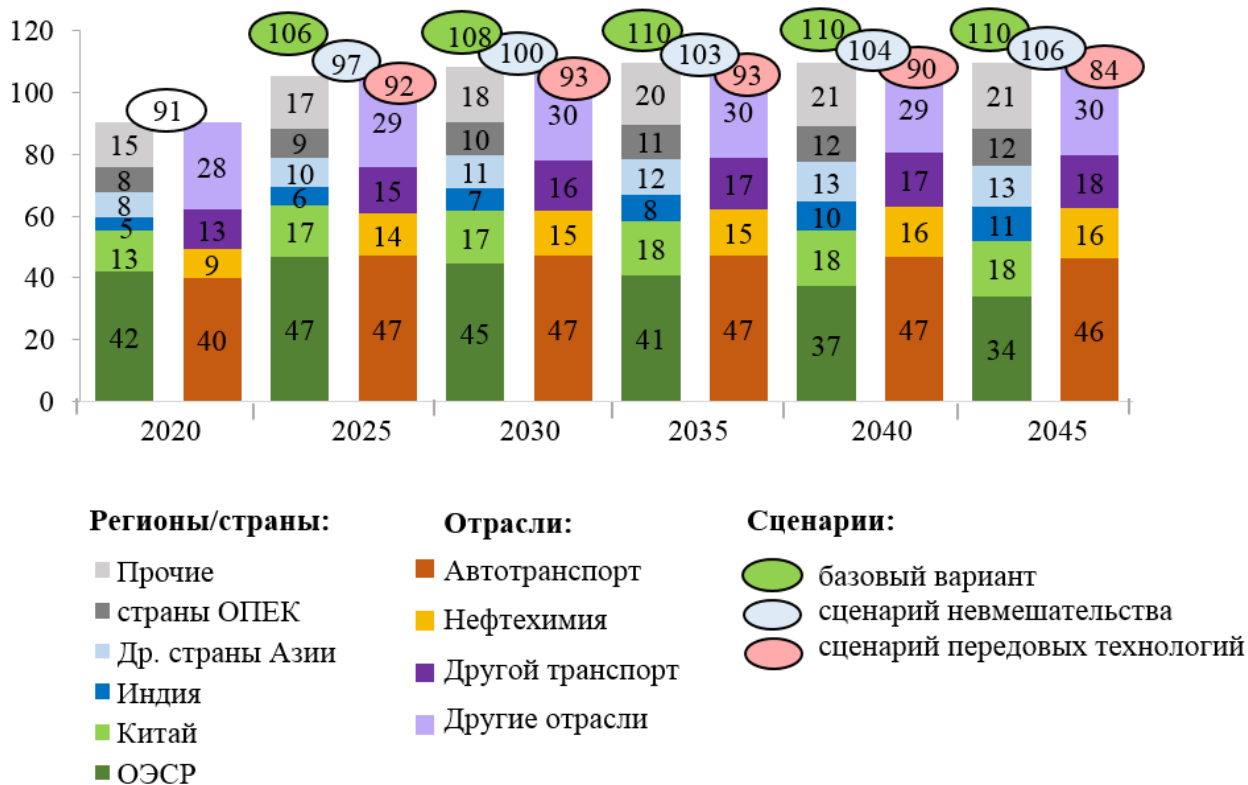


Рис. А.1 - Прогноз спроса на нефть по регионам/ странам и отраслям, млн баррелей нефти в сутки

Источник: составлено автором на основе данных ОПЕК [171]

Приложение Б
(обязательное)

Влияние политических и экономических событий на уровень цены нефти Brent

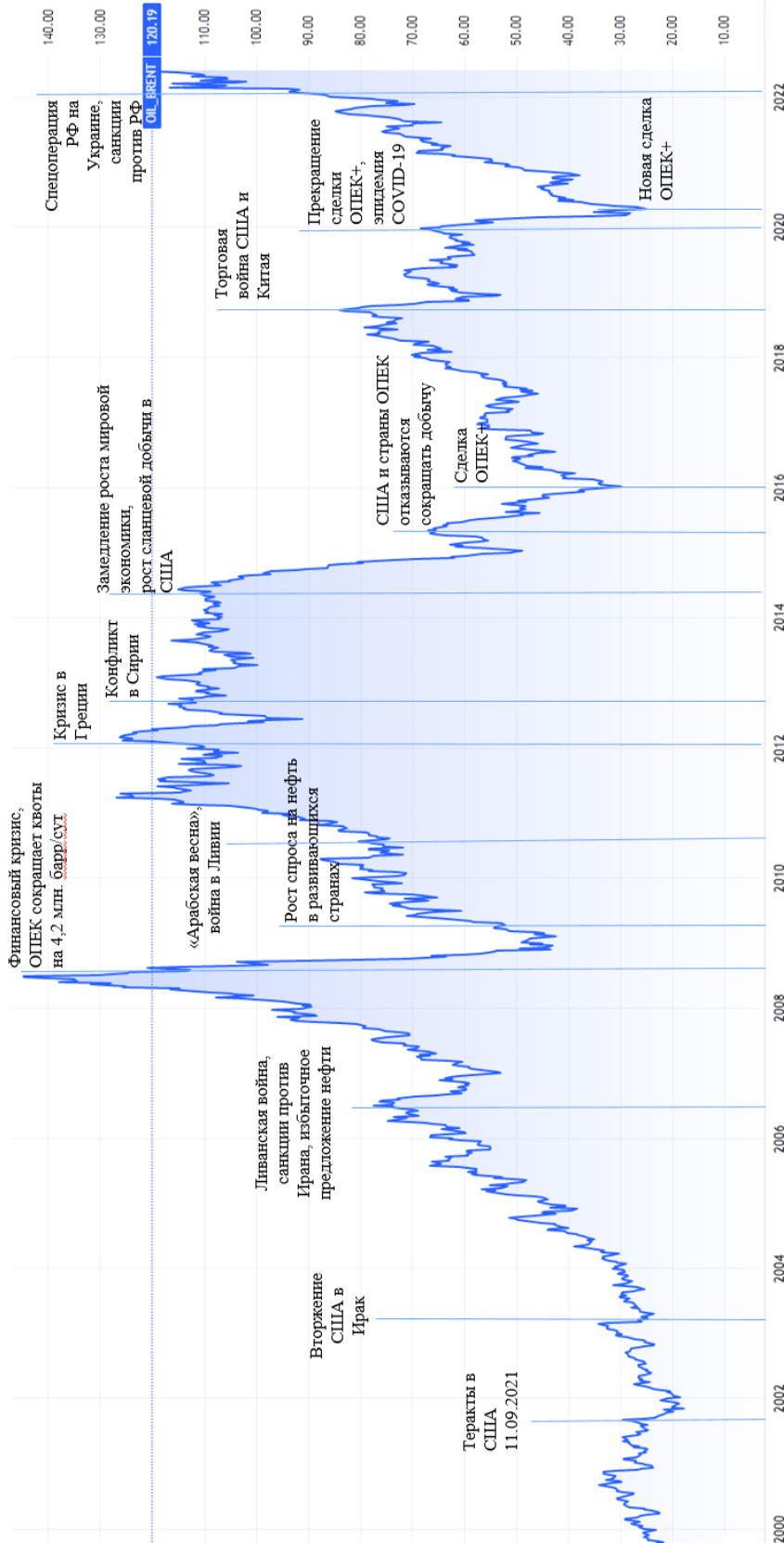


Рис. Б.1 - Влияние политических и экономических событий на уровень цены нефти Brent (2000 - 2022 гг.)

