

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Аль Дирави Али Саид Аббас



ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ
ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРАКА

Специальность 08.00.05 - Экономика и управление народным хозяйством
(экономика, организация и управление предприятиями, отраслями,
комплексами - промышленность)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук, доцент
Семёнова Т.Ю.

Санкт-Петербург – 2022

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРАКА.....	12
1.1 Методологические основы функционирования и развития в теории экономического управления.....	12
1.2 Роль газовой отрасли Ирака в территориальной экономике	18
1.3 Современное состояние газовой промышленности Ирака как основа развития нефтегазовой отрасли в стране	30
1.4 Выводы по главе 1.....	39
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ИРАКЕ.....	42
2.1 Анализ функционирования газовой отрасли Ирака	42
2.2 Государственное регулирование газовой промышленности в Ираке	60
2.3 Использование методов стратегического планирования при управлении экономическим развитием газовой отрасли	66
2.4 Выводы по главе 2.....	73
ГЛАВА 3 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИРАКА	78
3.1 Формирование контрактной системы в отрасли.....	78
3.2 Применение газовых и нефтегазовых аукционов для развития газовой промышленности.....	112
3.3 Выбор стратегического направления развития газовой отрасли Ирака.....	134
3.4 Выводы по главе 3.....	145
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	151
ПРИЛОЖЕНИЕ А Этапы развития газовой отрасли Ирака	169
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Месторождения газа	174
ПРИЛОЖЕНИЕ В Нефтегазовые контракты.....	176
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Акт внедрения результатов диссертационной работы... 	177

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования обосновывается тем, что на современном этапе развития энергетической отрасли Ирака, особенно как страны–экспортера нефтегазовой продукции на Ближнем Востоке, несмотря на тенденции к повышенному использованию экологических стандартов и технологий энергосбережения, значительного потребления газа как чистого топлива не наблюдается. Газовая отрасль является привлекательной для инвесторов и производителей, когда речь идет об экономических выгодах. В контексте настоящего исследования газовая отрасль идентифицируется как часть нефтегазового комплекса, предприятия которой осуществляют производственную и коммерческую деятельность по добыче и реализации попутного нефтяного и свободного газа.

Лидером в мировой нефтегазовой отрасли является регион Ближнего Востока, активно развивающий нефтяное направление отрасли. Иракские запасы природного газа составляют в 2022 году не менее 3,5 трлн. кубометров. Они ставят Ирак на 11-е место среди стран с крупнейшими в мире запасами газа. Доля международного рынка Ирака в 2020-2021 гг. составила 6,3%. Впрочем, это не мешает ему оставаться вторым по величине производителем и поставщиком нефтепродуктов после Саудовской Аравии.

Нефтяное и газовое направление развития энергетической отрасли в странах Ближнего Востока начало развиваться в первой трети 20 века. Главенствующая роль отдавалась нефтяной отрасли. В 1970-1980-х годах появился интерес к газовой отрасли, развитие которой длительно сталкивалось с проблемами военно-политического и организационно-экономического аспекта. В условиях спроса на продукты нефтегазовой отрасли, роста экологических требований, тренда на падение цен на нефть, многие страны стараются развивать газовую отрасль, отличаясь при этом инвестиционной привлекательностью отрасли (запасами, типами газа, объемами добычи, потреблением, инфраструктурой, экспортной направленностью, транспортной составляющей, влиянием санкций, долговременными региональными конфликтами).

Совокупность данных критериев может оказывать влияние как на экономическую ситуацию в развитии отдельной отрасли в Ираке, так и на развитие газовой отрасли всего ближневосточного региона. Сочетание влияния внутренних отраслевых и внешних социальных, экономических, политических факторов в каждой из стран Ближнего Востока способствует созданию конкурентных преимуществ в газовой отрасли для ряда нефтегазовых стран в регионе. Ирак, обладая 2% мировых запасов газа, как и многие другие нефтегазодобывающие страны Ближнего Востока, традиционно специализировался исключительно на нефти, используя выгодные конкурентные преимущества (обладая 9% мировых запасов нефти и крайне низкой себестоимостью ее добычи). Однако растущая финансовая зависимость страны от монопродукта, экологические требования по прекращению сжигания попутного нефтяного газа, необходимость обеспечения резко выросшего внутреннего спроса на газ, потребность развития сопряженных отраслей, особенно нефтехимии и производства удобрений, необходимость увеличения национальных доходов, потребовала пристального внимания к газовой отрасли. В настоящее время возникла возможность воссоздания и развития газовой отрасли Ирака, что и определяет актуальность направления данного диссертационного исследования.

Степень проработанности исследуемого направления заключается в том, что основу диссертационного исследования составили труды российских и зарубежных исследователей: по проблемам текущего состояния и восстановления иракской экономики и её нефтегазового сектора-Аль Халиди Х.И., Азиза Х.С., Айдруса И.А., Семичевой В.О., Березиной А.Э.; по проблемам мирового газового рынка-Архипова Н.А., Мироновой И.Ю., Боровского Ю.А., Брагинского О.Б., Гафарова Н.А. Мещерина И.В.; по проблемам мировой энергетики- Денчева К., Ергина Д.В.; по инвестиционным проблемам Ирака- Исмаила М.Л., Куликова М.А., Сабри М. Тем не менее, многие вопросы текущего исследования газовой отрасли Ирака не изучены или требуют проведения повторных исследований, обусловленных фундаментально изменившимся экономическим и инвестиционным ландшафтом страны в течение последних 20-40 лет.

Целью диссертационной работы является разработка предложений по обеспечению стабильного экономического развития газовой отрасли Ирака в условиях повышения её значимости в структуре нефтегазового комплекса и воздействия современных эколого-экономических, социально-политических, технологических факторов.

Основная научная идея работы заключается в разработке методического подхода к определению направления экономического развития газовой отрасли Ирака с использованием системы контрактов и аукционов, инструментов стратегического планирования, комплексного учёта возможностей инвестирования в попутный и свободный газ и факторов, влияющих на состояние и перспективы газовой отрасли.

Задачи, которые необходимо решить в исследовании:

1. Выявить основные факторы функционирования газовой отрасли Ирака на основе анализа её состояния, эффективности, проблем, перспектив и определить ключевые направления экономического развития газовой отрасли Ирака.
2. Обобщить особенности нефтегазовых и газовых инвестиционных контрактов в Ираке, сформулировать рекомендации по их практическому использованию с учетом возможностей применения для свободного и попутного газа.
3. Уточнить формулу денежного дохода от добычи нефти и газа при использовании технических сервисных контрактов в целях увеличения прогнозируемости результатов и затрат участников, включая государство и частные компании.
4. Разработать методический подход к оптимизации доходов участников инвестиционного контракта, позволяющий повысить эффективность применения контрактной системы в целом.
5. Предложить раунды лицензирования по стратегически важным нефтяным и газовым месторождениям, обосновать экономическую целесообразность инвестирования в попутный газ.

6. Разработать алгоритм выбора стратегического направления развития газовой отрасли с учетом влияния различных факторов, осуществить стратегический выбор для Ирака на основе представленного методического подхода.

Объект исследования — газовый сегмент нефтегазового комплекса Ирака, идентифицируемый как добыча и реализация попутного нефтяного и свободного газа.

Предмет исследования — экономические и управленческие отношения и методы в процессе функционирования и развития газовой отрасли на примере Ирака.

Информационная база исследования состоит из информационно-аналитических материалов, представленных на сайтах Мирового банка, Международного энергетического агентства, ОПЕК, данных министерства энергетики РФ и Министерства нефти Ирака, данных Комплексной стратегии развития энергетики Ирака до 2030 года и других источников по направлению исследования.

При написании работы автором использовались монографические и периодические издания на русском, арабском и английском языках как в бумажной, так и в электронной форме.

Научная новизна диссертационного исследования:

1. Выявлены экономические, политические, социальные, экологические, технико-технологические факторы функционирования газовой отрасли Ирака с учетом конкурентных отраслевых возможностей и ограничений региона, определены направления развития контрактной системы, нефтегазовых аукционов и стратегического планирования, позволяющие повысить эффективность экономического развития газовой отрасли Ирака.

2. Обобщены особенности нефтегазовых и газовых инвестиционных контрактов в Ираке, сформулированы рекомендации по их практическому применению, в соответствии с которыми для свободного газа необходимо применение сервисных контрактов, для попутного нефтяного газа - сервисных, а

также контрактов о разделе продукции, если в качестве операторов выступают негосударственные компании.

3. Уточнена формула денежного дохода от добычи попутного и свободного газа при использовании технических сервисных контрактов путем введения коэффициента снижения добычи на углеводородных месторождениях, что позволяет увеличить прогнозируемость результатов и затрат участников, включая государство и частные компании, и повысить эффективность применения контрактной системы.

4. На основе теории контрактов предложен методический подход к оптимизации доходов участников инвестиционного контракта. В рамках представленного алгоритма предложено установить долю выручки государства в размере 25-50 % в виде роялти в зависимости от типа нефтегазовых месторождений.

5. Обобщены критерии отбора нефтегазовых компаний, причины передачи и изменения долей владения при проведении аукционов в Ираке, предложены раунды лицензирования по стратегически важным углеводородным месторождениям, обоснована экономическая целесообразность инвестирования в попутный нефтяной газ, позволяющего снизить зависимость от его импорта и обеспечить прирост доходов государственного бюджета.

6. Представлен алгоритм выбора стратегического направления развития газовой отрасли, представляющий собой иерархическую модель, в рамках которой определяется степень влияния различных факторов на процесс отраслевого функционирования и развития, оценивается воздействие стратегических направлений на достижение целей акторов - Совета министров Ирака, министерств нефти и энергетики, государственных, частных и государственно-частных компаний.

Полученные научные соответствуют пунктам 1.1.20 «Состояние и перспективы развития отраслей топливно-энергетического, машиностроительного, металлургического комплексов», 1.1.4 «Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных

предприятиях, отраслях и комплексах» — паспорта научной специальности ВАК РФ 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством».

Теоретическая и практическая значимость работы. Диссертация направлена на расширение научного знания в области формирования подходов к обеспечению эффективного развития газовой отрасли Ирака, включающей в контексте данного исследования добычу и реализацию свободного и попутного нефтяного газа. Положения работы могут быть использованы при разработке и реализации стратегических направлений развития газового сегмента нефтегазового комплекса. В частности, положения работы целесообразно использовать в корреляции с Комплексной стратегией развития энергетики Ирака до 2030 года для формирования и реализации энергетической политики.

Результаты исследований внедрены в научной деятельности Института экономических проблем им. Г.П. Лузина – обособленного подразделения Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», акт о внедрении от 26 мая 2022 г.

Методология и методы исследования.

Теоретико-методологическую основу исследования составляют теория ресурсного национализма, теория инвестиций, теория инвестиционной стоимости, теория рисков. Используются такие общенаучные методы, как: индукция и дедукция, анализ и синтез, метод научной абстракции, наблюдения, экспертный метод, графический метод, метод группировок, логический метод, исторический метод, метаанализ. В работе также использовались специальные методы сбора и обработки статистических данных, в том числе анализ временных рядов и прогнозирования, факторный метод и методы инвестиционного анализа, анализ нормативно-правовой базы, метод аналогии.

Положения, выносимые на защиту:

1. Выявленные в результате проведенного анализа факторы функционирования газовой отрасли Ирака доказывают необходимость увеличения в структуре нефтегазового комплекса доли газового сегмента, развивающегося в условиях отсутствия единой ближневосточной стратегии, что

ограничивает возможные конкурентные преимущества на национальном уровне – развитие отраслей, включая переработку газа и сопряженные отрасли, на региональном уровне – кооперацию в сфере газовой инфраструктуры и совокупное увеличение экспорта газа из стран региона.

2. В качестве ключевого направления развития газовой отрасли Ирака необходимо рассматривать преобразование существующих нефтегазовых контрактов в сервисные; целесообразно применение методического подхода к распределению прибыли на основании использования адвалантных ставок, что даёт инвестору больше свободы, является экономически обоснованным, поскольку позволяет государству увеличить показатели дохода при сопутствующем снижении производственных затрат.

3. Доказано, что оптимальным на данном этапе должно быть стратегическое направление развития газовой отрасли, связанное с инвестированием в попутный нефтяной газ, самостоятельным полным обеспечением потребностей промышленности Ирака в этом виде ресурсов, отказом от импорта газа из-за границы. При изменяющихся внешних и внутренних условиях функционирования газовой отрасли целесообразно использование вторичных данных и расчетов, позволяющих уточнить выбранное направление в рамках представленного алгоритма.

Степень достоверности результатов исследования обеспечивается соответствием методологии исследования основным положениям теорий экономического роста, стратегического планирования, контрактов и аукционов, применением научных методов исследования, использованием значительного количества российских и зарубежных источников, апробацией результатов исследования.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования, выборе методов, обосновании направлений развития системы контрактов и аукционов, разработке и обосновании направления стратегического развития газовой отрасли Ирака.

Апробация результатов. Главные идеи и научные результаты диссертационного исследования были представлены: на VI Международной научно-практической конференции Technoperspective 2020 «Технологическая перспектива: новые рынки и точки экономического роста», в период 12-13 ноября 2020 года на базе Санкт-Петербургского государственного университета; конференции «Проблемы недропользования» в секции «Экономика устойчивого развития и глобальные инвестиционные тренды» с докладом «Политико-экономические проблемы создания газовой отрасли Ирака» 22 марта 2021 в Санкт-Петербургском горном университете; Всероссийская научно-практической конференции с зарубежным участием «Цифровая экономика, умные инновации и технологии» (ИНПРОМ-2021), СПб, 18-20 апреля 2021 с докладом: «Модификация контрактов как фактор повышения инвестиционной привлекательности газовой отрасли Ирака»; международной научно-теоретической конференции «Коммуникативные стратегии информационного общества» 22-23 октября 2021г. (Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого) с темой доклада: «Взаимодействие государства и предприятий в развитии нефтегазовой отрасли: опыт стран Ближнего Востока».

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в одной статье - в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

Структура работы обусловлена целью и задачами диссертационного исследования. Диссертация состоит из введения, трёх глав, включающих 9 параграфов, списка литературы и приложений. Работа содержит 30 рисунков и 30 таблиц. Библиографический список содержит 169 наименования. Общий объем работы составляет 179 страниц машинописного текста.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю – Семёновой Татьяне Юрьевне и кафедре экономики, организации и управления Санкт-Петербургского горного университета.

ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИРАКА

1.1 Методологические основы функционирования и развития в теории экономического управления

Территориальное развитие и функционирование в настоящее время в нефтегазовой отрасли имеет большое значение. Территориальная система требует логической связи между функционированием и развитием как единого целого. Через функционирование проявляется реализация развития. Качественные аспекты связаны с переходом процесса функционирования и роста на более высокий уровень. Как функционирование, так и развитие отраслевой системы должно иметь адаптационные механизмы под изменяющиеся условия, характеризоваться устойчивостью и гибкостью. Данные свойства должны формироваться и в территориальной системе, в которой происходит развитие отрасли, и в управленческой системе [19].

Функционирование и экономическое развитие отрасли являются довольно общепотребительными терминами. Однако в литературе их различие и взаимодействие, как правило, не рассматриваются. Анализ современных концепций по организации и управлению территорией показывает, что следует рассматривать систему функционирования и систему развития как две отдельные самостоятельные части. Результативные показатели функционирования должны коррелировать с мнением и прогнозом о состоянии территории для эффективного управления территорией. Инвестиционные потоки в отрасль могут быть направлены на развитие путем вложения в функционирование, которое повлияет на процесс развития.