Источник: составлено автором с использованием данных [72; 79; 191]

Приложение В
(обязательное)

Долгосрчные прогнозы добычи (предложения) нефти в мире

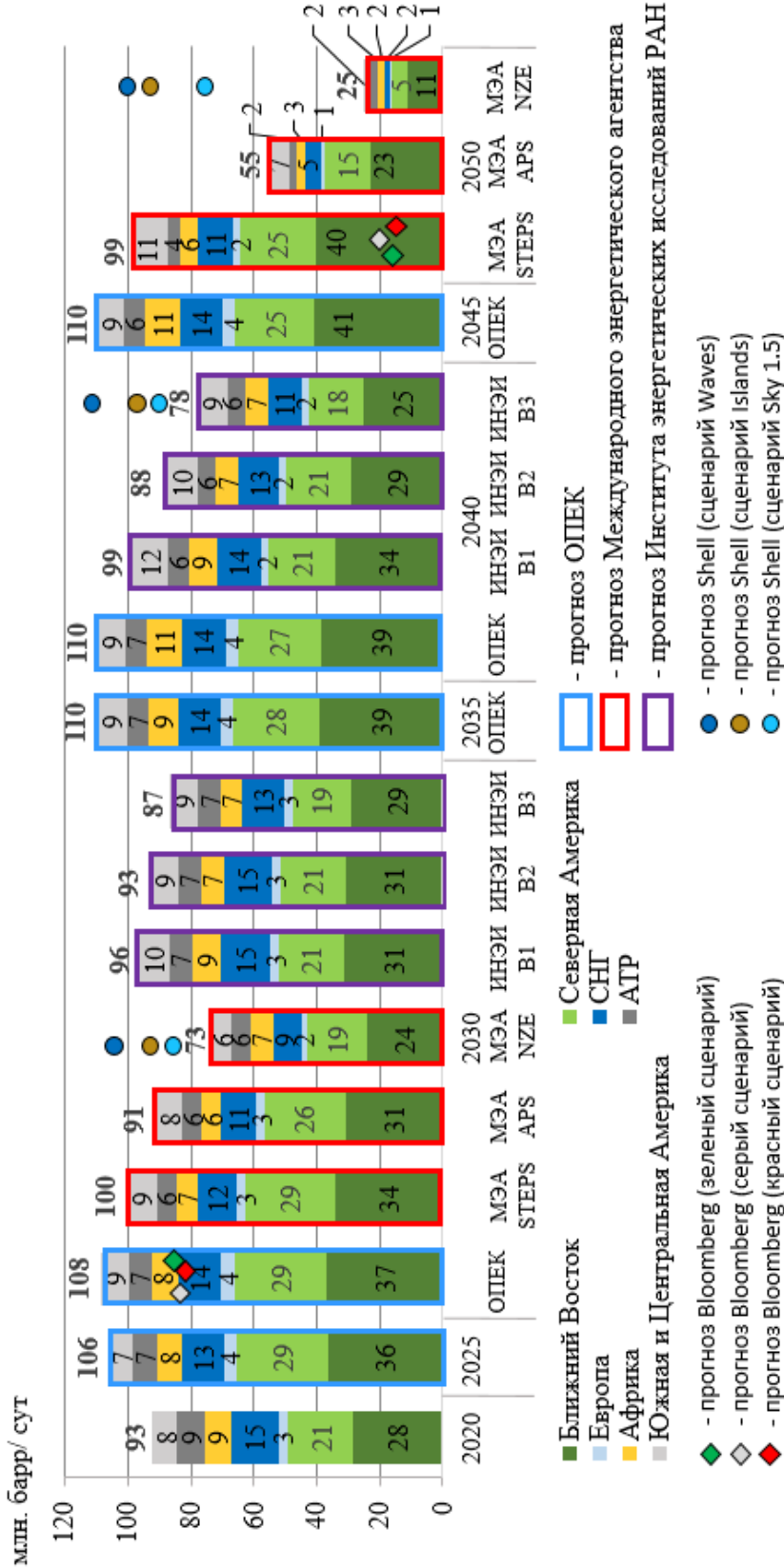


Рис. В.1 – Прогноз добычи нефти, млн барр./сут

Источник: составлено автором на основе [102; 110; 167; 171; 176; 180]

Приложение Г
(обязательное)

Факторы, влияющие на развитие рынка нефти и инвестиционную деятельность нефтегазовых ТНК

Таблица Г.1 – Факторы развития мирового рынка нефти, влияющие на инвестиционную деятельность нефтегазовых ТНК

Фактор	Подфактор	Горизонт влияния фактора на рынок нефти	Влияние на инвестиционную деятельность нефтегазовых компаний
динамика развития мировой экономики	рост мирового ВВП	долгосрочный (рост спроса на нефть при росте мирового ВВП)	возможности: рост спроса на нефть побуждает ТНК наращивать инвестиции в геологоразведку и добычу нефти
геополитический	военные конфликты	краткосрочный (вероятность перебоев в поставках нефти, резкое изменение спроса на нефть)	риски: угроза захвата и минирования территории месторождения, возможное разрушение действующей инфраструктуры
	военные конфликты	среднесрочный (нарушение контрактных отношений сторон, разрушение инфраструктуры в регионе боевых действий)	риски: военный переворот в стране, нарушение действующих цепочек поставок нефти, нарушение контрактных отношений сторон на проектах
геополитический	санкции, эмбарго на нефть	долгосрочный (изменение географии поставок нефти)	риски: рост цен на сырье и комплектующие, рост логистических затрат ввиду изменения цепочек поставок товарно-материальных ценностей, прекращение поставок ряда высокотехнологичного оборудования (компании вынуждены закупать менее эффективное оборудование или инвестировать больше средств в НИОКР в целях импортозамещения), снижение доступности заемных средств (побуждает компании брать кредиты на менее выгодных для них условиях).
	деятельность ОПЕК	краткосрочный и среднесрочный (ограничивает предложение нефти и стимулирует спрос путем установления квот на объемы добычи стран-участниц)	риск: ограничение масштабов разработки месторождений в странах-участницах ОПЕК+
	террористическая активность в странах-экспортерах нефти	краткосрочный (ожидание дефицита нефти ввиду наличия перебоев в поставках ресурсов)	риски: нарушение логистических цепочек поставок УВ, увеличение затрат на усиление защиты объектов производства
финансовый	развитие фьючерсного рынка и рынка ценных бумаг	краткосрочный (колебание цен на нефть ввиду миграции спекулянтов из одного сектора рынка в другой) и долгосрочный (трансформирует рынок физической нефти)	риски: снижение капитализации в случае резкого падения цен на нефть, увеличение НДС для ТНК (косвенно) возможности: привлечение дополнительного капитала путем дополнительной эмиссии ценных бумаг
климатическая политика	развитие альтернативной энергетики	долгосрочный (замедление темпов развития мирового рынка нефти)	риск недоинвестирования сегмента геологоразведки и добычи УВ, ужесточение требований к организации производственного процесса (снижает экономическую эффективность проектов)
геолого-технологический	величина извлекаемых запасов нефти	долгосрочный (прирост запасов нефти определяет рост предложения нефти на рынке)	риск: падение рентабельности инвестиционных проектов ТНК в случае открытия больших запасов нефти на территории государства, где ТНК не осуществляет свою деятельность возможности: участие ТНК в новых проектах добычи УВ
эпидемиологический	пандемия COVID-19	среднесрочный (снижение объемов потребления энергоресурсов в мире, как следствие, снижение спроса на нефть)	риск: глобальное снижение спроса на нефть, падение финансовых результатов ТНК и, как следствие, риск недоинвестирования проектов

Источник: составлено автором

Приложение Д

(обязательное)

Долгосрчный прогноз поставок нефти в мире

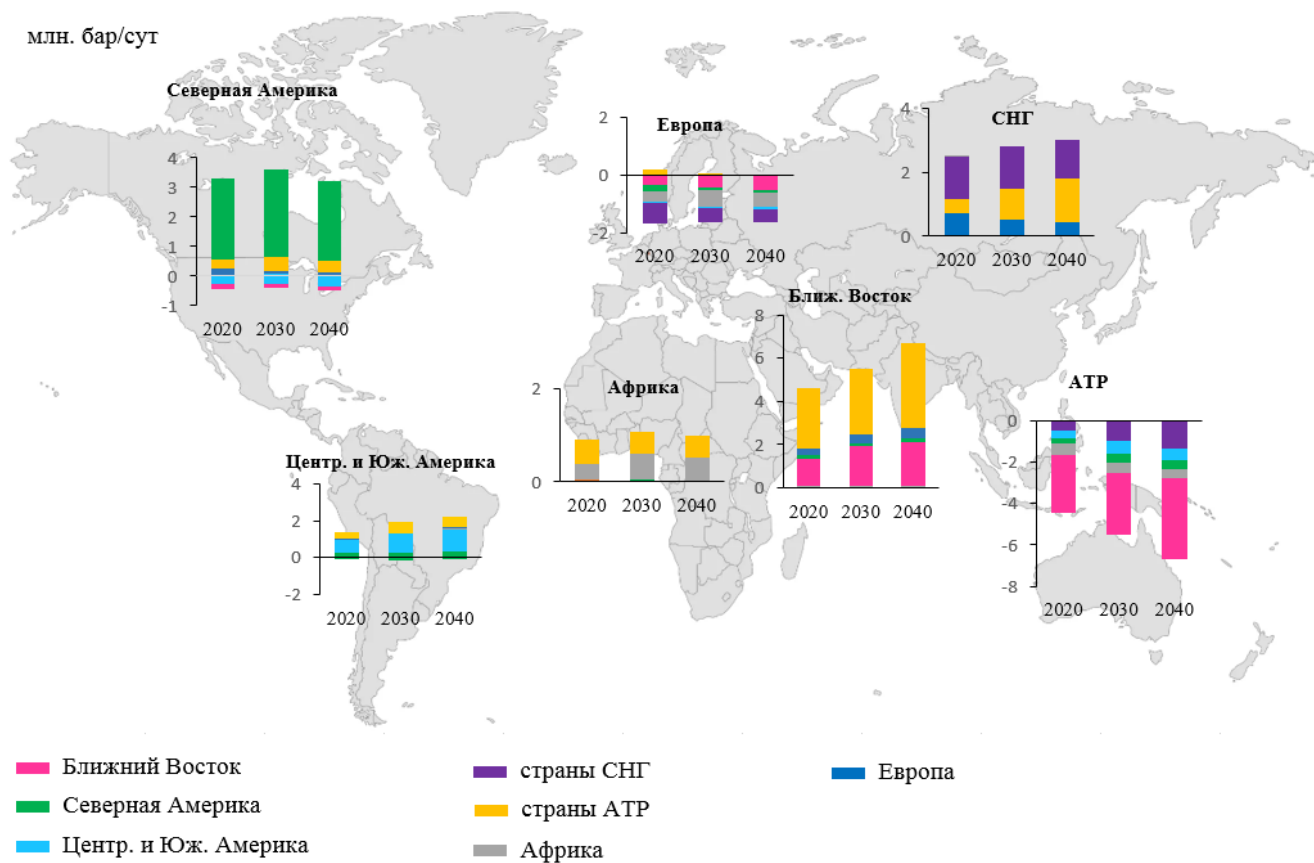


Рис. Д.1 - Прогноз экспорта (положительные значения) и импорта (отрицательные значения) нефти по ключевым регионам мира с направлениями поставок, млрд барр/сутки.

Источник: составлено автором на основе данных [110; 171; 180].

Приложение Е
(обязательное)

Зарубежные проекты российских нефтяных компаний

Таблица Е.1 – Условия проектов российских нефтегазовых компаний за рубежом

Компания	Страна	Проект	Бизнес-сектор	Доля в проекте	Производственная мощность	Инвестиции компании
Роснефть	Мьянма	Блок ЕП-4	ГРП	2014 г.: оператор Башнефть (в 2016 г. Роснефть выкупила контрольный пакет акций Башнефть) – 90%, Sam Apex Holdings Ltd. – 10%, гос. регулятор Мьянмы – Myanmar Oil Gas Enterprise.	Первый этап геологоразведочных работ	Не разглашается
Роснефть	Египет	Зохр	Добыча	2016 г.: Роснефть – 30%, Eni – 50%, Mubadala Petroleum – 10%.	Добыча - 3.9 млрд м ³ газа, геологические запасы 850 млрд.м ³	В 2020 г. 15 млрд \$.
Роснефть	Индонезия	НПЗ и НХК в г. Тубан	Переработка	2016 г.: Роснефть – 45%, гос. компания Индонезии Pertamina – 55%	Переработка – 15 млн т/ год, нефтехимический комплекс – 1 млн т./ год этилена и 1,3 млн т/ год ароматических УВ	24 млрд.\$
Роснефть	Россия	Выкуп 50% акций ТНК-ВР у ВР	Добыча, сбыт	2012 г.: доведение доли Роснефть в компании до 100%		16,8 млрд.\$
Роснефть	Венесуэла	Карабобо-2	Добыча	2013 г.: Роснефть-40%, венесуэльская CVP – 60% 2020 г.: продажа доли в проекте правительству России в обмен на получение 9,6% собственных акций	400 тыс.барр./сут, тяжелая нефть, запасы нефти – 40 млрд барр.	Бонус за вхождение в проект 1,1 млрд \$, займ 1,5 млрд \$
Роснефть	Вьетнам	Блок 05.3/11	ГРП	2013г.: СРП на разработку нефти (100%) 2021 г.: Роснефть продает долю 100% компании Зарубежнефть	В 2020 г. завершено бурение разведочных скважин, ресурсы 28 млрд.м ³ газа и 17,5 млн т конденсата	Не разглашается
Роснефть	Бразилия	Солимоинс	ГРП	2014г.: доведение доли в проекте до 51% путем приобретения 6% у PetroRio, стала оператором проекта 2015г.: доведение доли до 100% путем выкупа 55% у PetroRio	Ранняя стадия геологоразведки, поисково-разведочные работы, сейсморазведка, бурение 4 поисково-разведочных скважин	2014г.: Покупка 6% за 96 млн \$ и кредит 40 млн \$ 2015 г.: 55 млн \$
Роснефть	Вьетнам	Блок 06.1	ГРП	2014 г.: Роснефть – 35%, ONGC – 45%, PVN – 20% 2021 г.: Роснефть продает долю 100% компании Зарубежнефть	Добыча -3,2 млрд м ³ газа и 0,03 млн т конденсата Начальные геологические запасы газа – 69 млрд м ³	Не разглашается
Роснефть	Мозамбик	3 лицензионных участка: A5, Z5-C, Z5-D	ГРП	2015г.: Роснефть – 20%, Exxon Mobil (оператор) – 40%, Мозамбикская гос. компания ENH – 20%, Qatar Petroleum – 10%, Eni - 10%	В 2022 г. завершение работ по обработке и интерпретации сейсмических данных.	Не разглашается
Роснефть	Ирак	Блок 12 (в 2018г. открыто месторождение Салман)	ГРП	2016г.: 100% доля в контракте	2020 г.: поисково-разведочное бурение и коммерческое открытие месторождения Салман	120 млн \$
Роснефть	Венесуэла	СП «Петромонагас»	Добыча	2016г.: доведение доли Роснефть в СП до 40% путем приобретения 23,35 % уставного капитала у PDVSA (доля PDVSA сокращается до 60%).	30 тыс барр./ сут, сверхтяжелая нефть	Не разглашается