Рассмотрим, в чем же отличие функционирования от развития. Это важно в аспекте определения направления эффективного развития газовой и нефтегазовой отрасли Ирака, так как данная отрасль во многом формирует бюджет страны, оказывая, таким образом, непосредственное влияние на решение комплексных проблем экономического, социального и экологического развития страны. Очень

важно найти оптимальное сочетание – сколько средств выделять на текущее функционирование (например, на выплату пособий нуждающимся) и сколько вкладывать в развитие (например, в инвестиционные проекты). Функционирование подразумевает движение в системе, не нарушая целостности, при этом воспроизводя формы, взаимоотношения, качество для устойчивости территорий [28]. Функционирование образует обратимые изменения в социально-экономической сфере, при этом сосостоит из противоречий, влияющих на стабилизирующие, мобилизирующие, адаптационные, дезадаптационные, гомеостатические и противоположные механизмы. Диалектика функционирования состоит в сопряжении традиционалистского и новаторского, репродуктивного и творческого механизмов. Развитие системы кроется в функциональных механизмах. Основа превращения функционирования в развитие кроется в творческом начале. В развитии есть основа изменения, которые будут приводить к качественным сдвигам. Поэтапность развития также заключается и в сменяющейся динамике положительного и отрицательного, что ведет к прогрессу или к регрессии. Качественный скачок развития порождает новый уровень, на котором решаются задачи, изменяются и функциональные особенности. Дифференциация взглядов на экономическое развитие территорий обуславливает анализ прогрессивных методов и качественных изменений для оптимизации и нивелирования негативных влияний при формировании стратегии отраслевого развития территорий.

Следует отметить, что не любое изменение следует определять как развитие [17]. Никифорова В.Д. [38] в своих трудах отмечает развитие региона, как комплекс изменений в социальной, политической, экологической, экономической, пространственной и духовной сферах, которые приводят к качественным изменениям условий жизни человека, идя в рамках общественного прогресса, увеличивая общественное богатство.

В труде Орешина В.П.[39] изложено мнение о том, что уровень комплексного развития территории должно рассматриваться в части использования ВРП территории. При этом не каждый рост ВРП, ВВП следует

рассматривать как развитие. Темпы развития отражают темпы экономического роста, при этом рост не равен развитию. Снижение тренда экономического роста не означает снижение экономического развития, скорее, наоборот, особенно в период спада производства [39]. При этом существуют различные мнения на проблему экономического роста.

Рассмотрим развитие понятия «экономический рост» в трудах отечественных ученых. Полтарыхин А.Л. [43] понимает под управлением экономического роста интегрированный процесс, который направлен на прогресс во всех уровнях экономики в части оптимизации стратегических и оперативных решений. Однако это обобщение не в полной мере отражает сущность экономического роста.

Поляк Г.Б. [46] рассматривает категорию «видения» экономического роста в рамках увеличения общественного продукта, благосостояния, формирующих механизмов и инструментария, которые отражают тенденцию экономического роста. Ускоренный экономический рост территории и отрасли в целом подразумевает развитие экономических систем высокими темпами в части прироста ВВП, дохода населения, рост выручки от реализации, капитализации компании, что количественно характеризует показатель.

Глушкова В.Г. [17] отмечает, что критерии экономического роста включают не только количественные характеристики, типа ВВП на душу населения, но и качество жизни населения, удовлетворенность жизнью людей.

Рыкалина О.В. рассматривает экономический рост через призму производственного потенциала, экономическая динамика при этом оценивается в фактическом выпуске. Экономический рост здесь характеризуется не фактическим выпуском, а загрузкой мощностей. Отраслевой аспект характеризуется объемом выручки и количественной характеристикой загруженности производств (нефтегазовой отрасли).

В настоящее время нами видится категория «экономического роста» как процесс экстенсивной и интенсивной интеграции экономических процессов в прогрессе развития функциональных аспектов экономики для поддержания

конкурентоспособности и развития системы управления территорией в части стимулирования отраслевого развития страны на макро-, мезо- и микроуровне, включая стимулирующие аспекты цифровой экономики.

Проблема развития экономического роста региона упирается в вопрос эффективного управления функционированием региона [137]. При этом понятие «регион» будем понимать в широком смысле. Управление экономическим ростом понимается нами как «целенаправленное вмешательство в отдельные виды отраслей экономики для последующего повышения конкурентоспособности страны».

В краткосрочном периоде в плане развития региона (территории) следует рассматривать проблемы обеспечения территории, увеличение роли экстенсивного расширения производства за счет резервов. В долгосрочном периоде происходит планомерное количественное и качественное увеличение производственного капитала. При интенсивном подходе экономический рост осуществляется через эффективное использование средств производства, средств научно-технического прогресса для развития территории. Использование экстенсивной и интенсивной моделей роста для трансформации отраслей экономики очень существенно при различных особенностях региона. Развитие не может осуществляться иначе, чем через процесс функционирования [62].

Высокий темп прироста в слаборазвитой экономике дает небольшой абсолютный рост объема производства, при этом содержание каждого процента роста больше, данный эффект называется – эффект «базы» [49].

Экономический рост количественных показателей на устаревших ресурсах приводит к тому, что данный рост только уменьшает ресурсы, сокращая преимущества территории. Характеристика производственных мощностей и технологической системы помогает понять совпадение роста и развития. Рост на базе пятого технического уклада в газовой и нефтегазовой отрасли и развитие территорий этих стран возможен только при опоре на достижения цифровой экономики, внедрения технологий [53].

Развитие и инновация отрасли идет неразрывно между собой. В специфике инновации следует рассматривать, кроме факторов социально-экономического аспекта, и специализацию регионов, особенно в отраслевом аспекте. Финансовые ресурсы, новые каналы сбыта и новые рынки, экологические технологии и их применение составляют основу эффективности развития социально-экономических систем. Для оптимального функционирования отрасли не всегда новый продукт может обеспечивать экономический рост, потому что не прошла отрасль стадию адаптации к новым изменениям. Постепенное улучшение технологических процессов и техники будет способствовать лучшему функционированию и развитию в целом.

На рисунке 1.1 [60] представлен механизм функционирования и развития региональной системы управления. В качестве региона может выступать в аспекте данного исследования территория отдельной страны. Механизм функционирования и экономического развития региональной системы управления предусматривает единую взаимосвязанную систему для всех регионов. На рисунке 1.1 представлены все связи в управлении функционированием и развитием территориальной системы. Используемые категории: законы объективного мира, законы управления – могут быть общими и специфическими, определяемые целями. Если познание глубоко и объективно отражает закон, то субъективность достаточно мала. Принципы исходят из законов, имеют двойственный субъективно-объективный характер. Если субъект познания искажает процессы, придавая им большое значение, то развивается субъективизм. Лица, принимающие решения в управленческой сфере должны руководствоваться только объективными законами и использовать субъективизм в опосредованной форме.

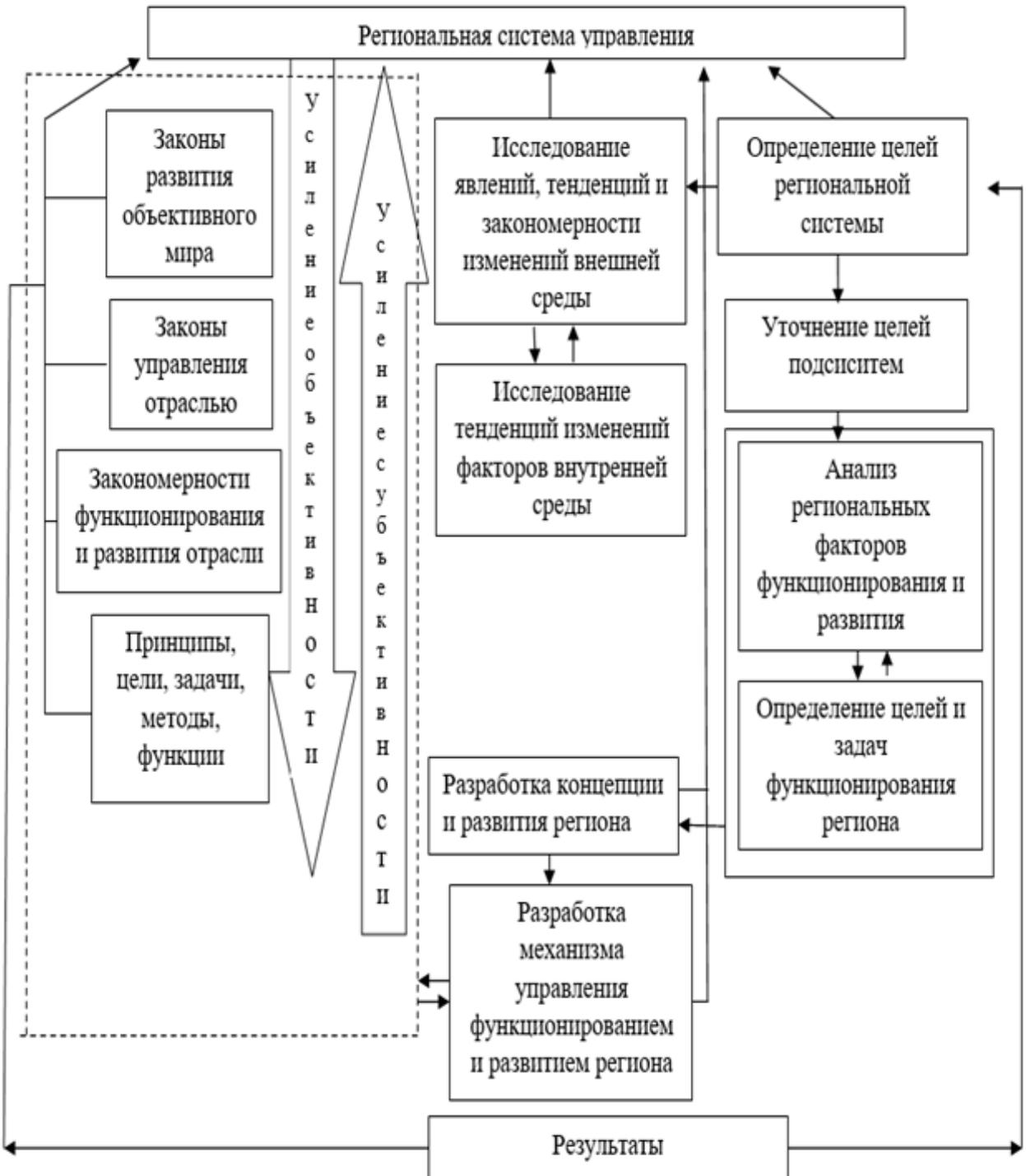


Рисунок 1.1 – Механизм функционирования и экономического развития региональной системы управления] [60]

Система эффективного управления территорией существует определенно благодаря реализации свойств, движения и взаимодействия [60].

Таким образом, структура и внутренние связи в системе экономического управления отраслью имеют большое значение для устойчивости

территориальной системы. Однако регион может лидировать только в макроокружении, постоянно обмениваясь товарами и услугами с другими территориальными образованиями.

Развитие региона как системы характеризуется его местом, внешними связями [35]. Эффективное управление региональной системой основывается на единстве функционирования и развития.

1.2 Роль газовой отрасли Ирака в территориальной экономике

На современном этапе развития экономики территории Ирака на Ближнем Востоке следует определить влияние и роль газовой отрасли на экономику страны. Следует рассмотреть следующие факторы: внутренние отраслевые (характеризуемые запасами, типами газа, объемами добычи, потреблением, инфраструктурой), внешние (характеризуемые экспортной направленностью, транспортной составляющей, влиянием санкций, долговременными региональными военно-политическими конфликтами). Проанализируем внутренние отраслевые факторы.

1. Запасы газа.

Министерство нефти Ирака формирует статистические данные по запасам газа [130]. Данные по запасам газа дают представление о количестве газа, а соответственно, о его возможности применения и реализации. При этом следует придерживаться только данных по достоверным запасам. Достоверные запасы газа – это количество природного газа, которое, по результатам анализа геологических и технических данных, оценивается с долей уверенности, как восстанавливаемое при текущих экономических и эксплуатационных условиях.

Местоположение, количество газа зачастую известны в таких запасах. Достоверные запасы равны термину «измеренным запасам», согласно американской классификации ресурсов, содержащейся в американском проспекте геологической службы 831 за 1980 год. Измеренные и выявленные запасы вместе составляют подтвержденные запасы.

2. Типы газа.

Добыча природного газа в тарификации при реализации классифицируется как свободный газ, а при добыче нефти сопутствующим процессом является выработка сланцевого газа, который классифицируется как попутный, в том числе определяют сернистые соединения в газе [16, 83, 148].

3. Объемы добычи газа.

Стандарты объема добычи газа определены регулирующим отрасль учреждением. Для Ирака данный вопрос регулирует Министерство нефти.

Добыча газа рассчитывается как сумма добычи газа из старых и новых скважин по следующей формуле (1.1):

$$D_{г} = D_{г \text{ ст}} + D_{г \text{ нов}}, \quad (1.1)$$

где $D_{г}$ - добыча газа;

$D_{г- \text{ ст}}$ - добыча газа из старых скважин;

$D_{г \text{ нов}}$ - добыча газа из новых скважин.

Чтобы определить скорость роста добычи природного газа в странах Ближнего Востока необходимо применить формулу (1.2) [7]:

$$P = \left(\sqrt[k]{\frac{TГ}{ПГ}} - 1 \right) * 100 \rightarrow P = \left(\sqrt[9]{\frac{2018г}{2009г}} - 1 \right) * 100 (\%), \quad (1.2)$$

где P – рост добычи газа;

K – количество лет между двумя периодами;

$TГ$ – текущий год для добычи газа;

$ПГ$ – предыдущий год для добычи газа.

4. Потребление газа. Измеряется в кубометрах.

5. Инфраструктура (производственные фонды для добычи газа).

Это количество нефтегазовых перерабатывающих заводов, их качественно-количественные характеристики.

Внешние факторы:

1. Экспортная направленность. Характеризуется тем, куда и в какие направления экспортируется газ. Какие выгоды имеет страна от этих направлений [30, 47].

2. Транспортная составляющая характеризуется логистическими расходами на транспортировку газа.

3. Влияние санкций, долговременные региональные военно-политические конфликты, социально-политические изменения. В каждой стране – экспортере нефтегазовой отрасли есть внутренние противоречия. На Ирак были наложены санкции по экспорту газа, был военный конфликт [91, 99, 153].

Рассмотрим экономические составляющие.

1. Экспорт – это отправка, вывоз товара без обязательств ввоза для последующей продажи или переработки.

2. Импорт – ввоз товара на таможенную территорию нашей страны путем покупки или бартера у продавца зарубежного государства.

3. Экспортная квота (Кэ) – количественный показатель экспорта для экономики и отрасли по видам продукции. Расчет ведется как соотношение стоимостей экспорта (Э) к ВВП за период, выражается в процентах.

4. Импортная квота (Ки) – количественный показатель импорта, для экономики и отрасли по видам продукции. Расчет ведется как соотношение стоимостей импорта (И) к ВВП за период, выражается в процентах.

5. Внешнеторговый оборот страны (суммарное значение экспорта и импорта).

6. Внешнеторговая квота (КВ) определяется как соотношение половины суммы стоимостей экспорта и импорта к стоимости ВВП, выражается в процентах.

7. ВВП — один из важнейших показателей экономики страны, он позволяет увидеть ее масштаб. Рост ВВП говорит об экономическом росте: в стране стали производить больше товаров и оказывать больше услуг. Спад ВВП сигнализирует о стагнации экономики и уменьшении доходов производителей. Однако сам по себе рост ВВП не всегда свидетельствует о развитии экономики

[64]. Поэтому стали выделять два типа показателя: номинальный и реальный ВВП. Номинальный ВВП отражает сухие цифры, но не учитывает инфляцию. Бывает, что ВВП страны вырос, но по факту не произведено больше товаров и не улучшено их качество, а лишь вырос общий уровень цен. Чтобы понять, действительно ли экономика растёт, используют реальный ВВП, учитывающий уровень инфляции.

8. Темп роста – это соотношение текущего значения ряда с принятым за базовое (предыдущее или сравнительное). Переводят в процент, умножая на 100 процентов.

9. WETI – Индекс энергетической трилеммы, разработан Мировым энергетическим советом – МИРЭС (The World Energy Council – WEC) совместно с американской консалтинговой компанией Oliver Wyman. Включает: энергетическую безопасность, энергетическое равенство, экологическую устойчивость, энергетические системы, включает также особенности страны [33].