Компания	Страна	Проект	Бизнес-сектор	Доля в проекте	Производственная мощность	Инвестиции компании
				2020 г.: продажа доли в проекте правительству Росси в обмен на получение 9,6% собственных акций		
Роснефть	Индия	НПЗ в г. Вадианар	Переработка	2016 г.: доведение доли Роснефть до 100% путем приобретения 49% компании Essar Oil Limited (НПЗ в г. Вадианар)	Переработка нефти – 20 млн. тонн в год	12,9 млрд \$
Роснефть	Иран (Курдистан)	Нефтепровод	Транспорт	2017 г.: Роснефть – 60%, KAR Group (текущий оператор нефтепровода) – 40%	Мощность трубопровода – перекачка до 1 млн барр./сут	1,8 млрд \$
Роснефть	Ирак (Курдистан)	5 добычных блоков (месторождение Биджи)	Добыча	2017 г.: Роснефть – 80%, компания Курдистана – 20%	Бурение разведочной скважины. Извлекаемые запасы нефти на 5 блоках – 670 млн барр.	400 млн \$
Роснефть	Германия	НПЗ в г. Шведт	Переработка	2021 г.: доведение доли Роснефть до 91,67% путем приобретения 37,5% в НПЗ РСК у компании Shell; Eni – 8,33% 2023 г.: планируется выход Роснефть из проекта	Мощность завода – 11,6 млн тонн в год, индекс Нельсона -9,8	Не разглашается
Роснефть	Вьетнам	Морской трубопровод «Нам Кон Сон»	Транспорт	Роснефть – 32,7%, Regenco – 16,3%, PVN – 51% 2021 г.: Роснефть продает 100% долю компании Зарубежнефть	Пропускная способность 7,7 млрд м ³ в год	Не разглашается
Лукойл	Азербайджан	Выкуп 15,5% доли у Petronas в проекте Шах-Дениз	Добыча	1996 г.: Лукойл приобрел 5% доли в проекте. 2021 г.: доведение доли Лукойл в проекте до 20% путем выкупа у Petronas 10%; BP - 28,8%, Petronas – 5%, турецкая ТРАО – 19%, азербайджанская SOCAR – 10%, иранская NICO – 10%, азербайджанская SGC – 6,7%	Доказанные запасы 174 млн барр. Добыча газа в 100% доле 18,1 млрд м ³ , конденсата – 3,6 млн тонн. Полка добычи газа – 26 млрд м ³ , конденсата – 5 млн. тонн.	2022 г.: покупка доли 1,45 млрд \$
Лукойл	Азербайджан	SWAP	ГРП	2021 г.: покупка Лукойл 25% доли у BP; BP – 25%; азербайджанская компания SOCAR – 50%	В 2021 г.: бурение 3й разведочной скважины	Не разглашается
Лукойл	Гана	Тано	Добыча	2018 г.: Лукойл – 38%, Aker Energy - 50%, гос. компания Ганы –GNPC – 10%, Fueltrade Limited – 2%	На блоке обнаружено 7 месторождений УВ: 5 нефтяных и 2 газовых. Принято решение отложить проект из-за неблагоприятной конъюнктуры рынка.	Общие инвестиции в проект 4,4 млрд \$
Лукойл	Египет	WEEM	Добыча	2022г.: Egyptian General Petroleum Company – 50%, Лукойл – 50%	Добыча – 2 млн. барр.. Проект комплексный: добыча нефти, хранение – резервуарный парк объемом 9 тыс.м ³ , нефтепровод 100 км до терминала	Не разглашается
Лукойл	Ирак	Западная Курна -2	Добыча	2012 г.: Лукойл – 75% (финансирует все затраты по проекту), иракская North Oil Company – 25% (не несет затрат, получает долю в вознаграждении), South Oil Company – распределяет нефть проекта	В 2020 г.: добыча – 19 млн барр., доказанные запасы 309 млн барр. Проект комплексный, включает добычу, транспортировку и утилизацию ПНГ.	25 млрд \$. Доходность проекта 10%. Учитывая сложность разработки формации Ямама, компания инициировала в 2021 г. вопрос пересмотра размера компенсации.
Лукойл	Ирак	Блок -10 (месторождение Эриду)	ГРП	2012г.: Лукойл (оператор) – 60%, японская Inpex – 40%.	Ведется геологоразведка и сейсморазведка. Извлекаемые запасы 2,5 млрд барр. нефти	Не разглашается
Лукойл	Казахстан	Карачаганак	Добыча	1997г.: Shell – 29,25% (со-оператор), Eni – 29,25% (со-оператор), Shevron – 18%, Лукойл – 13,5%, «КазМунайГаз» - 10%	В 2020 г.: добыча 32 млн барр., доказанные запасы 434 млн барр.	Не разглашается
Лукойл	Казахстан	Тенгиз	Добыча	1997 г.: Chevron – 50%, Exxon Mobil – 25%, «КазМунайГаз» - 20%, Лукойл – 5%.	Добыча – 500 тыс. барр. в день	37 млрд \$

Компания	Страна	Проект	Бизнес-сектор	Доля в проекте	Производственная мощность	Инвестиции компании
Лукойл	Казахстан	Каспийский трубопроводный консорциум	Транспорт	1996 г.: ОАО «АК «Транснефть» - 31% (управляет долями Российской Федерации – 24% и КТК Компани – 7%); Республика Казахстан – 20,75% (представлена «КазМунайГаз» - 19%, Kazakhstan Pipeline Ventures LLC – 1,75%), а также Chevron- 15%, Лукойл – 12,5%, Exxon Mobil – 7,5%, СП «Роснефть – Шелл» - 7,5%, Shell – 2%, Eni – 2%, Oryx Caspian Pipeline – 1,75%	Введен в эксплуатацию в 2001 г. Протяженность 1,5 тыс км, диаметр 1020 мм. Пропускная способность 67 млн тонн в год. Единственный частный магистральный трубопровод на территории России и Казахстана.	Не разглашается
Лукойл	Казахстан	Блок Женис	ГРП	2019г.: Лукойл-50%, «КазМунайГаз» - 50%	Геологоразведка, сейсморазведка	Инвестиции в ГРП – 350 млн \$
Лукойл	Камерун	Этинде	ГРП	2015 г.: Лукойл – 20%, New Age – 30% (оператор), Bowlever Plc. – 20%, камерунская гос. компания Societe Nationale des Hydrocarbures – 20%	Геологоразведка, сейсморазведка	Покупка доли – 167 млрд \$
Лукойл	Мексика	Аматитлан	ГРП	2015 г.: Marak – 50%, Лукойл – 50% 2018 г.: Лукойл выкупил 25% доли у Marak, доведя участие в проекте до 75%	Геологоразведка, сейсморазведка	Не разглашается
Лукойл	Мексика	Блок 12	ГРП	2017 г.: Лукойл – 100% 2018 г.: Лукойл переуступил Eni 40% долю в обмен на 20% долю в проекте Блок 10 (Лукойл – 60%, Eni – 40%)	Геологоразведка, сейсморазведка	Не разглашается
Лукойл	Мексика	Блок 28	ГРП	2018 г.: Лукойл – 25%, Eni – 75%	Доизучение геологического материала	Не разглашается
Лукойл	Мексика	Блок 10	ГРП	2018г.:Eni переуступила Лукойл долю 10% в проекте в обмен на получение 40% доли в проекте Блок 12 (Лукойл – 10%, Eni – 90%, оператор)	Открыто месторождение Saaken	Не разглашается
Лукойл	Мексика	Блок 4	Добыча	2021 г.: Лукойл – 50%, PetroVal – 50%	2021г.: добыча 25 тыс барр./сут, полка добычи 115 тыс. барр./сут, , извлекаемые запасы 564 млн барр.	Покупка доли 50% за 435 млн \$, фактически понесенные расходы до закрытия сделки 250 млн \$
Лукойл	Нигерия	Шельфовый проект OML - 140	ГРП	2014 г.: нигерийская гос. компания NNPC – 30%, Oil and Gas Nigeria Ltd. – 30%, Chevron – 22% (оператор), Лукойл – 18%	Открыты месторождения Нсико, Офигбо	Не разглашается
Лукойл	Норвегия	PL 858	ГРП	2017 г.: Aker BP (оператор) – 40%, Лукойл – 20%, Equinor – 20%, Petro – 20%	Геологоразведка, сейсморазведка	Не разглашается
Лукойл	ОАЭ	Гаша	ГРП	2019г.: Лукойл – 5%, ADNOC – 55%, Eni – 25%, немецкая Wintershell – 10%, австрийская OMV – 5%	Планируемая мощность – 49 млн м ³ /сут газа и 120 тыс барр./сут нефти, доказанные запасы 29 млн барр.н.э.	Покупка 5% доли – 190 млн \$
Лукойл	Конго	Marine XII	Добыча	2019 г.: Лукойл – 25%, Eni – 65 % (оператор)б нац. нефтяная компания Конго – 10%	В 2020 г.: добыча 1 млн т /год нефти, 1,5 млрд м ³ / год газа, полка добычи 1,7 млн т /год нефти, 5,5 млрд м ³ / год.	Приобретение 25% доли – 800 млн \$, общие инвестиции Лукойл в проект составят 1,96 млрд \$
Лукойл	Румыния	Трайидент (в румынском секторе Черного моря)	ГРП	2011 г.: Лукойл – 87,8%, SNGNR SA – 12,2% 2022г.: рассматривается вопрос о выходе Лукойл из проекта	2021г.: не подтверждены запасы 30 млрд м ³ , компания сообщила о намерении продать свою долю	Не разглашается
Лукойл	Узбекистан	Кандым –Хаузак - Шады	Добыча	2004г.: Лукойл – 90%, «Узбекнефтегаз» - 10%	Добыча 11 млрд м ³ , в 2018 г. введен в эксплуатацию ГПЗ (8 млрд м ³).	1,1 млрд \$
Лукойл	Узбекистан	Гиссар	Добыча	2008 г.: Лукойл – 100%	В 2020 г.: добыча 5 млрд м ³ / год	1,6 млрд \$

Компания	Страна	Проект	Бизнес-сектор	Доля в проекте	Производственная мощность	Инвестиции компании
Газпром	Узбекистан	7 блоков	ГРП	2006 г.: Узбекнефтегаз, Газпром (доли не разглашаются)	Геологоразведка, сейсморазведка	Инвестиции в ГРП – 400 млн \$
Газпром	Вьетнам	Месторождения Мок Тинь и Хай Тхань	Добыча	Газпром- 49%, Petro Vietnam – 51%	2021 г.: добыча газа – 2028 млн м ³ , конденсата 335 тыс т	Не разглашается
Газпром	Боливия	Месторождение Инкауаси	Добыча	2010г.: Газпром – 20%, TotalEnergy – 50%, TecPetrol – 20%, TPFB – 10%	2021 г.: добыча газа – 3,12 млрд м ³ , конденсата – 344 тыс.т. Извлекаемые запасы 70,8 млрд.м ³ и 4,8 млн т конденсата	Не разглашается
Газпром	Ирак	Бадра	Добыча	2010 г.: Газпромнефть – 30% (оператор), Kogas – 22,5%, Petronas – 15%, TRAО – 7,5%, иракская Oil Exploration Company – 25%	Геологические запасы 3 млрд барр. нефти. В 2020 г.: добыча 80 тыс. барр./сут. Осуществляется строительство нефтепровода 165 км с пропускной способностью 204 тыс. барр./сут, построена инфраструктура для очистки нефти, пункт сбора, завод по производству серы, завод по утилизации 99% ПНГ – 1,6 млрд м ³ / год.	1,6 млрд \$
Газпром нефть	Ирак (Курдистан)	Гармиан (месторождение Саркала)	Добыча	2012 г.: Газпром нефть – 40%, правительство Курдистана – 20%, канадская WesternZagros – 40%	В 2021 г.: добыча 9,3 млн барр. нефти, проектная мощность УПН – 12 млн барр /год, построен газопровод для поставки 400 млн м ³ /год газа на электростанцию (165 МВт)	Не разглашается
Газпром нефть	Ирак (Курдистан)	Шакал	Добыча	2012 г.: Газпром нефть – 80%, Правительство Курдистана – 20%	2021 г.: открытые запасы не значительны, разработка не рентабельна в текущих условиях	Не разглашается
Газпром	Нидерланды (шельф Северного моря)	Саллиманит	Добыча	2015 г.% Газпром – 19,9%, Wintershall – 39,7% (оператор), EBN B.V. – 25%, Neptune Energy Netherlands – 2,3%, Neptune Participation – 1,6%, Neptune E&P UK – 3,6%, ONE Dyas – 3,1%, ONE Dyas UK – 4,8%	В 2020 г.: добыча газа – 484 млн м ³	Не разглашается
Газпром	Боливия	Ватиакуа	Добыча	Не разглашается	Проектная полка добычи газа– 12 млн м ³ /сут	1,2 млрд \$
Газпром Лукойл	Казахстан	Центральное месторождение	ГРП	2016 г.: Лукойл – 25%, Газпром – 25%, «КазМунайГаз» – 50%	Отсутствуют данные в открытом доступе	Не разглашается
Зарубежнефть	Иран	Месторождение Абан и Пайдар	Добыча	2018 г.: Зарубежнефть – 80%, National Iranian Oil Company – 20%	В 2020 г.: 36 тыс. барр./сут нефти, полка добычи – 48 тыс. барр./сут	674 млн \$
Зарубежнефть	Индонезия	Месторождение Tuna	ГРП	2020 г.: Зарубежнефть купила долю 50% у компании Premier Oil Tuna (Зарубежнефть - 50%, Premier Oil Tuna – 50%)	В 2021 г.: завершены испытания 2 разведочных скважин. Запасы оцениваются в 100 млн барр.	5,2 млрд рублей
Зарубежнефть	Вьетнам	Блок 06.1	ГРП	2021 г.: покупка у Роснефть 100% доли в проекте	Добыча -3,2 млрд м ³ газа и 0,03 млн т конденсата. Начальные геологические запасы газа – 69 млрд м ³	Не разглашается
Новатэк	Черногория	4 блока 4118	ГРП	2016 г.: Новатэк – 50%, Epi – 50%	Геологоразведка, сейсморазведка	44 млн евро

Источник: составлено автором на основе данных компаний [97; 98; 99; 100; 101; 202; 203]

Приложение Ж
(обязательное)

Синергия проектов российских нефтегазовых ТНК

Таблица Ж.1 – Оценка синергии проектов российских нефтегазовых компаний за рубежом

Компания	Страна	Добыча	Транспортировка	Доп. продукт	Переработка	Сбыт	Электрогенерация	Синергия проектов*	Комментарий к выводам
Лукойл	Румыния	Месторождение Трайдент	-	-	НПЗ	-	-	2	Есть потенциал синергии добычи и переработки нефти при увеличении объем запасов
Лукойл	Ирак	Месторождение Западная Курна- 2	Трубопровод Туба-Фао (48"x120 км)	-	-	-	Газотурбинная электростанция (ГТЭС)	3	Есть синергия добычи нефти, компримирования ПНГ и сдачи в Газовый хаб, выработки электроэнергии
Лукойл	Азербайджан	Газовое месторождение Шах-Дениз	-	-	-	Нефтебаза на 120 тыс.т. нефтепродуктов, сеть АЗС	-	1	Синергия практически отсутствует, т.к. газ экспортируется по Южно-Кавказскому трубопроводу «Баку-Тбилиси-Эрзерум», жидкие УВ – по нефтепроводу «Баку- Тбилиси – Джейхан»
Лукойл	Казахстан	Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак, месторождение Тенгиз	КТК (доля компании - 12,5%), пропускная способность 40 млн т /год	-	-	-	-	2	Есть синергия добычи и транспортировки нефти и конденсата региона
Лукойл	Узбекистан	Кандымская группа газовых месторождений, Гиссар - мощность добычи 50 млн. барр.	-	Сера	ГПЗ (8 млрд м ³ /год)	-	-	4	Есть синергия добычи и переработки газа, выработка товарной серы
Лукойл	Египет	Месторождение WEEM и Мелейя, резервуарный парк общим объемом 9 тыс. м ³	Экспортный нефтепровод - 100 км	-	-	-	-	2	Есть синергия добычи, хранения и транспортировки нефти до нефтеналивных терминалов в Красном море (Рас-Эль-Бихар и Гебель-Аз-Зейт)
Роснефть	Египет	Газовое месторождение Зохран, комплекс по подготовке газа	Трубопровод (30"x216 км)	Сера	-	-	-	3	Есть синергия добычи, подготовки газа (8 линий завода), производства серы
Роснефть	Вьетнам	Газовые месторождения Блоков 06.1 и 05.3/11 и береговой комплекс по подготовке газа и конденсата	Проект морского трубопровода «Нам Кон Сон»	-	-	-	ГТЭС	3	Есть синергия добычи, подготовки, транспортировки газа и выработки электроэнергии
Роснефть	Мозамбик	ГРП в бассейне Солимоинс	-	-	-	-	-	0	Синергия отсутствует ввиду неопределенности результатов сейсморазведки
Роснефть	Мьянма	Геологоразведка на Блоке ЕП-4	-	-	-	-	-	0	Синергия отсутствует ввиду начального этапа ГРП
Роснефть	Ирак (Курдистан)	Нефтяное месторождение Бейджил	Модернизация трубопровода (Роснефть – 60%, KAR Group – 40%) пропускной	-	-	-	-	2	Есть синергия добычи и транспортировки нефти региона

Компания	Страна	Добыча	Транспортировка	Доп. продукт	Переработка	Сбыт	Электрогенерация	Синергия проектов*	Комментарий к выводам
			способностью до 1 млн барр./сут						
Газпром нефть	Ирак	Месторождение Бадра	Нефтепровод 165 км с пропускной способностью 204 тыс. барр./сут	Сера	НППЗ (5,4 млн т нефти и 1,6 млрд м ³ газа)	-	ГТЭС (123,5 МВт), электростанция Аз-Зубайдия	4	Синергия добычи и транспортировки нефти региона, выработки серы и электрогенерации
Газпром (доля в компании NIS – 50%)	Сербия	Добыча нефти компанией NIS - 1,2 млн т	-	-	2 НПЗ (суммарно 7,3 млн т/год)	400 АЗС и нефтебазы	ТЭС (200 МВт)	5	Полная синергия в регионе от добычи, транспортировки до переработки, сбыта и электрогенерации

*Степень синергии от 0 до 5: 0- синергия отсутствует, 5 – полная синергия бизнеса в регионе.