10. Доход на душу населения как среднее арифметическое от суммы всех доходов по отношению к размеру населения.

Ирак является частью Ближнего Востока, среди стран которого находятся страны, обладающие нефтяными и газовыми месторождениями. В данном случае внешние факторы, в лице соседних стран Ближнего Востока, могут оказывать серьёзное влияние, как позитивное, так и негативное, на развитие газовой отрасли Ирака [126]. Поэтому, по нашему мнению, для комплексной оценки факторов, влияющих на функционирование газовой отрасли Ирака, необходимо в том числе оценить газовые возможности соседних стран для того, чтобы понять конкурентную позицию Ирака и оценить, кто из этих стран потенциально может быть конкурентом, союзником, партнёром или останется нейтральным соседом и возможны ли совместные проекты по добыче, транспортировке, переработке или извлечению попутного нефтяного газа в нефтегазовых месторождениях.

Основные проблемы, с которыми столкнулись страны Ближнего Востока в стремлении развития газовой отрасли: международные конфликты, санкции. В некоторых случаях, по мнению учёных, такие принудительные меры выступают

как инструмент политического или экономического давления на какое-то государство. В отношении Ирака были использованы международные санкции. Это блокада, возникшая в результате резолюции 661 ООН, которая была принята 6 августа 1990 года в результате второй войны в Арабском заливе, и предусматривающей принятие экономических санкций против Ирака, за этим решением последовало почти десять последовательных решений, имеющих последствия для его выживания и представляющих вызов для международного сообщества [50, 55, 160].

Ирак имеет стратегическое территориальное расположение и крупные запасы нефти и природного газа. Страны, рассматривавшие Ирак как объект для инвестирования, отказывались от вложения денег из-за высоких рисков, связанных с военными действиями. В связи с этим, Ирак продолжительное время не имел возможности развивать энергетическую отрасль. На сегодняшний день в отношении Ирака отсутствуют какие-либо ограничительные меры, поскольку страна заняла нейтральную политическую позицию. Ирак сейчас находится в сравнительно благоприятных условиях на мировой арене, нежели в период с 2000 по 2015 годы. Согласно нашему исследованию, мы можем провести анализ SWOT по Ближнему Востоку.

Ближний Восток — это географическая территория, которая включает страны Западной Азии и Египет и имеет выход к Средиземному, Красному, Аравийскому морям и Арабскому заливу. Изначально определение «Ближний Восток» прозвучало в Министерстве по делам Британской Индии в XIX веке, позже оно получило обширное распространение благодаря специалисту по стратегическим вопросам в управлении ВМФ США Альфреду Тайеру Махану, который применил его в 1902 году, чтобы обозначить территории, расположенные между Индией и Аравийским полуостровом. Этот термин используется для обозначения стран и цивилизаций, присутствующих в этом географическом регионе [3].

Ближневосточный регион одновременно обладает крупнейшими запасами нефти и газа, сравнительно небольшой территорией и растущим населением

(темпами роста в 2-3,5 раза превышающими общемировые) (таблица 1.1), что в значительной степени определяет все варианты кратко- и долгосрочного развития этих стран. Лидирующее положение по темпам роста населения в Катаре, Кувейте и Ираке, и, соответственно, постоянно растущий спрос определяет более активную позицию этих стран по разработке и реализации национальных стратегий в газовой отрасли.

Иракцы значительно пострадали от военных действий. Много людей были лишены пищи и лекарств, а также всех средств прогресса и технологий, достигнутых миром в эпоху девяностых годов прошлого века, что привело к гибели миллиона с половиной детей в результате голода, нехватки острых лекарств и отсутствия у них самых основных средств жизни. Организация Объединенных Наций в 2017 году объявила об отмене санкций в отношении Ирака. Данное решение об отмене санкций было принято под № 2390 от 8 декабря 2017 года, что указывает на то, что была сформирована позиция, что Ирак «полностью осуществил меры, которые были введены в соответствии с положениями седьмой главы, в соответствии с резолюциями 1958 (2010) и 2335 (2016)», после этого Ирак стал суверенным государством без международных санкций.

Таблица 1.1 – Население в странах Ближнего Востока

Страна	Население (млн. чел.) по годам					
	2009	2012	2015	2018	2030	Рост
Общее мировое население (млрд.чел.)	6,872	7,125	7,379	7,631	8,548	1.0%
Египет	81,134	86,422	92,442	98,423	120,831	1.9%
Иран	72,924	75,539	78,492	81,800	92,663	1.1%
Ирак	31,664	34,208	35,213	38,124	50,193	2.2%
Саудовская Аравия	26,630	29,154	31,717	33,702	39,322	1.9%
ОАЭ	7,917	9,141	9,262	9,630	10,661	1.4%
Кувейт	2,821	3,348	3,835	4,137	4,747	2.5%
Катар	1,654	2,196	2,565	2,781	3,326	3.4%
Другие страны Ближнего Востока	143,054	150,975	158,126	165,446	194,631	1.5%
Общее количество населения в Странах Ближнего Востока	367,798	390,983	411,652	434,043	516,374	1.6%

Источник: составлено автором на основе данных [138]

Рассмотрим развитие газовой отрасли в странах Ближнего Востока. Ближний Восток - регион, обладающий значительными запасами природного газа.

По разным оценкам, объём доказанных запасов этого энергоносителя составляет 41-43% от общемировых запасов [89, 138].

Самое большое газовое месторождение на территории Саудовской Аравии «Тухман», расположено в центре пустыни Руб Эль Хали. Начальный запас месторождения оценивают в более чем 1 млрд. м³. Второе по величине запасов газа – месторождение «Гавар» - около 1 млрд. м³. Самое крупное морское месторождение Саффания Хафджи - более 300 млрд. м³ газа [24]. Объединенные Арабские Эмираты имеют порядка 6 трлн. м³ доказанных запасов природного газа. Самые большие запасы – 5,6 трлн. м³ – находятся в Абу Даби. Запасы эмиратов Шарджи, Дубая и Рас Эль Хаймы меньше – 283 млрд. м³, 113 млрд. м³ и 34 млрд. м³, соответственно. Другие страны Ближнего Востока обладают меньшими запасами природного газа, чем вышеперечисленные [82]. Сравнительные данные по странам представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Доказанные запасы природного газа в странах Ближнего Востока (2011-2020 гг.)

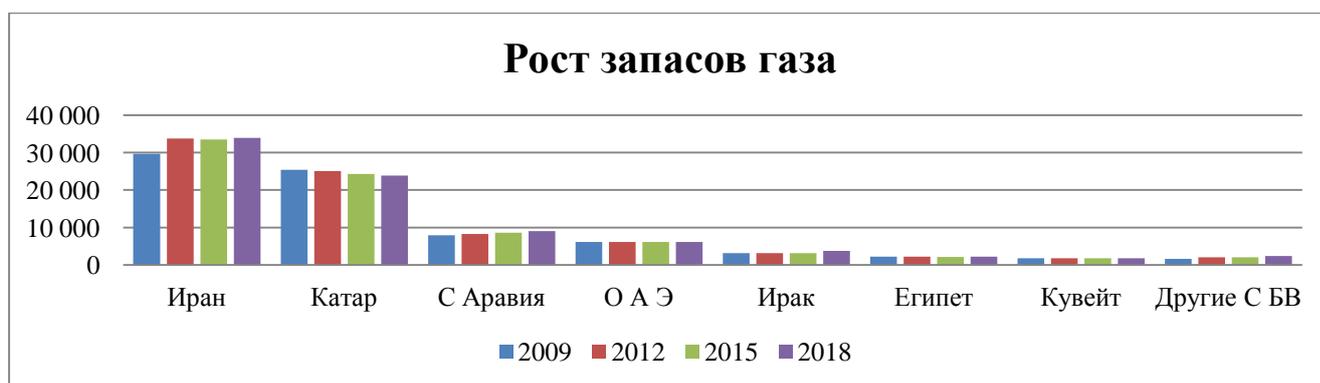
Страна	Запасы газа (трлн. м ³) по годам				
	2011	2014	2017	2020	Рост
Общие мировые запасы	188,721	198,891	197,280	203,230	0.8%
Иран	29,610	33,780	33,500	33,900	1.5%
Катар	25,366	25,069	24,300	23,850	0.7%
Саудовская Аравия	7,920	8,235	8,590	9,070	1.5%
ОАЭ	6,091	6,091	6,090	6,090	0.0%
Ирак	3,170	3,158	3,160	3,730	1.8%
Египет	2,185	2,185	2,090	2,220	0.2%
Кувейт	1,784	1,784	1,780	1,780	0.0%
Другие страны Ближнего Востока	1,653	2,024	1,999	2,351	4.0%
Общее количество в странах Ближнего Востока	77,779	82,326	81,509	82,991	0.7%

Источник: 1-4 столбцы составлены автором на основе [138],

Абсолютными лидерами региона по запасам газа являются Иран и Катар. Так, Иран располагает более 16% мировых запасов природного газа. Основные запасы природного газа сосредоточены в районах месторождений на шельфе Персидского залива. В последние годы крупное газовое месторождение открыто на северо-востоке в районе г. Серахс. Катар имеет подтвержденные запасы

природного газа почти в 24 трлн. м³. В Катаре находится одно из самых крупных месторождений на планете – Северное (Аш-Шималь, Северный Купол). Месторождение Северное - часть уникального месторождения Южный Парс, другую часть которого разрабатывает Иран. Запасы месторождения Южный Парс оцениваются в 28 трлн. м³ газа. Большие запасы газа также находятся в Саудовской Аравии. Почти вся территория этой страны входит в нефтегазоносный бассейн Персидского залива, и лишь узкая полоса побережья Красного моря с прилегающим шельфом относится к Красноморскому нефтегазоносному бассейну [111].

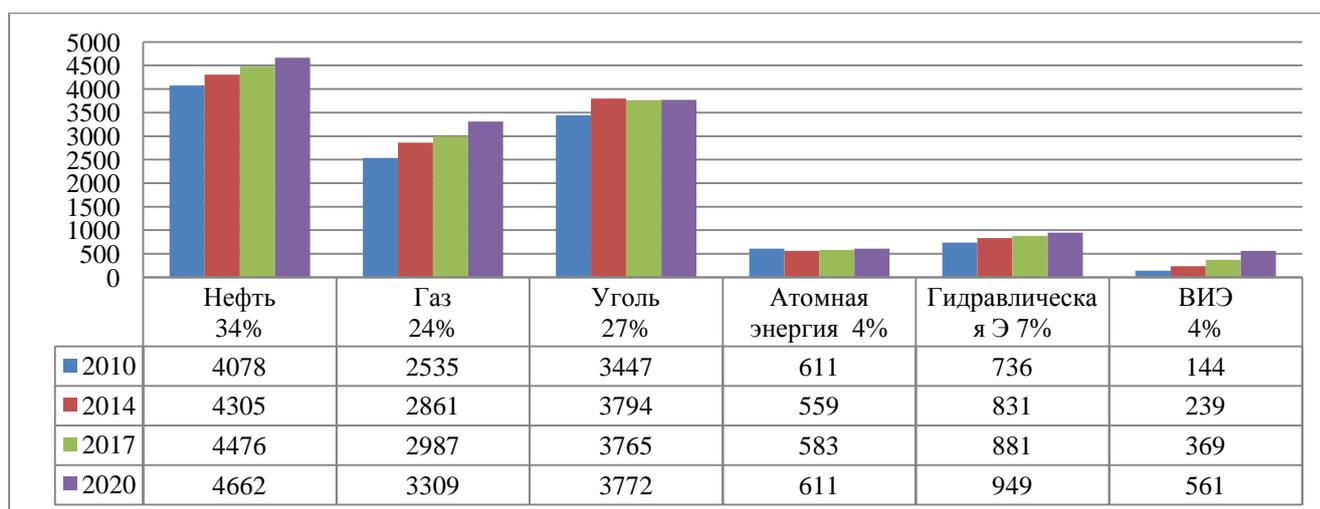
Рассмотрим добычу газа в странах Ближнего Востока. На рисунке 1.2. графически показано изменение доказанных запасов природного газа в странах Ближнего Востока за период с 2009 по 2018 год.



Источник: составлено автором на основе таблицы 1.2

Рисунок 1.2 – Изменение доказанных запасов газа в странах Ближнего Востока по годам.

На рисунке 1.3 представлена динамика потребления энергоресурсов в мире. Как показано в таблице 1.3, наблюдается прирост добычи природного газа в период с 2009 по 2018 год в среднем на 45% в регионе. Наибольший прирост в добыче у Катара. В 2009 году эта страна добыла 92,4 млрд м³. газа, а в 2018 году добыла 175,5 млрд м³. газа. Добыча газа в Ираке за этот промежуток времени увеличилась почти в 2 раза с 17,52 млрд. м³ в 2009 году до 31,24 млрд. м³ в 2019 году. Уровень объемов добычи в ОАЭ увеличивался с 2009 до 2015 года, однако потом к 2018 году был уменьшен до объемов 2009 года.



Источник: составлено автором на основе данных BP Statistical Review of World Energy 2020 [89]

Рисунок 1.3 – Динамика потребления энергоресурсов в мире 2010–2021 гг.

Наиболее крупными газодобывающими странами на Ближнем Востоке являются Иран (239,5 млрд. м³), Катар (175,5 млрд. м³) и Саудовская Аравия (112,1 млрд. м³) [89].

Таблица 1.3 – Объем добычи газа в странах Ближнего Востока

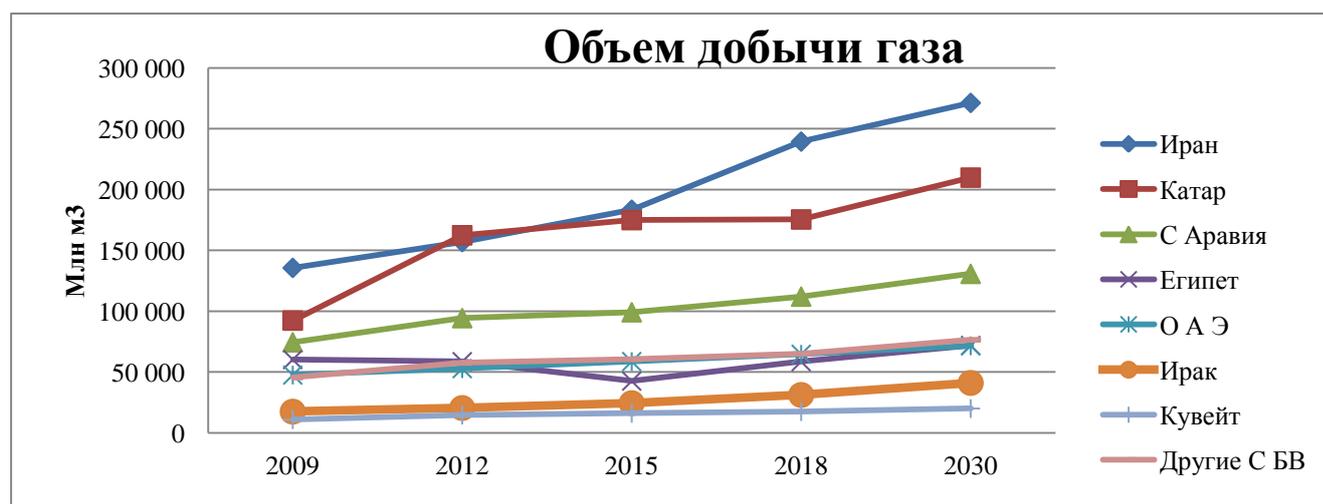
Страна	Добыча газа (млрд. м ³) по годам					
	2009	2012	2015	2018	Рост	2030
Общая мировая добыча	2,938,60	3,323,80	3,501,70	3,867,90	3%	4,332,69
Иран	135,700	156,900	183,500	239,500	7%	271,305
Катар	92,400	162,500	175,000	175,500	7%	209,893
Саудовская Аравия	74,500	94,400	99,200	112,100	5%	130,793
Египет	60,300	58,600	42,600	58,600	0%	71,941
ОАЭ	47,600	52,900	58,700	64,700	3%	71,627
Ирак	17,520	20,496	24,510	31,240	7%	41,130
Кувейт	10,900	14,700	16,100	17,500	5%	20,080
Другие страны Ближнего Востока	45,600	57,600	60,600	65,100	4%	76,584
Общее количество в странах Ближнего Востока	484,520	618,096	660,210	764,240	5%	893,354

Источник: 1-4 столбцы составлены автором на основе материалов [89] столбцы 5 рост, 6 столбцы рассчитаны автором

(Прогноз добычи = добыча газа 2018 ÷ население2018 × население2030)

Суммарно страны Ближнего Востока в 2019 году добыли 764,24 млрд. м³ природного газа. Это значение составляет около 20% от всей мировой добычи за

указанный год. Практически во всех странах наблюдается ежегодный прирост добычи газа. Как правило, снижение объёмов добычи газа в какой-либо стране региона может происходить из-за политических факторов (санкции, военные конфликты и др.). На рисунке 1.4 представлен объем добычи газа в странах Ближнего Востока по годам [5].