Источник: составлено автором на основе данных компаний [97; 98; 99; 100; 101]

Приложение И
(обязательное)
Проекты нефтяных ТНК в Ираке

Таблица И.1 – Условия проектов ТНК в Ираке

Проект	Регион добычи	Запасы УВ, млрд барр. (нефть), трлн м ³ (газ)	Год	Участники проекта	Вознаграждение, \$/барр.
Блок 12 (месторождение Салман)	Запад	Нефть -2,2	2016	Роснефть – 100%	5
5 блоков (месторождение Биджил)	Север (Курдистан)	Нефть – 0,67	2017	Роснефть – 80%, компания Курдистана – 20%	Нет данных
Западная Курна-2	Юг	Нефть - 13	2012 2021	2012 г.: Лукойл – 75%, иракская North Oil Company – 25%, South Oil Company – распределяет нефть проекта. 2021 г.: Лукойл инициировал пересмотр условий контракта, в настоящее время – переговорный процесс.	1,15
Блок 10 (месторождение Эриду)	Юг	Нефть – 2,5	2012	Лукойл – 60%, японская INPEX – 40%	5,99
Бадра	Центр	Нефть - 3	2010	Газпром нефть – 30%, Kogas – 22, 5%, Petronas – 15%, TRAО – 7,5%, иракская Oil Exploration Company – 25%	5,5
Гармиан (месторождение Заркала)	Север (Курдистан)	Нефть	2012	Газпром нефть – 40%, правительство Курдистана – 20%, канадская WesternZagros – 40%	Нет данных
Западная Курна -1	Юг	Нефть – 8,7	2010 2018 2022	2010 г.: Shell – 19,6%, Exxon Mobil – 32,7%, PetroChina – 32,7%, Pertamina – 10%, Oil Exploration Company – 5% 2018 г.: Shell продала 19,6% долю японской Itochu Corporation за 406 млн \$ плюс покрытие долга 144 млн \$ 2022 г.: Exxon Mobil сообщила о решении выйти из проекта. Halliburton высказала заинтересованность к активу	1,7
Маджнун	Юг	Нефть – 12, газ – 9,5	2009 2018	2009 г.: Shell – 45%, Petronas – 30%, иракская SOC – 25% 2018 г.: Shell вышла из проекта, передав долю 45% в адрес Basra Oil Company	1,39
Румейла	Юг	Нефть – 17,8	2009	ИЗ – 38%, китайская CNPC – 37%, Basra Oil Company – 25%	2
Зубаир	Юг	Нефть - 4	2010	Eni – 32,81%, Missan Oil Company – 25%, Occidental Petroleum Corp. - 23,44%, KOGAS – 18,75%	2
Халфая	Юг	Нефть – 4,1	2010	CNPC – 50%, TotalEnergy – 25%, Petronas – 25%	1,4
Гарраф	Юг	Нефть – 0,8	2010	Petronas – 45%, Jarrex – 30%, иракская NOC – 25%	1,49
Кайяра	Север	Нефть – 0,8	2010	Ангольская гос. компания Sonangol – 100%	5
Наджма	Север	Нефть – 0,86	2010	Ангольская гос. компания Sonangol – 100%	6
Сибя	Юг	Газ -31 млрд м ³	2011 2016	2011 г.: TRAО – 30%, Kuwait Energy – 45%, иракская МОС – 25% 2016 г.: TRAО – 30%, Kuwait Energy – 25%, египетская EGPC – 20%, иракская МОС – 25%	7,5

Проект	Регион добычи	Запасы УВ, млрд барр. (нефть), трлн м ³ (газ)	Год	Участники проекта	Вознаграждение, \$/барр.
Мансурия	Центр	Газ – 4,5	2011 2021	2011 г.: TRAO – 37%, Kuwait Energy – 23%, Kogas – 15%, иракская МОС – 25% 2021 г.: Ирак аннулировал контракт ввиду заинтересованности сторон в развитии проекта. Sinopet – 49%, иракская МОС – 51%	2011 г.: 7 2021 г.: нет данных
Акказ	Запад	Газ – 2,1	2011	Kogas – 75%, иракская NOC – 25%	5,5
Миссан	Восток	Нефть – 1,2	2010	CNOOC – 63,75%, Iraq Drilling Co. – 25%, TRAO – 11,75%	Нет данных
Аль-Ахдаб	Центр	Нефть – 1,26	2008	CNPC – 50%, Kogas – 25%, иракская МОС – 25%	6

Источник: составлено автором на основе источников [98; 100; 101; 148; 152; 153; 174; 177]

Приложение К

(обязательное)

Расчет совокупного интегрального показателя инвестиционного климата отдельных стран Ближнего и Среднего Востока в 2021 году

Таблица К.1 - Перечень показателей оценки инвестиционного климата страны для целей анализа возможностей и рисков инвестирования нефтегазодобывающими компаниями

Показатели	Источник данных:
доказанные запасы газа	ОПЕК
доказанные запасы нефти	ОПЕК
темп роста ВВП	World Bank
годовая инфляция	International Monetary Fund
общий государственный долг (% от ВВП)	International Monetary Fund
открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	World Bank
средний кредитный рейтинг по данным Fitch, Moody's, S&P	агентства Fitch, Moody's, S&P
ставка налога на прибыль	World Bank
средняя себестоимость добычи нефти ⁹	Компания IHS Markit Ltd
нарушение верховенства закона	The Fund for Peace (Fragile States Index- P3)
допуск ТНК на нефтяной рынок	«Oil and Gas Bid Round Outlook»
уровень борьбы с коррупцией	Transparency International
угроза безопасности ведения бизнеса в государстве	The Fund for Peace (Fragile States Index- C1)
политическая стабильность	World Bank (Worldwide Governance Indicators)
нелегитимность правительства	The Fund for Peace (Fragile States Index- P1)
трудоспособное население страны	International labor organization
грамотность взрослого населения	UNESCO
мин. месячная заработная плата	International labor organization
индекс инноваций	World intellectual property organization (Global Innovation Index)
расходы на НИР в стране (% от ВВП)	UNESCO

Источник: составлено автором на основе источников [154; 156; 157; 168; 170; 182; 226]

⁹ Данные 2019 года ввиду отсутствия комплексного системного анализа в 2020 и 2021 гг.

Таблица К.2 - Абсолютные значения показателей инвестиционного климата стран, 2021 год

Показатели	ед. изм.	Ирак	Иран	Сауд. Аравия	ОАЭ	Кувейт	Оман	Катар
		2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
доказанные запасы газа	трлн м3	4	34	9	8	2	1	24
доказанные запасы нефти	млрд барр.	145	208	267	111	101	5	25
темп роста ВВП	%	7,7	4,7	3,2	3,9	-8,9	3,1	1,6
годовая инфляция	%	6,0	40,1	3,1	0,2	3,4	1,5	2,3
общий государственный долг (% от ВВП)	%	59	42	30	35	9	63	58
открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	%	38	23	35	96	53	53	59
средний кредитный рейтинг по данным Fitch, Moody's, S&P	ед. (0-100)	19	21	77	90	90	37	84
ставка налога на прибыль	%	15	18	20	0	15	15	10
средняя себестоимость добычи нефти	\$/барр.	20	26	17	25	17	24	20
нарушение верховенства закона	ед. (0-10)	8	10	8	7	7	7	6
допуск ТНК на нефтяной рынок	ед. (0-10)	9	4	5	7	5	7	5
уровень борьбы с коррупцией	ед. (0-100)	23	25	53	69	43	52	63
угроза безопасности ведения бизнеса в государстве	ед. (0-10)	8	7	6	3	3	3	1
политическая стабильность	ед. (0-100)	2	8	26	67	56	61	84
нелегитимность правительства	ед. (0-10)	9	9	8	6	7	7	6
трудоспособное население страны	млн чел.	11	28	16	6	2	2	2
грамотность взрослого населения	ед. (0-100)	91	89	98	98	97	96	95
мин. месячная заработная плата	\$	338	311	800	1 190	247	845	274
индекс инноваций	%	12	33	33	42	29	27	33
расходы на НИР в стране (% от ВВП)	%	0,05	0,8	0,8	1,3	0,1	0,2	0,5

Источник: составлено автором на основе источников [154; 156; 157; 168; 170; 182; 226]

Таблица К.3 – Определение весов показателей оценки инвестиционного климата стран

Показатели (i)	Результаты экспертной оценки показателей (X _{ij})										Вес i- того показателя по оценкам j- того эксперта (W _{ij})										Итоговый вес i- того показателя (W _i)
	Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Эксперт 4	Эксперт 5	Эксперт 6	Эксперт 7	Эксперт 8	Эксперт 9	Эксперт 10	Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Эксперт 4	Эксперт 5	Эксперт 6	Эксперт 7	Эксперт 8	Эксперт 9	Эксперт 10	
Доказанные запасы газа	9	16	10	7	7	12	10	8	13	10	0,09	0,16	0,10	0,07	0,07	0,12	0,10	0,08	0,13	0,10	0,10
Доказанные запасы нефти	9	16	10	7	7	12	10	8	13	10	0,09	0,16	0,10	0,07	0,07	0,12	0,10	0,08	0,13	0,10	0,10
Темп роста ВВП	7	4	4	7	8	5	6	2	5	2	0,07	0,04	0,04	0,07	0,08	0,05	0,06	0,02	0,05	0,02	0,05
Годовая инфляция	1	2	2	5	1	2	2	3	2	4	0,01	0,02	0,02	0,05	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,04	0,02
Государственный долг (в % от ВВП)	2	2	1	3	4	2	2	1	2	2	0,02	0,02	0,01	0,03	0,04	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	6	3	5	3	8	5	5	5	4	6	0,06	0,03	0,05	0,03	0,08	0,05	0,05	0,05	0,04	0,06	0,05
Средний кредитный рейтинг по данным агентств Fitch, Moody's, S&P	8	4	3	5	6	5	6	5	3	4	0,08	0,04	0,03	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,03	0,04	0,05
Ставка налога на прибыль	2	2	1	3	4	2	2	1	3	1	0,02	0,02	0,01	0,03	0,04	0,02	0,02	0,01	0,03	0,01	0,02
Средняя себестоимость добычи нефти	15	17	20	10	7	15	15	20	17	15	0,15	0,17	0,20	0,10	0,07	0,15	0,15	0,20	0,17	0,15	0,15
Верховенство закона	1	1	3	2	4	2	2	4	2	3	0,01	0,01	0,03	0,02	0,04	0,02	0,02	0,04	0,02	0,03	0,02
Допуск ТНК на нефтяной рынок	21	18	16	23	15	16	18	23	17	19	0,21	0,18	0,16	0,23	0,15	0,16	0,18	0,23	0,17	0,19	0,19
Уровень борьбы с коррупцией	1	2	1	2	3	2	2	1	2	1	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02
Безопасность ведения бизнеса	5	1	10	4	4	5	5	6	2	8	0,05	0,01	0,10	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,02	0,08	0,05
Политическая стабильность	5	3	7	5	6	3	5	6	3	5	0,05	0,03	0,07	0,05	0,06	0,03	0,05	0,06	0,03	0,05	0,05
Легитимность правительства	1	2	1	2	3	2	2	1	2	1	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02
Трудоспособное население страны	1	1	1	2	4	2	2	1	2	2	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Грамотность взрослого населения	2	2	1	2	2	2	2	1	2	2	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Минимальная месячная заработная плата	2	1	2	2	2	2	1	2	3	1	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,03	0,01	0,02
Индекс инноваций	1	1	1	3	2	2	2	1	2	2	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02
Расходы на НИР в стране (% от ВВП)	1	2	1	3	3	2	1	1	1	2	0,01	0,02	0,01	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02

Источник: составлено автором по результатам проведения экспертного ранжирования показателей инвестиционного потенциала

Методика определения весов показателей. Для определения веса каждого показателя в модели оценки инвестиционного климата стран был проведен анкетный опрос 10 экспертов, являющихся менеджерами российских нефтегазовых компаний в области стратегического планирования. Экспертам было предложено определить важность (вес) каждого показателя с точки зрения инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний за рубежом. При этом были поставлены следующие условия: вес одного показателя может находиться в диапазоне от 0 ед. до 100 ед., сумма весов всех показателей не должна превышать 100 ед. Результаты экспертной оценки показателей (X_{ij}) представлены в таблице К.3. Далее по результатам анкетирования производился расчет веса каждого показателя по оценкам конкретного эксперта (W_{ij}) согласно формуле:

$$W_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^n x_{ij}}, \quad (8)$$

где $i = \overline{1, n}$, n – число показателей,

$j = \overline{1, m}$, m – число экспертов,

W_{ij} – вес i - того показателя по оценкам j -того эксперта,

x_{ij} – оценка i - того показателя j -тым экспертом.

Итоговый вес каждого показателя (W_i) рассчитывался по формуле:

$$W_i = \frac{\sum_{j=1}^m w_{ij}}{m}, \quad (9)$$

где W_i – вес i - того показателя.

Результаты расчета итогового веса (W_i) каждого из 20 показателей представлены в таблице К.3. Сумма весов показателей равна 1.

Таблица К.4 – Нормализованные значения показателей инвестиционного климата стран, 2021 г

Показатели	Формула расчета	Ирак	Иран	Сауд. Аравия	ОАЭ	Кувейт	Оман	Катар
доказанные запасы газа	(1)	9,3	100,0	23,7	22,8	3,6	0,0	69,5
доказанные запасы нефти	(1)	53,4	77,4	100,0	40,4	36,5	0,0	7,6
темп роста ВВП	(1)	100,0	81,9	72,9	77,1	0,0	72,3	63,3
годовая инфляция	(2)	85,5	0,0	92,7	100,0	92,0	96,7	94,7
государственный долг (% от ВВП)	(2)	7,0	37,8	60,7	52,0	100,0	0,0	8,3
открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	(1)	20,3	0,0	16,4	100,0	41,3	40,6	49,4
средний кредитный рейтинг по данным Fitch, Moody's, S&P	(1)	0,0	2,8	81,7	100,0	100,0	25,4	91,5
ставка налога на прибыль	(2)	25,0	10,0	0,0	100,0	25,0	25,0	50,0
ср. себестоимость добычи нефти	(2)	64,7	0,0	100,0	5,9	100,0	17,6	64,7
нарушение верховенства закона	(2)	42,5	0,0	35,0	67,5	65,0	75,0	100,0
допуск ТНК на нефтяной рынок	(1)	100,0	0,0	20,0	60,0	20,0	60,0	20,0
уровень борьбы с коррупцией	(1)	0,0	4,3	65,2	100,0	43,5	63,0	87,0
угроза безопасности ведения бизнеса в государстве	(2)	0,0	15,4	33,8	83,1	75,4	80,0	100,0
политическая стабильность	(1)	0,0	6,9	30,0	79,2	65,9	72,2	100,0
нелегитимность правительства	(2)	14,3	0,0	50,0	100,0	78,6	82,1	100,0
трудоспособное население страны	(1)	35,8	100,0	54,5	15,7	1,5	1,1	0,0
грамотность взрослого населения	(1)	22,2	0,0	100,0	95,1	88,9	77,8	66,7
мин. месячная заработная плата	(2)	90,3	93,2	41,4	0,0	100,0	36,6	97,1
индекс инноваций	(1)	0,0	69,5	71,2	100,0	57,3	49,3	69,5
расходы на НИР в стране (% от ВВП)	(1)	0,0	63,5	62,3	100,0	1,0	13,8	37,4

Источник: рассчитано автором на основе данных из источников [154; 156; 157; 168; 170; 182; 226]

Таблица К.5 – Расчет совокупного показателя инвестиционного климата страны, 2021 год