Источник: составлено автором на основе таблицы 1.3

Рисунок 1.4 – Объём добычи газа в странах Ближнего Востока по годам.

Анализируя данные об объёмах добычи газа в странах Ближнего Востока, данные о росте потребления газа на душу населения в регионе и мире, мы можем прогнозировать, что тенденция к ежегодному увеличению объёмов добычи природного газа сохранится. К 2030 объём добычи газа в Ираке увеличится до 41,13 млрд. м³ в год с 31,24 млрд. м³ в 2018 году. Также, по нашим прогнозам, общий объём добычи газа странами Ближнего Востока увеличится примерно на 15-20% к 2030 году и составит около 900 млрд. м³ в год.

Объёмы добычи природного газа в странах Ближнего Востока значительно растут при том, что стоимость извлечения и транспортировки этого ресурса сравнительно мала. Это обеспечивает странам ближневосточного региона долгосрочную конкурентоспособность, несмотря на революцию «сланцевого газа» [124].

Показатель отношения запасов к добыче на конец 2018 г. в странах ближнего Востока оценивается следующим образом: Иран - 136, Катар - 131, Саудовская Аравия - 77, Объединенные Арабские Эмираты - 129, Ирак - 339, Египет - 35, Кувейт - 104, другие страны Ближнего Востока - 36.

Из вышеизложенного видно, что при достаточно больших запасах в Ираке недостаточно развита добыча газа. Как уже говорилось ранее, это связано с тем, что газовая отрасль слабо развивалась в последние десятилетия.

Себестоимость добытого газа в странах Ближнего Востока одна из самых низких в мире. Основными причинами этого, является то, что запасы газа расположены вблизи запасов нефти, поэтому отпадает необходимость в дополнительных затратах на инфраструктуру, разведку и извлечение ресурса. Для сравнения: по информации из разных источников, в среднем затраты на добычу 1000 м³ природного газа в Иране составляют 15-30 долларов, в Катаре — 22-30 долларов, в США — 90-150 долларов [48].

В странах Ближнего Востока достаточно хорошо развит газотранспортный сектор. Существуют магистральные газопроводы большой протяженности как внутренние, так и трансграничные. Кроме газопроводов, некоторые страны имеют значительный парк морских судов для перевозки сжиженного природного газа [13, 92, 156].

Так, в Иране существуют такие газопроводы, как «Бид-Боланд – Астара». Его длина составляет 1105 километров. В эти трубы поступает газ по системе газосбора с нескольких месторождений, расположенных неподалеку (Фарис, Пазанан, Ага-Джари и др.) [112]. Среди других газопроводов можно выделить трансграничный газопровод «Парс». Длина его труб - около 3300 километров, из которых около 1800 километров принадлежат Ирану, остальные Катару. Объем перекачиваемого газа может достигать 37 миллиардов м³/год [68]. Стоит сказать, что этот газопровод еще не достроили, но у него есть благоприятные перспективы развития.

В Катаре сегодня нет действующих газопроводов, однако у этой страны есть самый большой в мире флот для перевозки сжиженного природного газа (здесь и

далее - СПГ) [80, 113]. Эта страна сейчас сконцентрирована преимущественно на производстве СПГ. Самыми большими судами являются корабли типа Q-flex и Q-max, способные вмещать 266000 т сжиженного природного газа. Обладая таким флотом, Катар может доставить газ в любое место в мире и не зависеть от стран-транзитеров. Поставки СПГ идут во множество стран: Китай, США, Индию, Южную Корею, Аргентину и др. Уже сейчас у Катара подписано множество долгосрочных договоров на поставки СПГ в эти страны [76].

В Саудовской Аравии для транспортировки газа преобладают газопроводы. Их суммарная длина составляет 2236 км. Из них около 840 км. - это обычные газопроводы, около 1200 км. - это магистрали для перемещения сжиженного газа и около 200 км. - это трубы для транспортировки газового конденсата. Практически все углеводородные ресурсы (98%), их транспортировку, переработку и добычу контролирует государственная компания «Saudi Aramco» [128].

В 1999 году между корпорациями «UAE Offsets Group» (ОАЭ) и «Qatar Petroleum» (Катар) достигнуто соглашение о присоединении Катара к проекту «Dolphin», в рамках которого реализуется создание газотранспортной системы, соединяющей самое большое Катарское шельфовое газоконденсатное месторождение «North Field» с Оманом и ОАЭ [54].

Также на Ближнем Востоке функционирует газопровод «ОАЭ – Оман». Несмотря на небольшую протяженность, составляющую около 59 км, он способен перекачивать до 40 млрд. м³ газа в год. В будущем планируется дальнейшее использование трубопровода для транспортировки газа из Катара в Оман. ОАЭ в этом случае будет выступать как страна-транзитер.

Транспортировка СПГ по морю является важной составляющей газовой отрасли. Число судов и судостроительных заводов растёт в мире с каждым годом. Вместе с этим растёт рынок СПГ, несмотря на то, что сжиженный газ дороже обычного из-за дополнительных затрат на сжижение и регазификацию [52]. Сегодня мировой флот танкеров СПГ составляет около 600 кораблей, среди которых 499 судов эксплуатируются, а 101 судно еще стоит на стапелях в разной

степени готовности. Суммарная стоимость этих кораблей составляет порядка 50,5 млрд. долларов, а совокупная вместимость – 75,6 млн м³. Самым крупным флотом СПГ-танкеров владеет Япония. В её распоряжении 87 судов. Второе место занимает Греция - 60 судов. На третьем месте Катар - 59 судов. Однако, если считать по общей вместимости судов этих стран, больше всего может транспортировать флот Катара, 59 судов способны вместить 12,2 млн. м³. СПГ [57].

Крупнейшими потребителями СПГ являются Япония - 32% мирового спроса, Китай и Южная Корея - по 14%. Общемировой объём импорта в 2018 году составил 1209,629 млрд. м³. энергоносителя. В отношении стран Ближнего Востока в целом, в 2018 году объём импорта в регионе составил 47,748 млрд. м³ (3,9% от общемирового), а объём экспорта составил 176,260 млрд. м³ (13,8% от общемирового) [162]. Что касается развития газовой отрасли на территории Ирака, то суть ее начинается с транспортировки газа в Ираке. В настоящее время газотранспортная система представляет из себя магистральной общей длиной около 2800 километров, способные пропускать 3 млрд м³/год.

1.3 Современное состояние газовой промышленности Ирака как основа развития нефтегазовой отрасли в стране

Ирак имеет выгодное экономическое и стратегическое территориальное месторасположение. Это позволяет сотрудничать в вопросах транспортировки газа со многими странами и в будущем возможно будет продавать свой газ на мировой рынок, используя опыт других стран-добытчиков газа [32]. Газоперерабатывающая промышленность в странах Ближнего Востока является крупной отраслью. В эксплуатации существуют 58 ГПЗ, в том числе в Иране – 23 [60]. По количеству производства жидких продуктов газа страны Ближнего Востока занимают лидирующую позицию в мире. В 2009 году введен в работу ГПЗ по переработке нефтяного газа в Хурсанийи с производительностью более 10 млрд м³/год. В будущем этот ГПЗ сможет вырабатывать до 6 млрд. м³/год отбензиненого газа и до 9 млн. тонн жидких продуктов. Также в 2009 году на ГПЗ

в Хавийи введены в работу 2 установки для фракционирования сжиженного газа производительность около 16 млн. тонн. В будущем планируется увеличение производительности ГПЗ еще на 8 млн. тонн. В итоге общая производительность будет около 24 млн. тонн в год. Стоит сказать, что Саудовская Аравия является самой продвинутой страной в мире в области глубокой и полной переработки попутного нефтяного и природного газа [158]. Производительность газоперерабатывающих заводов здесь существенно превышает объемы добычи газа. После переработки газы отправляют на нефтехимические предприятия для дальнейшего производства продуктов, имеющих большую цену на рынке. В Катаре работают 4 газоперерабатывающих завода с общей проектной производительностью около 19 млрд. м³/год, но производство существенно меньше и составляет 5,5 млрд. м³ в год [60]. В таблице 1.4 представлены данные по объему потребления газа странами Ближнего Востока.

Таблица 1.4 – Объем потребления газа странами Ближнего Востока

Страна	Потребление газа (млрд. м ³) по годам					
	2009	2012	2015	2018	2030	Рост
Общее мировое потребление	2,937,800	3,317,500	3,466,500	3,848,900	4,311,414	1.8%
Иран	134,800	152,500	184,000	225,600	255,560	3.1%
Саудовская Аравия	74,500	94,400	99,200	112,100	130,793	2.7%
ОАЭ	57,600	63,900	71,500	76,600	84,801	1.9%
Египет	40,900	50,600	46,000	59,600	73,169	2.8%
Катар	21,300	33,600	42,500	41,900	50,111	4.2%
Кувейт	11,800	17,500	20,300	21,800	25,014	3.6%
Ирак	10,140	8,520	8,851	17,000	22,382	3.8%
Другие страны Ближнего Востока	74,100	85,800	99,500	105,600	124,228	2.5%
Итого в странах Ближнего Востока	391,440	463,520	525,851	622,700	766,058	3.2%

Источник: 1-4 столбцы составлены автором на основе [89, 138], 5 столбец рассчитан автором (Прогноз потребления = потребление газа 2018 ÷ население 2018 × население 2030)

Определяющим фактором спроса газа в странах Азии, таких как Китай, Япония и других, являются возрастающие потребности энергоемких отраслей промышленности – энергетической, металлургической, машиностроительной, химической и других. Также значимым фактором увеличения спроса является рост потребления газа в коммунально-бытовом хозяйстве, часть которого в

суммарном энергобалансе постоянно повышается, особенно в развитых странах [11]. К категории факторов предложения причисляются объемы запасов природного газа, масштабы его добычи и транспортировки до потребителя [146]. По данным отчета ОПЕК 2019 года [138], в 2018 году спрос на природный газ в мире составил 3862,067 млрд. м³. Среди отдельно взятых стран наибольший спрос был: в США — 848,160 млрд м³., в России — 452,016 млрд. м³., в Китае — 276,304 млрд. м³., в Иране — 242,367 млрд. м³., в Японии — 121,905 млрд. м³., в Саудовской Аравии — 118 млрд. м³., в Канаде — 117,876 млрд. м³., в странах западной Европы — 467,391 млрд. м³. За последние 10 лет спрос на газ в мире вырос на 25%, самый стремительный рост за этот период произошёл в Китае — спрос увеличился на 243%.

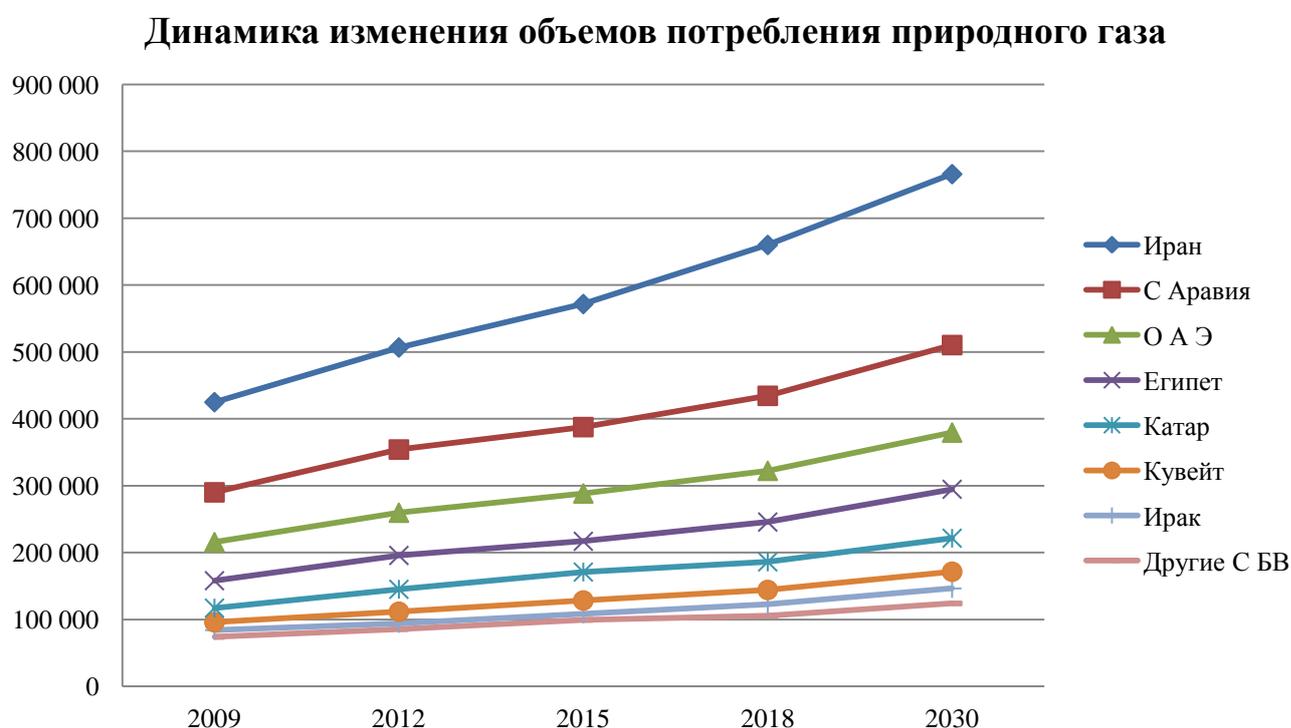
В таблице 1.5 отображены данные по объемам потребления газа в странах Ближнего Востока. За период с 2009 по 2018 год потребление газа в мире увеличилось на 31%.

Таблица 1.5 – Потребление, запасы газа на душу населения, прогноз запасов в странах Ближнего Востока

Страна	2018					
	запасы (трлн. м ³)	Потребле- ние общее (млрд.м ³)	числен- ность насе- ления (млн. чел)	потреб- ление на душу насе- ления в год (м ³)	запасы на душу населе- ния (м ³)	прог- ноз запа- сов газа (лет)
Общемировые значения параметров	203,230	3,848,900	7,631,000	0.50	26.63	52.80
Иран	33,900	225,600	81,800	2.76	414.43	150.27
Катар	23,850	41,900	2,781	15.07	8576.05	569.21
Саудовская Аравия	9,070	112,100	33,702	3.33	269.12	80.91
ОАЭ	6,090	76,600	38,124	2.01	159.74	79.50
Ирак	3,730	17,000	38,120	0.45	97.85	219.41
Египет	2,220	59,600	98,423	0.61	22.56	37.25
Кувейт	1,780	21,800	4,137	5.27	430.26	81.65
Другие страны Ближнего Востока	2,351	105,600	165446	0.64	14.21	22.26
Общее количество в странах БВ	82,991	622,700	434043	1.43	191.20	133.28

Источники: 1-3 столбцы составлены автором на основе [138], 4-6 столбцы рассчитаны автором

Потребление газа на Ближнем Востоке за этот же период увеличилось на 59%. Как видно из таблицы 5, вместе с общим мировым потреблением газа ежегодно растет потребление газа практически во всех странах Ближнего Востока. Наиболее быстрый рост объемов потребления газа в период с 2009 по 2018 год произошел в Катаре [138, 157]. За это время количество используемого газа в год в этой стране увеличилось почти на 96%. Также высокие темпы роста потребления произошли в Кувейте, Ираке и Иране, где за тот же период объемы увеличились на 84%, 70% и 67% соответственно. Наименьший прирост потребления природного газа за отрезок с 2009 по 2018 год по данным статистического отчета среди стран Ближнего Востока показали Объединенные Арабские Эмираты. Увеличение объемов потребления за 9 лет здесь составило 33%. Динамика изменения объемов потребления природного газа в странах Ближнего Востока по годам отображена на рисунке 1.5.