Показатели	Вес	Ирак	Иран	Сауд. Аравия	ОАЭ	Кувейт	Оман	Катар
доказанные запасы газа	0,10	1,0	10,2	2,4	2,3	0,4	0,0	7,1
доказанные запасы нефти	0,10	5,4	7,9	10,2	4,1	3,7	0,0	0,8
темп роста ВВП	0,05	5,0	4,1	3,6	3,9	0,0	3,6	3,2
годовая инфляция	0,02	2,1	0,0	2,2	2,4	2,2	2,3	2,3
общий государственный долг (% от ВВП)	0,02	0,1	0,8	1,3	1,1	2,1	0,0	0,2
открытость экономики (доля экспорта в ВВП)	0,05	1,0	0,0	0,8	5,0	2,1	2,0	2,5
средний кредитный рейтинг по данным Fitch, Moody's, S&P	0,05	0,0	0,1	4,0	4,9	4,9	1,2	4,5
ставка налога на прибыль	0,02	0,5	0,2	0,0	2,1	0,5	0,5	1,1
средняя себестоимость добычи нефти	0,15	9,8	0,0	15,1	0,9	15,1	2,7	9,8
нарушение верховенства закона	0,02	1,0	0,0	0,8	1,6	1,6	1,8	2,4
допуск ТНК на нефтяной рынок	0,19	18,6	0,0	3,7	11,2	3,7	11,2	3,7
уровень борьбы с коррупцией	0,02	0,0	0,1	1,1	1,7	0,7	1,1	1,5
угроза безопасности ведения бизнеса в государстве	0,05	0,0	0,8	1,7	4,2	3,8	4,0	5,0
политическая стабильность	0,05	0,0	0,3	1,4	3,8	3,2	3,5	4,8
нелегитимность правительства	0,02	0,2	0,0	0,9	1,7	1,3	1,4	1,7
трудоспособное население страны	0,02	0,6	1,8	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0

Показатели	Вес	Ирак	Иран	Сауд. Аравия	ОАЭ	Кувейт	Оман	Катар
грамотность взрослого населения	0,02	0,4	0,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,2
мин. месячная заработная плата	0,02	1,6	1,7	0,7	0,0	1,8	0,7	1,7
индекс инноваций	0,02	0,0	1,2	1,2	1,7	1,0	0,8	1,2
расходы на НИР в стране (% от ВВП)	0,02	0,0	1,1	1,1	1,7	0,0	0,2	0,6
Величина совокупного показателя инвестиционного климата страны		47,4	30,3	55,1	56,2	49,7	38,4	55,1

Источник: рассчитано автором на основе источников [154; 156; 157; 168; 170; 182; 226]

Приложение Л

(обязательное)

Результаты имитационного моделирования инвестиционного проекта

ПАО «Лукойл» в Республике Ирак

Таблица Л.1 - Результаты имитационного анализа методом Монте-Карло в ППП «Excel»

Номер эксперимента	Постоянные затраты, млн \$	Годовой объем добычи, млн барр.	Переменные затраты, млн \$	Цена на нефть, \$/ барр.	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП проекта, млн \$	NPV проекта, млн \$
1	7758	167	3344	101	937	1092	446
2	7485	168	3238	105	911	1033	423
3	8210	183	3288	98	979	1177	481
4	8087	170	3070	97	944	944	386
5	7695	170	3347	97	935	1116	456
6	7913	168	3458	90	957	1170	478
7	7902	167	3374	110	949	1110	454
8	8227	178	3227	101	972	1102	450
9	8156	179	3567	94	992	1320	540
10	7254	172	3084	102	887	968	396
11	7496	183	3454	104	940	1280	523
12	7601	181	3272	96	933	1152	471
13	8204	179	3264	92	974	1132	463
14	7729	171	3303	93	935	1096	448
15	7307	172	3377	94	911	1150	470
16	7526	171	3479	100	934	1205	493
17	8106	179	3254	97	966	1126	460
18	7519	177	3099	100	911	1015	415
19	7333	182	3233	96	912	1135	464
20	8185	177	3408	103	981	1206	493
21	7873	179	3189	107	945	1085	444

Номер эксперимента	Постоянные затраты, млн \$	Годовой объем добычи, млн барр.	Переменные затраты, млн \$	Цена на нефть, \$/ барр.	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП проекта, млн \$	NPV проекта, млн \$
22	7312	170	3525	105	921	1226	501
23	7161	167	3351	100	895	1096	448
24	7421	167	3144	98	899	968	396
25	7784	179	3239	103	942	1116	457
26	7523	171	3435	98	930	1178	482
27	7356	177	3155	96	903	1049	429
28	8159	182	3378	90	981	1225	501
29	7504	180	3283	110	926	1151	471
30	7451	169	3169	108	904	998	408
31	7504	168	3240	92	912	1035	423
32	7582	167	3275	105	920	1049	429
33	7547	174	3594	110	946	1299	531
34	8052	169	3080	98	941	943	386
35	7284	176	3523	90	924	1270	519
36	7848	167	3523	96	956	1203	492
37	7504	174	3170	109	913	1036	424
38	8208	177	3468	95	987	1243	508
39	8096	170	3439	104	971	1173	480
40	7797	175	3433	105	953	1207	493
41	7176	175	3129	94	887	1018	416
42	7753	178	3136	99	931	1045	427
43	7132	178	3351	94	902	1178	482
44	8191	183	3258	109	976	1158	474
45	7986	176	3108	105	944	1013	414
46	7317	183	3403	93	924	1248	510
47	8183	181	3524	100	992	1308	535
48	7833	172	3558	95	962	1262	516

Номер эксперимента	Постоянные затраты, млн \$	Годовой объем добычи, млн барр.	Переменные затраты, млн \$	Цена на нефть, \$/ барр.	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП проекта, млн \$	NPV проекта, млн \$
49	8071	180	3300	99	967	1162	475
50	7708	171	3353	94	938	1127	461
51	8183	172	3341	98	971	1127	461
52	7653	180	3220	94	932	1112	455
53	8113	181	3361	100	976	1207	494
54	7133	183	3473	102	915	1291	528
55	8047	181	3265	103	964	1148	469
56	7400	183	3352	107	926	1216	497
57	7181	1138	3471	92	906	1178	482
58	7280	169	3082	103	886	944	386
59	7612	178	3230	110	928	1103	451
60	7532	174	3180	94	915	1042	426
61	7437	179	3104	105	907	1033	422
62	7401	170	3183	96	903	1014	415
63	7790	169	3463	102	950	1180	483
64	7889	176	3196	95	944	1067	436
65	7148	172	3110	95	881	984	402
66	7581	169	3332	101	925	1099	449
67	8058	180	3463	102	978	1263	516
68	7693	171	3361	94	937	1132	463
69	8084	179	3450	105	978	1247	510
70	7472	180	3174	95	916	1084	443
71	7366	177	3189	91	907	1070	438
72	7654	177	3229	92	930	1095	448
73	7847	181	3446	98	963	1260	515
74	7748	181	3588	107	966	1348	551
75	8156	170	3167	94	955	1004	411

Номер эксперимента	Постоянные затраты, млн \$	Годовой объем добычи, млн барр.	Переменные затраты, млн \$	Цена на нефть, \$/ барр.	Ежегодная выручка, млн \$	ЧДП проекта, млн \$	NPV проекта, млн \$
76	7443	172	3263	106	913	1079	441
77	8010	171	3066	102	939	949	388
78	7967	174	3512	102	970	1248	510
79	8106	168	3182	101	951	999	408
80	8133	179	3411	104	979	1223	500
81	8156	169	3578	95	984	1252	512
82	7706	181	3061	98	925	1021	417
83	8091	169	3543	94	977	1230	503
84	7957	174	3420	90	963	1191	487
85	7329	174	3545	92	927	1269	519
86	7247	176	3313	95	906	1140	466
87	7568	169	3407	105	930	1146	468
88	8020	170	3158	92	945	999	408
89	7293	171	3402	95	911	1158	473
90	7867	176	3588	105	970	1310	536
91	7964	180	3503	96	974	1288	527
92	7934	181	3320	90	960	1182	483
93	7982	168	3210	94	944	1016	415
94	7663	168	3321	97	929	1085	444
95	7652	180	3450	98	948	1255	513
96	7417	180	3492	104	934	1281	524
97	7279	183	3339	110	916	1208	494
98	8245	168	3404	94	977	1136	465
99	8178	170	3511	90	982	1218	498
100	7731	175	3446	109	949	1215	497

Источник: составлено автором