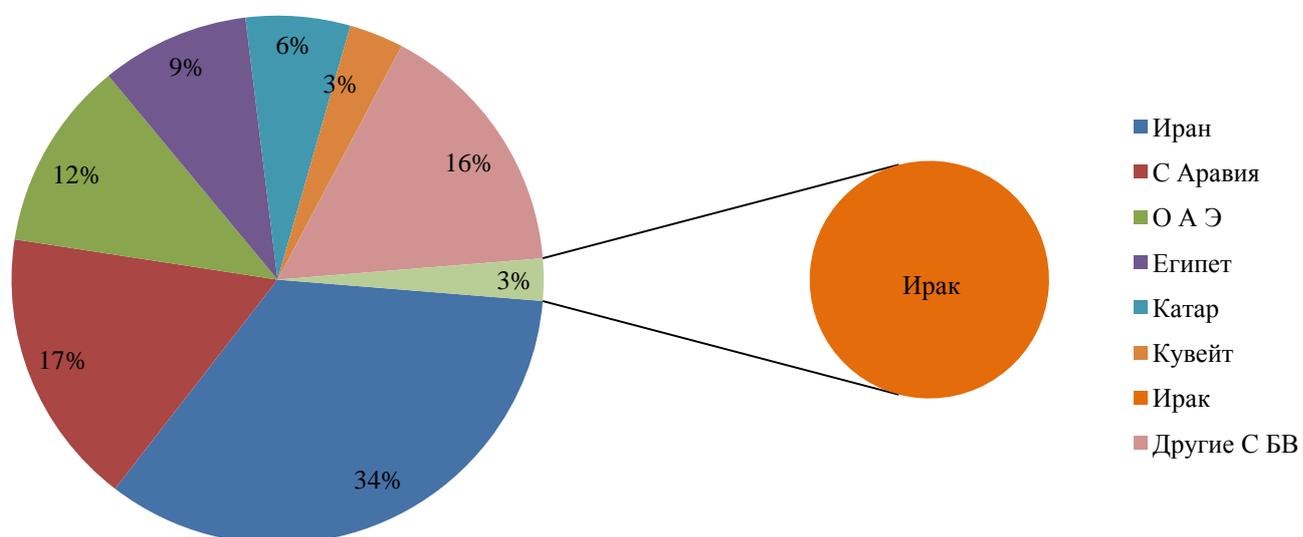


Источник: составлено автором на основе таблицы 1.5

Рисунок 1.5 – График изменения объемов потребления газа в странах Ближнего Востока

Суммарный объем потребления газа в странах Ближнего Востока в 2018 году [78] достиг 622,7 млрд. м³, что составляет 16% от общего мирового потребления за этот год. Самыми крупными потребителями в регионе традиционно являются Иран — 225,6 млрд. м³. (2018) и Саудовская Аравия — 112,1 млрд м³. (2018). Наименьший объем потребления газа в Ираке — 17,0 млрд. м³. (2018) [78]. Соотношение объемов потребления природного газа в странах Ближнего Востока за 2018 год показано на рисунке 1.6.

Соотношение объемов потребления газа в странах Ближнего Востока



Источник: составлено автором на основе таблицы 1.5

Рисунок 1.6 – Соотношение объемов потребления газа в странах Ближнего Востока 2018г.

Численность населения в ближневосточном регионе в 2018 году составляла 428,65 млн. чел. По информации Отчета ОПЕК 2019 года [138], больше всего людей живет в Египте – 99,41 млн. чел., что равно 23% от общей численности в регионе (рисунке 1.7). Следующая по количеству населения страна – Иран – 83,02 млн. чел. и 19% от общей численности. Численность населения в Ираке была в 2018 году 38,12 млн. человек, что составляет 9% от общей численности в регионе. Имея данные по объемам запасов, потребления газа и численности

населения в странах Ближнего Востока, мы рассчитали следующие параметры (таблица 1.5):

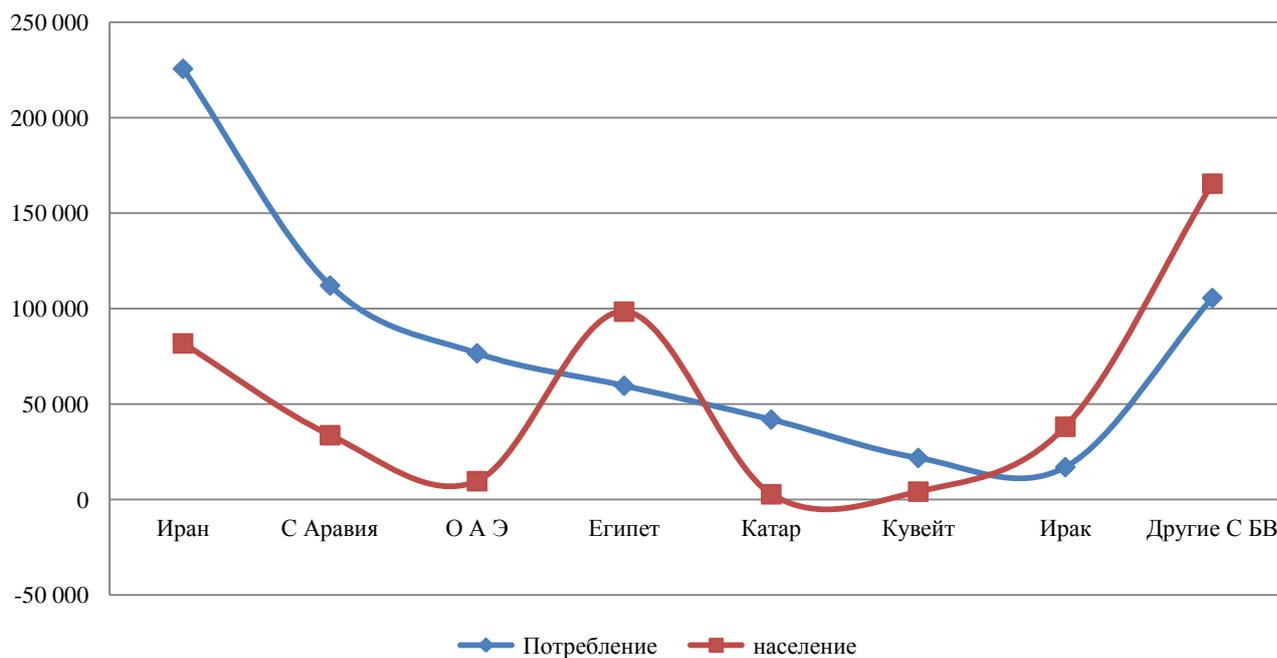
- потребление газа на душу населения по странам;
- запасы газа на душу населения по странам;
- количество времени необходимое для полного исчерпания запасов газа.

Сопоставив рассчитанные значения, мы можем заключить, что самая высокая степень удовлетворенности спроса населения на газ в Катаре. Чуть меньше, но также высока в Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Кувейте. Низкая степень удовлетворенности спроса населения на газ в Ираке и Египте. В целом, ближневосточный регион имеет среднюю степень удовлетворенности спроса населения на газ [18, 103, 117]. Следующий рисунок 1.7 показывает потребление газа населением и то, что Ирак потребляет намного меньше, чем остальная часть Ближнего Востока, что указывает на недостатки в производстве энергии.

Газовая промышленность является самой молодой топливно-энергетической отраслью, поэтому ей свойственны быстрые темпы роста [95, 122]. Природный газ обладает большой теплотворной способностью и является наиболее экологичным видом горючего, что позволяет его широко применять при производстве энергии в различных отраслях промышленности (черная металлургия, стекольная, легкая, пищевая, цементная и т.д.) и в быту. Помимо этого, газ - самый удобный ресурс для химической промышленности [107].

Сегодня запасы природного газа в странах Ближнего Востока составляют более 1/3 от общемировых доказанных запасов, но доля этого региона в мировой добыче сравнительно мала (по данным отчета ОПЕК [138] она была 17,4% в 2018 году). Это связано с тем, что основная часть газовых запасов Ближневосточного региона связана с месторождениями нефти и тем, что долгое время природный газ считался побочным продуктом добычи нефти, которую рассматривали как более дорогой товар. Попутный газ нефтепроизводители стран Ближнего Востока чаще всего применяли для повторной закачки в пласты или сжигали в факелах, т.к. не обладали технологиями для его сбора и хранения [21, 66, 129].

Потребление газа населением



Источник: составлено автором на основе таблицы 1.5

Рисунок 1.7 – Потребление газа населением в странах Ближнего Востока в 2018г.

Политика развития газовой отрасли набирала обороты на протяжении всего 20 века. Этому способствовало следующее:

- потребность в экономном использовании невозобновляемых, дефицитных энергоресурсов;
- риск нехватки плановых запасов нефти;
- увеличение спроса на продукцию газовой отрасли территориально и глобально;
- переход потребителей на более экологичные виды топлива;
- применение новых технологий для повсеместного использования и транспортировки к потребителям напрямую [15,84].

В прошлом столетии международная торговля природным газом основывалась на сооружении магистральных трубопроводов, суммарная длина которых сегодня превышает 160 тыс. км. Однако в конце века стали появляться технологии, которые могут переводить газ в жидкость и тем самым существенно снижать занимаемый объем сырья. Это дало возможность к росту мобильности поставок газа. Как следствие, начались транспортировки не только по

региональным трубопроводам, но и при помощи кораблей, которые могут перевозить СПГ на другие континенты. Это запустило процесс стирания границ и формирования глобального газового рынка. Мировым лидером производства сжиженного природного газа сегодня является Катар. После вложения крупных инвестиций в последних двух десятилетиях в развитие и реализацию технологий сжижения газа Катар стал самым крупным мировым экспортером СПГ [130].

Черная металлургия является крупнейшим потребителем природного газа. Частичное применение этого энергоресурса в доменных печах обеспечивает экономию дефицитного кокса до 15%, увеличивает эффективность печи, повышает свойства чугуна и уменьшает его цену. При использовании природного газа в вагранках расход кокса снижается в два раза [10]. На базе применения газового горючего применяют способ прямого восстановления железа из руды [79].

Природный газ используется в машиностроительной промышленности и металлургии с целью отопления плавильных, прокатных, термических и кузнечных печей. КПД печей в металлообработке увеличилось почти в два раза благодаря применению газа, а скорость нагрева деталей увеличилась на 40% [97]. Использование газа при производстве цемента снижает его стоимость на 20-25%. Газовые электростанции имеют меньшие эксплуатационные расходы, связанные с работой системы золоудаления, хранением, приготовлением и потерями топлива, расходом электроэнергии [26]. Таким образом, природный газ является весьма востребованным в промышленности, электроэнергетике, в бытовом хозяйстве и других сферах.

Резюмируя вышеизложенные данные, мы можем сказать, что страны Ближнего Востока, за исключением Катара, обладая огромными запасами природного газа, экспортируют его в небольших количествах. Ирак, например, первый экспорт газа совершил в 2016 году, за что к нему были применены санкции со стороны США.

Территория Ирака имеет удачное территориальное расположение: отсюда по магистральным трубопроводам можно экспортировать газ к крупным

потребителям в странах Азии, Европы и Африки, а выход к морю у соседних стран даёт возможность отправлять СПГ кораблями в любую точку мира. Низкие объёмы экспорта стран Ближнего Востока связаны в основном с политическими причинами, историческим преобладанием нефтяной отрасли над газовой в регионе и недостаточно развитой инфраструктурой газовой промышленности [42, 109].

Из вышеописанного следует, что спрос и потребление природного газа в развитых и быстроразвивающихся странах Азии, Европы и Америки будет продолжать расти, поэтому в перспективе у Ирака имеется большой потенциал для наращивания объёмов экспорта к крупнейшим потребителям.

Подводя итоги, можно выделить следующие основные конкурентные преимущества развития газовой отрасли Ирака и его роли в странах Ближнего Востока:

1. Огромные доказанные запасы природного газа, много крупных, гигантских и уникальных месторождений.
2. Страны Ближнего Востока имеют выгодное территориальное расположение для осуществления дешёвых поставок газа в крупных объёмах в любую точку мира.
3. В странах Ближнего Востока достаточно хорошо развита газотранспортная система магистральных трубопроводов. В отдельных странах (например, Катар) имеется крупный флот для транспортировки СПГ.
4. В Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Катаре эксплуатируется множество газоперерабатывающих заводов больших мощностей.
5. Активное развитие газовой отрасли, которое проявляется во вложении больших инвестиций в газовую промышленность стран Ближнего Востока международными компаниями, строительстве новых объектов транспортной инфраструктуры, газоперерабатывающих заводов, увеличении объёмов добычи, переработки и потребления природного газа.
6. Сравнительно низкая себестоимость добытого газа.

Таким образом, среди стран Ближнего Востока сектор переработки природного газа наиболее развит в Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Катаре. В остальных странах требуется увеличение количества и мощностей газоперерабатывающих заводов для увеличения объёмов продаж газа на мировом рынке. Налаживание реэкспорта и реимпорта переработанного газа на лучших условиях от соседних стран позволит увеличить экспорт газа, как готовой продукции, в Европу и Азию, что будет способствовать развитию территории и газовой отрасли Ирака.

1.4 Выводы по главе 1

Рассмотрев понятие «экономический рост» в трудах Никифорова В.Д., Орешина В.П., Полтарыхин А.Л., Поляк Г.Б., Глушкова В.Г., Рыкалина О.В. нами была выявлена современная дефиниция, которая отражает следующее: процесс экстенсивной и интенсивной интеграции экономических процессов в прогрессе развития функциональных аспектов экономики для поддержания конкурентоспособности и развития системы управления территорией в части стимулирования отраслевого развития страны на макро-, мезо- и микроуровне, включая стимулирующие аспекты цифровой экономики.

Проблема развития экономического роста региона упирается в вопрос эффективного управления функционированием региона. При этом понятие «регион» будем понимать в широком смысле, в том числе как территорию страны. Управление экономическим ростом, функционированием и развитием понимается нами как целенаправленное вмешательство в отдельные виды отраслей экономики для последующего повышения конкурентоспособности страны.

Из вышеизложенного видно, что при достаточно больших запасах в Ираке недостаточно развита добыча газа. Запасы газа расположены вблизи запасов нефти, поэтому отпадает необходимость в дополнительных затратах на инфраструктуру, разведку и извлечение ресурса. Вместе с этим растёт рынок сжиженного природного газа (СПГ), несмотря на то, что сжиженный газ дороже обычного из-за дополнительных затрат на сжижение и регазификацию [52].

Сегодня мировой флот танкеров СПГ в Ираке составляет около 600 кораблей, среди которых 499 судов эксплуатируются, а 101 судно еще стоит на стапелях в разной степени готовности. Суммарная стоимость этих кораблей составляет порядка 50,5 млрд. долларов, а совокупная вместимость – 75,6 млн. м³. Самым крупным флотом СПГ-танкеров владеет Япония. В её распоряжении 87 судов. Второе место занимает Греция - 60 судов. На третьем месте Катар - 59 судов. Однако, если считать по общей вместимости судов этих стран, то больше всего может транспортировать флот Катара, 59 судов способны вместить 12,2 млн. м³. СПГ [57]. Что касается развития газовой отрасли на территории Ирака, то суть ее начинается с транспортировки газа в Ираке. В настоящее время газотранспортная система представляет собой магистрали общей длиной около 2800 километров, способные пропускать 3 млрд. м³/год. Подводя итоги, можно выделить следующие основные конкурентные преимущества развития газовой отрасли Ирака и его роли в странах Ближнего Востока.

1. Огромные доказанные запасы природного газа, много крупных, гигантских и уникальных месторождений.

2. Страны Ближнего Востока имеют выгодное территориальное расположение для осуществления дешёвых поставок газа в крупных объемах в любую точку мира.

3. В странах Ближнего Востока достаточно хорошо развита газотранспортная система магистральных трубопроводов. В отдельных странах (например, Катар) имеется крупный флот для транспортировки СПГ.

4. В Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Катаре эксплуатируется множество газоперерабатывающих заводов больших мощностей.

5. Активное развитие газовой отрасли, которое проявляется во вложении больших инвестиций в газовую промышленность стран Ближнего Востока международными компаниями, строительстве новых объектов транспортной инфраструктуры, газоперерабатывающих заводов, увеличении объемов добычи, переработки и потребления природного газа.

6. Сравнительно низкая себестоимость добытого газа.

Таким образом, среди стран Ближнего Востока сектор переработки природного газа наиболее развит в Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Катаре. В остальных странах требуется увеличение количества и мощностей газоперерабатывающих заводов для увеличения объёмов продаж газа на мировом рынке. Для полноценного изучения и предложения мер по оптимизации газовой отрасли в Ираке как основы управления развитием территорией страны следует провести дальнейший анализ состояния и тенденций развития газовой промышленности в Ираке в главе 2, оценить состояние функционирования газовой отрасли, государственного регулирования газовой промышленности в стране, определить использование методов стратегического планирования при управлении экономическим развитием газовой отрасли.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ИРАКЕ

2.1 Анализ функционирования газовой отрасли Ирака

Значительную роль в жизнеобеспечении играет природный газ. Его свойства: экономичность, экологичность и технологичность - являются значимыми при принятии решения о закупке энергоносителя [54]. На природный газ приходится около четверти потребляемой в мире энергии. Это самое чистое топливо с наименьшими выбросами, важный источник тепловой, механической и электрической энергии в транспорте, промышленности, электроэнергетике и жилищном секторе [20].

Стоит отметить, что в газовых запасах Ирака преобладает попутный нефтяной газ, поэтому газовая отрасль развивалась вместе с нефтяной. Попутный нефтяной газ, добываемый вместе с нефтью, и природный газ, добываемый на газоконденсатных и газовых месторождениях, состоит из разных углеводородов. Газ, который достается из верхних частей газоносных слоев, состоит по большей части из метана. Газ, который достается из нижних частей газоносных слоев, и газ, добываемый из газоконденсатных месторождений, вместе с метаном включает немалое количество пропана, этана, бутана и других углеводородов. Попутный нефтяной газ (здесь и далее – ПНГ) в своем составе имеет большое количество пропан-бутановых фракций [69, 85, 144].

Многие годы ПНГ просто сжигался в факелах. Это связано с тем, что Ирак вкладывал большие инвестиции в газоперерабатывающие предприятия только в 80-х годах 20 века и с тех пор эти предприятия не модернизировались, а новые не строились. Так, в июне 2012 года в Ираке было добыто около 2 млрд. м куб. природного газа, из них 55% на южных нефтяных месторождениях. Однако, по нашим оценкам, больше половины добытого газа было сожжено вместо того, чтобы продать его или использовать для нужд потребителей. Это происходит из-за отсутствия возможности переработки газа. Еще одним недостатком сжигания газа в факелах является загрязнение окружающей среды отходами горения [22].

Ирак обладает крупными запасами природного газа. Газ в Ираке добывается на газонефтяных (Джамбур, Бай Хасан) и нефтяных (нефть содержит попутный газ) месторождениях (Румайла, Киркук). Газовые месторождения не разрабатываются. Около 20% газа используется в качестве бытового (сжиженный газ в баллонах) и промышленного топлива, а также закачивается в нефтяные пласты для поддержания пластового давления (месторождение Киркук) [4].

В Ираке находится около 5% доказанных запасов природного газа ближневосточного региона и почти 2% от общемировых запасов. Кроме того, учитывая заключенные соглашения Ирака с международными компаниями, инвестирующими в попутный нефтяной газ, а также то, что объёмы инвестиций увеличиваются, можно прогнозировать прирост запасов природного газа в этой стране [138].

Доказанные запасы природного газа Ирака достигли примерно 3,73 трлн. м³ в 2018 году, заняв пятое место в арабском мире с 6,8%, а также 3,8% среди запасов ОПЕК, десятое место в мире (1,88%) по запасам природного газа в том же году (по данным ОПЕК).

Попутный газ составляет 80% запасов, тогда как свободный газ составляет 20%. Географически запасы распределяются в южном регионе за счет (60%) попутного газа, в центральном и северном регионах - примерно 40%. Выявлено, что размер резерва является одним из основных показателей и критериев использования и организации экономических ресурсов [9, 88].

В таблице 2.1 представлены доказанные запасы газа в Ираке с учетом добычи и потребления.

Таблица 2.1 – Доказанные запасы газа в Ираке в сравнении с мировыми с учетом добычи и потребления (2011-2020гг.)

Газ в Ираке и в мире		Запасы, добыча и потребление газа				
		2011	2014	2017	2020	Рост
Запасы (трлн. м ³)	мировые	188,721	198,891	197,280	203,230	0.8%
	Ирак	3,170	3,158	3,160	3,730	1.8%
Добыча (млрд. м ³)	мировые	2,938,600	3,323,800	3,501,700	3,867,900	3%
	Ирак	17,520	20,496	24,510	31,240	7%
Потребление (млрд. м ³)	мировые	2,937,800	3,317,500	3,466,500	3,848,900	1.8%
	Ирак *	10,140	8,520	8,851	17,000	3.8%
Сжигание (млрд. м ³)	мировые	101,358	137,315	146,120	103,040	0.6%
	Ирак	7,380	11,976	15,659	14,240	4.5%

*без учёта импорта

Источник: 1-4 столбцы составлены автором на основе [130], 5 столбец рассчитан автором

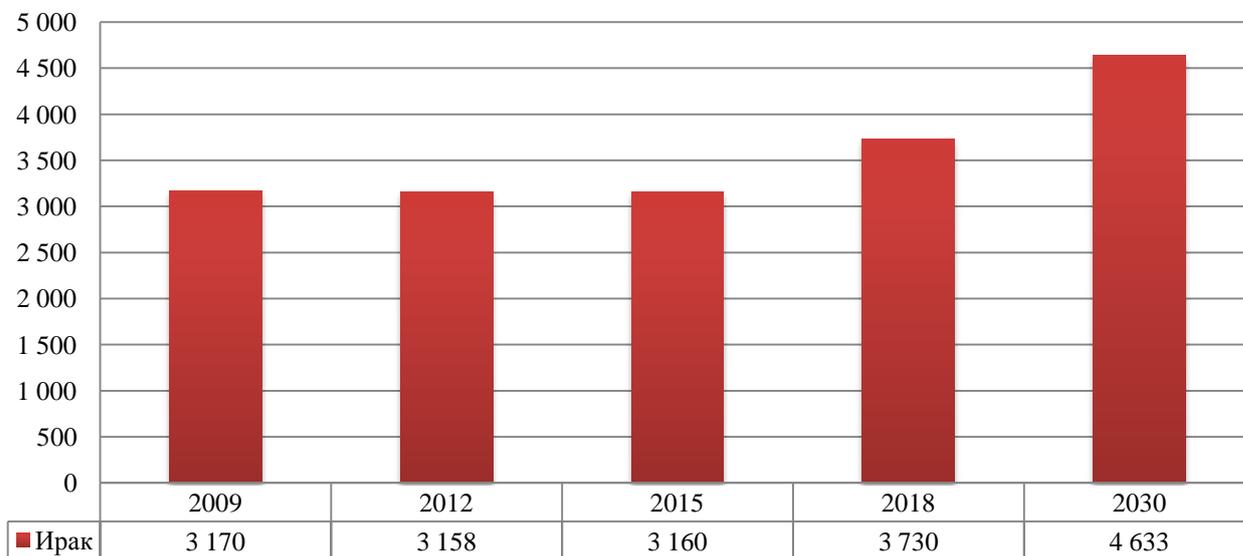
Увеличение запасов природного газа в основном связано с увеличением объемов разведки, расширением геологоразведочных площадей, особенно после лицензионного раунда, и участием в этом международных компаний.

У Ирака есть десять месторождений природного газа, пять из которых расположены на востоке и северо-востоке Ирака и содержат около 300 млрд. м³ фиксированных запасов, месторождение Аль-Сейба (в Басре) и месторождение Акказ (в Западной пустыне, недалеко от границы с Сирией) [72].

Каждое из них содержит более 100 млрд. м³ доказанных запасов. На рисунке 2.1 показано, как развивались и увеличивались запасы газа в Ираке. Что касается потенциального и неоткрытого газового потенциала Ирака, то он, по имеющимся данным, является очень большим, оценивается примерно в 9400 трлн. м³, считается, что 4600 трлн. м³ его находится в форме свободного газа, а остальная часть оценивается в 4800 трлн. м³, что является попутным газом.

Учитывая, что попутный газ в Ираке составляет более 70% природного газа в Ираке, на добычу газа в Ираке в значительной степени влияет добыча нефти.

Запасы газа в Ираке



Источник: составлено автором на основе таблицы 2.1

Рисунок 2.1 – Разработка запасов газа в Ираке

Добыча природного газа в Ираке началась с добычи сырой нефти в 1927 году, при этом попутный газ был сожжен компаниями-монополистами под предлогом того, что ее нельзя было использовать, а необходимые для этого технологии не были доступны. После корректировки цен на нефть в начале 1970-х годов, когда правительство взяло под свой контроль нефтяные ресурсы, возник интерес к использованию газа [81]. Объем добычи в 2009 г. достиг 17,520 млрд. м³, потребление при этом составило 10,140 млрд. м³, т.е. 57% добытого газа инвестируется, а остальная часть сжигается. Затем объем добытого природного газа возрос в результате увеличения разведки и добычи сырой нефти, в 2018 году составил 31,240 млрд. м³, значение потребления при этом - 17,000 млрд. м³, то есть доля инвестиций в добытый природный газ была в пределах 54%. С другой стороны, в 2018 году процент сжигания природного газа составил около 46%, что является относительно высоким процентом. Анализ имеющихся данных также показывает, что сжигаемого в факелах газа при переработке было

бы достаточно для удовлетворения текущего спроса на газ в стране. Снижение доли инвестиций в природный газ до 54% связано с увеличением объемов, добытых из попутного нефтяного газа в 2018 году (рисунок 2.2), который не был переработан, и Ирак занимает третье место в мире из 20 стран, где сжигается природный газ [40].



* без учёта импорта

Источник: составлено автором на основе [130].

Рисунок 2.2 – Динамика объемов производства, потребления и сжигания природного газа в Ираке за период 2009-2018 гг.

На рисунке 2.3 представлена схема процесса добычи сырого природного газа - свободного и попутного. Процесс выделения природного газа из нефти выглядит следующим образом. Природный газ поступает из скважины двух видов (жидкого и газообразного) под высоким давлением, причем часть газа находится в свободном состоянии, а другая часть растворена в жидкости. Нефть снова отделяется от газа при снижении давления через несколько стадий изоляции вторичного газа, как показано на следующем рисунке 2.4.

Существует множество способов настройки различных единичных процессов, используемых при переработке сырого природного газа. На рисунке 2.4 представлена обобщенная схема обработки сырого природного газа из

скважин, не связанных с попутным газом. Показано, как сырой природный газ перерабатывается в товарный газ, транспортируемый по трубопроводу на рынки конечных пользователей. Переработка сырого природного газа дает следующие побочные продукты: конденсат природного газа; серу; этан; сжиженный природный газ. Добыча природного газа на юге Ирака через South Gas Company, а также Basra Gas, большая часть которого распределяется в мухафазе Басра, как показано в следующей таблице 2.2. Необходимо развивать во взаимосвязи нефтяную и газовую промышленность в Ираке, где добыча выросла, например, после инвестиционной сделки, заключенной с крупными нефтяными компаниями, что очень помогло Ираку использовать попутный газ и не тратить зря этот экономический ресурс, который должен являться одним из важнейших ресурсов иракской экономики [114].

В Ираке есть комплексы по переработке и добыче природного газа, первый в Киркуке, второй в Басре, основная компания носит название – «Северная газовая компания» [77, 133]. Главное управление газовой промышленности было создано в северном регионе на основании «отмененного Постановления Совета революционного командования № 1400 от 1/9/1980, Закона № 101 Министерства нефтяных организаций от 1976 года и поправок к нему» и на основании статьи 7 Закона о компаниях № 22 1997 г. С 1998 года активно работает компания North Gas Company [3].

Компания стремится перерабатывать газ, связанный с добычей сырой нефти на северных месторождениях, и преобразовывать его в производные из следующих продуктов: сухой газ, сжиженный газ, природный газ, сера [1]. Проектная мощность «Северной газовой компании» составляет 15 млрд. м³ в сутки высокосернистого природного газа, состоит из двух аналогичных производственных линий.

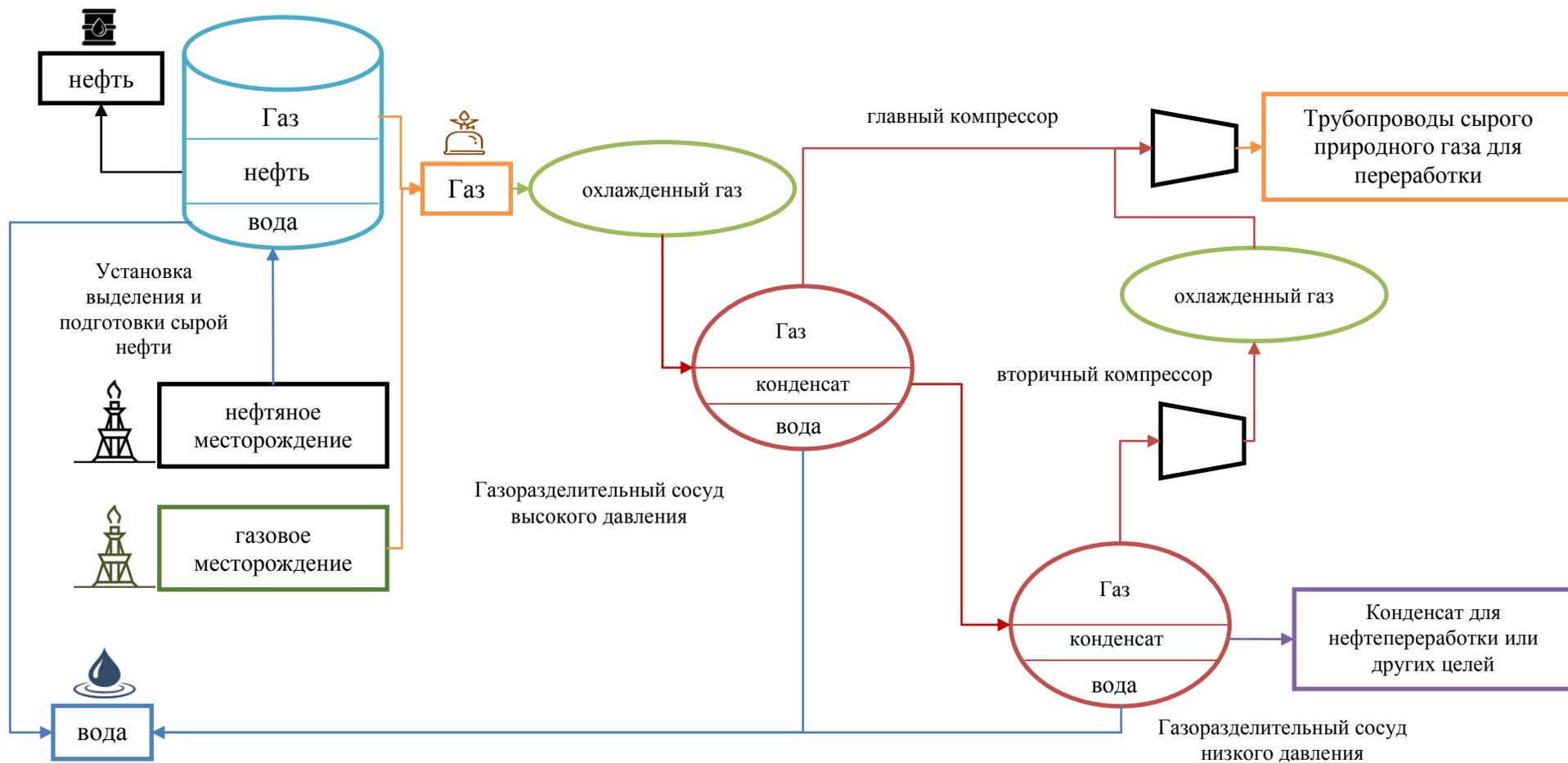


Рисунок 2.3 – Схема процесса добычи сырого природного газа (свободного и попутного).



Рисунок 2.4 – Технологическая схема операций по переработке сырого природного газа

Строительство комплекса было завершено в середине восьмидесятых годов и нацелено на производство примерно 8-11 млрд. м³ в день товарного сухого природного газа, 735 тыс. т. в год пропана и 448 тыс. т. бутана в дополнение к 384 тыс. т. природного бензина, а также 1000 т серы в год. В состав комплекса входят восемь станций сжатия природного газа и транспортировки его от производственных станций до газового завода по трубопроводной сети протяженностью около 250 км [8].

Также существует «Южная газовая компания», которая была основана в 1979 году. Несмотря на растущее значение природного газа как важного источника энергии, газовый сектор не получал достаточного внимания, и объем (не инвестированного) сожженного газа достиг больших значений. Во многом это связано с медленными операциями по техническому обслуживанию [161]. Газовый комплекс и газокompрессорные станции в Басре были серьезно повреждены в результате событий 2003 года, что привело к ухудшению производственных мощностей до менее чем одной трети от того, что было за последнее десятилетие, а количество газоизолирующих станций в Басре достигло 29 станций [8].

Общая проектная мощность «Южной газовой компании» составляет около 29,7 млрд. м³ в сутки. Компания включает в себя три основных агрегата для удаления сжиженного природного газа. Первый агрегат расположен на газовом заводе в Северной Румайле, а жидкие углеводороды перекачиваются на юг, в газовый комплекс Хор Аль-Зубайр для завершения этапов очистки и разделения его компонентов. Газовый завод Хор Аль-Зубайр содержит вторую и третью установки сжижения природного газа. Наряду с установками жидкого фракционирования для производства пропана, бутана и нефти, завод обрабатывает природный газ, связанный с южным месторождением Румайла и другими добываемыми месторождениями, а также прилегающими к нему [4, 110].

Третьим столпом переработки газа является «Газовая компания Басры», которая была создана в 2010 году при участии «Южной газовой компании» (South

Gas Company) на 51%, Shell на 44% и Mitsubishi на 5%. В проект входит установка по производству сжиженного газа, которая полностью финансируется иностранным партнером.

Basra Gas Company является единственным производителем сжиженного газа в Ираке (более 150 тысяч баллонов в день) и помогает в поставках сухого газа для электростанций, работающих на газе; данная компания приступила к экспорту природного газа [87, 154].

Производство СПГ обычно находится в местах с большими запасами газа, но отдаленных от мест его основного потребления. Потребление СПГ свойственно территориям, не располагающим возможностями для прокладки туда газопроводов и не имеющих собственных запасов газа. Потребление и производство сжиженного природного газа свойственно территориям с приморским типом расположения [123]. Рынок СПГ является производственно-транспортной системой, которая связывает приморские страны-потребители газа с приморскими странами-производителями. Эта производственно-транспортная система имеет прямое и косвенное влияние на развитие экономики. Для обеспечения этой системы необходимыми ресурсами и оборудованием привлекаются судостроительные и машиностроительные заводы, создаются новые рабочие места, появляются заказы у проектно-строительных организаций, сооружается инфраструктура для сжижения, хранения, приема газа и т.д. Также на территориях производства и потребления СПГ наблюдается увеличение численности населения [6, 53].

Анализ показал, что на настоящее время рынок СПГ отстает в развитии от рынка нефти из-за сравнительно небольших объемов и из-за жесткости контрактных обязательств между поставщиками и покупателями СПГ. Как правило, договоры на поставку СПГ являются долгосрочными и заключаются в среднем на 20-25 лет.

Основным преимуществом СПГ можно считать возможность его перевозки в больших количествах между континентами с помощью специальных морских судов - танкеров. Кроме того, СПГ можно транспортировать в цистернах

автомобильным и железнодорожным транспортом. На территориях, где геологические условия не позволяют построить хранилища для сжатого газа, прекрасно можно складировать СПГ в наземных резервуарах при нормальном давлении.

После извлечения из недр природный газ необходимо доставить потребителю, поэтому капиталовложения требуются не только для геологоразведки, но и для инфраструктурного обустройства месторождения бурения и самой добычи.

Технологическая цепочка производства и использования сжиженного природного газа состоит из [4, 15]:

- газопровода от месторождения до берега;
- завода по сжижению газа;
- терминала по отправке, который включает морской порт, резервуары для складирования СПГ, инфраструктуру для заполнения танкеров;
- флота танкеров для транспортировки;
- терминала для приёма судов, включающего инфраструктуру для регазификации.

Природный газ в сжиженном виде используется как автомобильное топливо вместо бензина. Более того, в ряде стран приняты национальные программы по организации использования сжиженного природного газа в качестве автомобильного топлива, особенно для муниципальных видов транспорта (автобусы, грузовые автомобили, пожарные, почтовые машины и др.) [71, 135].

В таблице 2.2 представлены показатели отношения запасов к добыче на нефтегазовых месторождениях.

Таблица 2.2 – Показатели отношения запасов к добыче на месторождениях 2018г.

Регион	Месторождения	Запасы (трлн.м ³)	Добыча (млрд.м ³)	Показатель Запасы Добычи
Басра	Аль-Румайла	2,200	21,540	110
	Аль-Курна			
	Аль-Зубайр			
	Маджнун			
	Бин Омар			
	Аль-Лохис			
	Артави			
	Аль-Туба			
	Аль-Файхаа			
	Аль-Синдбад			
Аль-Сейба				
Южные	Аль-Халфая	0,260	2,500	120
	Аль-Базеркан			
	Аль-Амара			
	Аль-Факех			
	Аль-Насирия			
	Аль-Графф			
Северные	Бэй Хасан	0,670	5,500	120
	Киркук			
	Джумпур			
	Джамджман			
	Хормор			
	Аль-Кайяра			
	Баллад			
	Аджил			
Средние	Бадра	0,600	1,700	350
	Аль-Ахдеб			
	Вост.Багдад			
	Аккас			
	Аль-Мансурия			

Источник: 4-5 столбцы составлены автором на основе [130], 5 столбец рассчитан автором

По оценкам экспертов, что газовые проекты важны для Ирака. Доходы государства от газовой отрасли могут быть направлены на решение социальных и

экологических проблем. Ирак способен производить более 170,000 млрд. м³ попутного газа, достаточного для покрытия внутреннего потребления и экспорта, но производство не превышает 28,316 млрд. м³, из которых около 19,821 млрд. м³ сжигаются ежедневно на месторождениях Басры [102].

На юге Ирака имеются большие запасы природного и возможности для использования попутного газа; иракское государство обязалось преодолеть все препятствия для иностранных инвестиций, что побудило международных инвесторов увеличить инвестиции в газ на юге Ирака и использовать его для производства чистой энергии [90, 116, 163].

В настоящее время Ирак сталкивается с реальной проблемой из-за сжигания газа, которое приводит к накоплению 20 миллионов тонн ежегодно выбросов двуокиси углерода, в то время как Ирак по-прежнему импортирует газ для потребления из-за границы и не может вырабатывать электроэнергию из газа из-за принятия традиционных альтернатив, таких как дизельное топливо [142].

В настоящее время имеется Арабский газовый проект, который транспортировал бы газ с месторождений Аккас в провинции Анбар через Сирию к турецким границам, а затем в Европу. Для реализации подобных проектов необходимы продуманные планы сотрудничества для их достижения. Ирак заинтересован в сотрудничестве с разными странами [134]. Продолжаются работы по добавлению новых проектов на каждом из разрабатываемых месторождений, чтобы учесть ожидаемое увеличение добычи попутного газа в соответствии с ожидаемым увеличением добычи нефти [27]. Это включает в себя полное инвестирование газа и его переработку для производства сухого газа, сжиженного газа, природного бензина и серы, которые будут в большей степени удовлетворять потребности внутреннего потребления и излишки для экспорта. Добыча «этанового» газа поможет развитию нефтехимической промышленности, что приведет к прогрессу в большом количестве смежных отраслей [67, 155]. Присутствие этих запасов газа в Ираке указывает на то, что они будут вторым по значимости богатством углеводородов после нефти в стране, поскольку Ирак может производить их напрямую, во-первых, для внутреннего потребления, а во-

вторых, для экспорта через северные и западные границы в трубопровод Набукко в Европу [23, 119]. Стоит отметить, что Ирак экспортировал первую партию сжиженного природного газа в количестве 10,000 м³ из нефтяного порта Хор Аль-Зубайр в Басре, чтобы выйти на мировой рынок газа после выхода на рынок нефти несколько десятилетий назад [101].

Ирак имеет положительное преимущество, а именно долгую жизнь газовых и нефтяных месторождений, и есть два гигантских месторождения, которые не были должным образом разработаны в центральном регионе Ирака; государство намеревается инвестировать в эти два месторождения (Аккас и Аль-Мансурия), поскольку они содержат большие запасы газа и открывают глобальные инвестиции в этот сектор. Хотя Ирак обратил пристальное внимание на развитие непосредственно газового направления промышленности, текущая экономическая, военно-политическая и эпидемиологическая ситуация в стране не позволяла в полной мере использовать возможности и региональные конкурентные преимущества по развитию газовой отрасли [61, 74].

В качестве исходных показателей для формирования механизма функционирования и развития газовой отрасли необходимо выявить и систематизировать основные параметры экономики страны. Итоговые данные приведены в таблице 2.3. В таблице 2.4 представлен рейтинг и систематизация нефтегазовых компаний в газовой отрасли Ирака.

Таблица 2.3 – Показатели экономики Ирака 2014-2020 гг.

Показатели газовой отрасли	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объем добычи газа в год (млрд. м ³)	21,85	24,51	29,32	29,87	31,24	31,45	31,50
Объем потребления газа в год (млрд. м ³)	8,98	8,85	11,61	13,23	17,00	17,45	18,95
Объем сжигания газа в год (млрд. м ³)	12,87	15,65	17,71	16,63	14,24	14,00	12,55
ВВП страны, в млрд \$	234,65	179,64	171	197,7	226	234	234
Темп роста ВВП страны в %	0,7	2,5	15,2	-2,5	-0,6	0,1	0,6
Численность населения, млн.	34,78	35,21	36,16	37,14	38,12	39,3	40,22
Темп роста населения, %	1,4	1,2	2,7	2,7	2,6	3,1	2,3
Индекс энергетической трилеммы	68	69	74	80	77,0	58,9	56,4
Энергетическая безопасность из Индекса энергетической трилеммы	68	59	64	83	79	49	97
Энергетическая устойчивость из Индекса энергетической трилеммы	52	54	53	58	52	63	46
Экологическая устойчивость из Индекса энергетической трилеммы	92	92	100	103	86	116	95
Доход на душу населения тыс. долл.	6,70	5,04	4,84	5,26	5,92	5,88	5,83

Источник: портал – Международная энергетика [130]

У Ирака есть много вариантов, которые позволяют использовать природный газ наилучшим образом, и эти варианты являются будущими горизонтами, которые будут воплощены в осязаемую реальность, когда Ирак завершит построение интегрированной экономической, политической и социальной системы [100].

Ускорение инвестиций в газ в Ираке зависит от степени серьезного сотрудничества между конституционными институтами, представленными

Палатой представителей, центральным правительством и местными правительствами. Поскольку разработка хорошо продуманных планов способствует развитию сектора добычи газа, этот газ играет важную роль в обеспечении казны валютными резервами [65, 140].

Таблица 2.4 – Рейтинг и систематизация нефтегазовых компаний в газовой отрасли Ирака

Место в рейтинге	Страна нефтегазовой компании	Участие в количестве месторождений, шт.	Доля в месторождении, %	Тип месторождения
1	Ирак	9 (2 из них не разрабатываются)	100	Свободный газ, Попутный газ
2	Китай	3	45, 64, 75	Попутный газ
3	Россия	2	30,75	Попутный газ
4	Кувейт	2	45, 60	Свободный газ, Попутный газ
5	ОАЭ	2	35,35	Природный газ
6	США	2	33,33	Попутный газ
7	Великобритания	1	48	Попутный газ
8	Малайзия	1	45	Попутный газ
9	Италия	1	42	Попутный газ

Источник: составлено автором на основе [130].

В Энергетической стратегии Ирака до 2030 года в развитие добычи и транспортировки нефти предполагается вложить 372 млрд. долл., и 93 млрд. долл., в добычу и обработку природного газа. Однако, бюджетные средства в Ираке используются очень неэффективно. В Ираке в настоящее время действуют 45 иракских банков и 15 иностранных. С 2004 года функционирует Фонд реконструкции Ирака, в который переводится часть прибыли от экспорта нефти для реализации стратегических нефтяных проектов.

Таким образом, в результате проведенного анализа получен рейтинг стран, компании которых принимают участие в восстановлении и развитии газовой отрасли Ирака. Следует отметить следующее.

1. Рейтинг таблицы 2.4 показывает, что после государственных иракских компаний, действующих в соответствии с Комплексной стратегией развития энергетики, абсолютное большинство иностранных компаний являются нефтяными и не заинтересованы в настоящее время в развитии газовой отрасли, так как ПНГ является побочным продуктом, в своем большинстве сжигаемом (от 40 до 60%) или используемым при закачке для повышения нефтеотдачи.

Помимо Ирака, только двое «соседей» по нефтегазовому региону Ближнего Востока, Кувейт и ОАЭ, занимаются добычей природного газа в Ираке, что объясняется исключительно нулевым приростом запасов газа в данных странах уже в ближайшие годы [Таблица – 2.3].

3. Из иностранных компаний лидирующее место как по количеству месторождений, так и по доле присутствия в них, занимает Китай. С одной стороны, это объясняется истощением запасов на крупнейшем в Китае нефтегазовом месторождении Дацин, которое активно эксплуатировалось в течение 27 лет, и, таким образом, увеличивается потребность в сырье для крупнейшего и высокотехнологичного НПЗ при нём. С другой стороны, Китай может привнести новые технологии, и правительство Ирака и Китая могут прийти к взаимовыгодному сотрудничеству не только в области добычи, но и при развитии сопряженных отраслей в Ираке.

4. Россия, несмотря на более чем 40-летнее масштабное и разнообразное сотрудничество, уступает первенство Китаю как по количеству месторождений, так и по доле в них.

5. Тем не менее, только для Китая и России сделаны исключения по долям в месторождениях, так как из-за нерешенных вопросов с законодательством по недропользованию, и национальным ограничениям, правительство Ирака не предоставляет мажоритарные права иностранным компаниям.

6. Операторами по управлению добычей газа на всех месторождениях являются только иракские государственные нефтегазовые и газовые компании, что является показателем финансирования по остаточному признаку, поскольку, как показывают международные индексы оценки эффективности экономики Ирака, государственные компании малоэффективны, имеют низкий уровень управления и характеризуются недостатком государственных инвестиционных ресурсов.

7. До 2050 года будет наблюдаться рост потребления нефти, газа и угля .

8. Основными факторами развития мировой нефтегазовой отрасли в контексте Ирака являются:

-*Экономические*. Существует 2 направления в прогнозах экономического развития отрасли. По первому считается, что удовлетворение растущего спроса потребует разработки новых месторождений, в том числе к 2030 году уровень добычи необходимо будет увеличить на 40% [28]. При этом будут востребованы только проекты с низкой себестоимостью нефтедобычи, что дает большие преимущества Ираку как при дешевой добыче, так и дешевых поставках нефти из-за близости южных месторождений к портам. По второму направлению, тенденции последних лет показывают постоянное снижение стоимости нефти, связанное как с энергосбережением, новыми технологиями и ВИЭ, так и с открытием большого количества месторождений в разных странах. При низких ценах производители вынуждены снижать инвестиции на разведку и разработку

новых месторождений [70]. В результате уменьшения спроса и цен на нефть, Ирак будет недополучать необходимые ему доходы.

-Политические. В первую очередь, позитивное влияние на нефтедобывающие страны оказывает членство в ОПЕК, позволяющее контролировать стабильность и предсказуемость нефтяных цен. Также, по мнению [8] нефтегазовая отрасль является сильно политизированной, когда для усиления давления на некоторые нефтедобывающие страны, реализуется политика снижения нефтяных цен, от которой терпят убытки все нефтедобывающие страны. Автор полагает, что для развития нефтегазового сектора мировой экономики многополярный мир более стабилен и безопасен.

-Социальные. К 2030 году 60% прироста городского населения в мире обеспечат азиатские страны [28]. Рост урбанизации обуславливает рост энергопотребления. Планируемый рост населения к более чем 9 млрд. чел. к 2040 году также способствует развитию отрасли [24]. Мировое потребление газа также увеличивается за счет стран АТР (так, в 2017 г. страны АТР использовали 21% мирового потребления [34]). При этом темпы роста потребления газа превышают темпы роста потребления нефти как в мире, так и в АТР.

-Экологические. Международные требования повсеместного введения и исполнения экологических стандартов вынуждают использовать природоохранные и экологически нейтральные технологии.

-Технико-технологические. Лавинообразное развитие технологий, в том числе в сфере ТЭК, достаточно быстро меняет традиционные роли всех участников отрасли.

9. В Ираке газ находится в избытке на месторождениях и в недостатке в местах потребления. Из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры внутреннее потребление природного газа субсидируется.

2.2 Государственное регулирование газовой промышленности в Ираке

Федеральная система Республики Ирак состоит из столицы, регионов, провинций и местных администраций. Федеральное правительство Ирака

определяется действующей конституцией как независимое, полностью суверенное федеративное государство. И его система правления республиканская, демократическая, представительная парламентская [98, 149].

Правовая база для нефтегазового сектора в Республике Ирак закреплена в Федеральной конституции Ирака, за которую народ проголосовал на публичном референдуме 15.10.2005. Рассмотрим основные положения конституции, регулирующие нефтегазовую отрасль: нефть и газ являются собственностью народа во всех частях страны (статья 111); федеральное правительство управляет добычей ресурсов на месторождениях с правительствами регионов с распределением импорта справедливым образом по стране и несет за это ответственность (статья 112.1); установление стратегической политики для развития отрасли (статья 112.2).

Главным исполнительным регулятором отрасли является Министерство нефти Ирака - это министерство, отвечающее за всю нефтегазовую деятельность в Ираке, и все иракские государственные нефтяные компании напрямую связаны с ним. В настоящее время Министерство нефти объединяет функции министерства, государственной нефтяной компании и надзорного органа, контролирует деятельность по следующим направлениям:

- нефтяная отрасль: Basra Oil Company, North Oil Company, Maysan Oil Company, Dhi Qar Oil Company, Midland Oil Company;
- газовая отрасль: Северная и Южная газовая компания;
- инфраструктура: Генеральная компания по объему нефтяных проектов;
- маркетинг нефти, который включает: Генеральную организацию по маркетингу нефти (SOMO);
- разведку, в том числе Oil Exploration Company;
- подразделение переработки и сбыта топлива, продажу нефтяных контрактов и розничных лицензий в качестве лицензирующего органа.

Инвесторы имеют право покупать газ у Министерства нефти по согласованным ценам и продавать его компаниям, перерабатывающим газ в

электроэнергию, экспортировать газ [86, 164]. Иракские государственные нефтегазовые компании являются одними из самых важных государственных учреждений. У них сложная и раздвоенная структура, и они обладают огромной политической и экономической властью [127]. Организационная структура управления иракской нефтяной промышленностью показана на рисунке 2.5.

Национализация и государственный контроль стал ключевым в нефтегазовой отрасли при контроле иностранных компаний. Хозяйственная собственность находилась в руках государства в важнейшем секторе экономики - нефтегазовой отрасли. В 2017-2018 гг. были приняты нормативные документы - «О регулировании рынка природного, попутного и сжиженного газа, а также преобразования газа в электроэнергию» (постановление Совета министров (№423 и №50)).

Рассмотрим управление нефтяным производством на примере Нефтяной компании Басры, которая подчиняется Министерству нефти Ирака. В организационную структуру компании Басры входят: структура дочерних компаний и сети; департаменты по добыче газа, по контрактам, распределению, промышленному исследованию по добыче, по работе с сотрудниками, по использованию газа, по разработке планов; департамент нефтепереработки; отдел геологоразведочных работ.

Государственные нефтяные компании соответствуют этой структуре. Также существуют частные компании, в которых существуют подразделения: сервисные, сбытовые, занимающиеся оценкой рисков [51, 105]. Адрес компании юридически находится в городе Басра на юго-востоке Ирака. Основные месторождения, связанные с деятельностью Нефтяной компании Басры: Аль-Зубайр, Аль-Курна, Аль-Лахис, Аль-Румайла, Аль-Синдбад, Аль-Сейба, Артави, Аль-Туба, Аль-Файхаа, Бин Омар, Маджнун.

Министерство нефти Республики Ирак		
Центр исследования нефти	Маркетинговая компания SOMO	Институт подготовки нефтяников г. Байджи
Нефтяные проекты	Северная нефтяная компания	Институт подготовки нефтяников г. Багдад
Компания по тяжелому инженерному оборудованию	Центральная нефтяная компания	Институт подготовки нефтяников г. Басра
Иракская буровая компания	Басрская (Южная) нефтяная компания	Институт подготовки нефтяников г. Киркук
Нефтяная разведочная компания	Северная газовая компания	Гостевой дом
Нефтепроводная компания	Южная газовая компания	
Иракская нефтяная танкерная компания	Мейсанская нефтяная компания	
Газозаправочная компания	Центральная нефтеперерабатывающая компания	
	Северная нефтеперерабатывающая компания	
	Южная нефтеперерабатывающая компания	
	Распределительная компания нефтепродуктов	

Источник: составлено автором на основе [130]

Рисунок 2.5 – Организационная структура управления нефтегазовой отраслью Ирака

Географическое положение Нефтяной компании Басры дает преимущества ей сокращать издержки: по логистике к порту для погрузки на танкеры. Южные области Ирака связаны с остальными частями страны стратегическим трубопроводом. Процесс доставки упрощается близостью компании к месторождениям. Управление производственными затратами происходит по экстенсивному пути на основании расширения отрасли. Прибыль для госкомпаний не является приоритетом, мотивационная часть исходит из внутренних возможностей компании [41, 118].

Нефтегазовая компания Басры участвует в разработке новых месторождений с зарубежными партнерами на принципах солидарной

ответственности, имеет соглашение на разработку в: Аль-Румайла от British Petroleum (48%), Аль-Курна от Exxon Mobil (33%), Аль-Курна от Lukoil (75%), Аль-Зубайр от Eni (42%), Аль-Файхаа от Kuwait Energy (60%), Аль-Сейба от Kuwait Energy (45%) [143].

Рассмотрим основные положения, согласно которым иностранные инвесторы обладают гарантиями и правами для организации бизнеса на территории Ирака: могут регистрировать деятельность, иметь счета в банках, выполнять обязательства, арендовать землю и недвижимость, страховать имущество, нанимать иностранных сотрудников, получать инфраструктуру от государства на территории Ирака [5]. Обязанностями иностранного инвестора является получение лицензии на право осуществления инвестиционного проекта, соблюдение законов Ирака и сроков реализации проектов, обучение и повышение квалификации иракских сотрудников [94].

Тем не менее, в Ираке до сих пор отсутствует закон, определяющий основы недропользования, в связи с тем, что политические группировки страны не могут согласовать правовые границы иностранных компаний. В настоящее время основной формой участия иностранных компаний является соглашения о разделе продукции (здесь и далее - СРП) и сервисные контракты. По СРП международные компании первоначально получают долю добытой нефти для компенсации затрат на разработку, и затем для получения прибыли [145].

В результате иностранные нефтяные компании инвестируют в геологоразведку и разработку свои средства, но эти риски компенсируются долей в добыче. Правительство Курдистана использовало именно этот механизм для 25 международных соглашений. По сервисным контрактам право собственности на часть добычи отсутствует. Невозможно получить их в нефтяных контрактах для не иракцев и распорядиться запасами нефти и газа [121].

Поэтому иракское правительство выбрало сервисные контракты (TSC) с нефтегазовыми компаниями при заключении контрактов, которые предусматривают:

- Федеральное правительство сохраняет за собой владение углеводородным богатством и контроль над нефтегазовыми операциями.

- Подписанные контракты являются долгосрочными и ограничены периодом до 20 лет, и их продление осуществляется по соглашению между двумя сторонами.

- Компания-инвестор обязана предоставлять все современные технические услуги в обмен на денежные сборы.

- Нефтегазовыми операциями управляет совместный комитет двух сторон под председательством собственника (федерального правительства).

- Прибыль определяется двумя сторонами после консультаций и переговоров вокруг них.

Развитие перспективных технологий и современных методов управления бизнесом невозможны без работы над совместными проектами с зарубежными компаниями [2, 36, 151]. Для удержания высокого уровня конкурентоспособности необходим высокий кадровый потенциал и развитие сети образовательных и научно-исследовательских учреждений в Республике Ирак.

Для увеличения производительности труда в компаниях, таких, как Нефтяная компания Басры, предлагаем: провести модернизацию оборудования, совершенствование совместных с иностранными компаниями программ, а именно:

1. Повышение уровня автоматизации и модернизации в газовой отрасли, увеличивая эффективность производства, за счет увеличения и привлечения дополнительных инвестиций в отрасль.

2. Увеличение международного сотрудничества посредством расширения добычи газа через участие в совместных проектах и создание совместных предприятий.

3. Повышение квалификации персонала посредством совершенствования образовательной программы в газовой и нефтегазовой отрасли в учреждениях образования, обеспечивая адаптацию к современным вызовам в отрасли.

2.3 Использование методов стратегического планирования при управлении экономическим развитием газовой отрасли

В настоящее время для эффективного управления территориальным и отраслевым развитием используют стратегическое планирование и бюджетирование для коммерциализации отраслей в регионах [12].

Задача выбора стратегического направления развития должна быть гармоничной, а именно необходимо соответствие между целями развития и ресурсами, выделяемыми на ее достижение; при этом возможности и ограничения внешней среды также должны быть согласованы между собой [73, 141].

Основными целями разработки стратегии следует считать [96]:

- рассмотрение и изучение изменений, происходящих в экономике посредством анализа экспертных мнений, статистических данных, выработка единого мнения;
- определение направления стратегического развития отрасли или территории;
- поведенческая определенность мнений в результате дискуссии по вопросам регулирования и поведения социально и экономически значимых государственных и частных организаций;
- создание общих правил работы по развитию экономического потенциала жителей территории;
- лоббирование интересов экономической политики в рамках субъектов для целенаправленности и скоординированности их действий.

Внедрение в США долгосрочного планирования в середине 1950-х годов оказалось ответом на изменение внешней среды с учетом изменения также общественных процессов. Статичное планирование определяло только одну ситуацию. Динамическое изменение предполагало развитие в различных ситуациях, адаптацию по отношению к внешней среде. Стратегическое планирование отличается от остальных тем, что предполагает поиск альтернативных вариантов при различных критериях и выбор лучшего из них. Из этого строится стратегия развития объекта и механизм ее реализации. Обобщение

долгосрочных планов и построение долгосрочных прогнозов дает основу для стратегической программы. [29] Стратегическое планирование предполагает вероятностное планирование, для снятия идеализации желаемых будущих состояний. Это процесс логической обработки информации для осуществления желаемой реализации [37].

Стратегическое планирование охватывает как среднесрочное, так и краткосрочное, рассматривая и перспективное планирование. Функционально-смысловая часть стратегического планирования долгосрочна. Рассмотрим основные черты стратегического социально-экономического планирования[44]: воздействие внешних факторов, стратегическое планирование как преадаптационный период к внешней и внутренней среде территории при оптимизации и формировании эффективного функционирования.

Основные пункты социально-экономического развития:

- обоснование цели, задач и стратегии развития социально-экономической системы на прогнозный период;
- планирование и управление изменениями внутри стратегии;
- управление технологическими изменениями;
- изменение в потреблении и оптимизации ресурсов;
- изменение в структуре производственного процесса;
- анализ изменений стратегии по причине изменения внешней среды.

Стратегическое планирование в условиях рыночной экономики применяется на всех уровнях управления. Объектом планирования может являться административная единица: регион, часть региона, муниципальное образование и т.д. Субъект стратегического планирования определяется согласно специфике объекта, нося функциональный характер [25]. Например, в городе ядром субъекта являются муниципальные органы управления, а также на каждом уровне органы регионального и федерального управления. Также следует обратить внимание на иных субъектов управления и хозяйственной деятельности в развитии муниципального образования.

Стратегическое планирование развития газовой отрасли как части регионального отраслевого планирования следует осуществлять путем метода анализа иерархий (МАИ), при этом включается аналитика, стратегия и механизм. Иерархии доминантного типа характеризуются следующими критериями:

1. Построение иерархии прямого процесса посредством наложения текущего состояния или проблемы на возможное или логическое будущее (причинно-следственная связь).

2. Построение иерархии обратного процесса посредством политики управления процессами для достижения результата (событийно-следственная связь).

Предполагается применить оба типа иерархий. В рамках итерационного процесса при совокупности прямого и обратного метода превращения цели в реализованный результат и осуществляется планирование. При МАИ соблюдаются следующие принципы:

1. Идентичность, декомпозиция. Здесь оцениваются структурные проблемы в иерархии. Построение ведется с точки вершины, пройдя промежуточные уровни, к низшему уровню.

2. Сравнительные суждения и доминанты. Вопрос выбора и установки приоритетных критериев управления и внедрения их в механизм реализации стратегии.

3. Синтез приоритетов, от второго до нижнего уровня. Локальные интересы должны коррелировать с интересами вышестоящего уровня (например, регионального с федеральным). Совокупно порождается глобальное отражение в критерии для сравнения элементов по уровню ниже. Это достигает итерации нижнего уровня, совмещая в себе обработку экспертных суждений, определяя вес и значимость критериев, впоследствии приобретая критерии точной объективной оценки.

Решение проблемы с использованием МАИ связано с поэтапностью определения критериев [56]: выявляются первыми верхние уровни доминант иерархии. Иерархия полная, если каждый элемент критерия функционирует для

нижестоящего уровня. Закон непрерывности иерархии требует сравнения попарно всех элементов от нижнего к верхнему уровню. Целью такого построения является получение приоритетов для элементов, отражающих влияние на вершину иерархии. МАИ требует структурирование проблемы в процессе решения для оптимизационного выхода. Дискуссия по данному вопросу помогает выявить критерии альтернативы всего диапазона оценок. Стратегию планирования с точки зрения МАИ можно рассматривать как процесс проецирования обобщенного вероятностно-логического сценария идеальных состояний. Достижение соотношений – направление логических событий и желаемых событий к реализации в будущем. Идеализация стимулирует творческое мышление, которое дает понимание состояний системы и их приоритетов. Обратный процесс дает возможность выявить приоритеты и проблемы для оптимизации эффективного выбора политики и достижения результативности. Рассматривается прямой и обратный метод стратегического планирования. В начальном состоянии характеризуется настоящим периодом, когда формируются процессы реализации, система работает за счет ресурсного потенциала внешней среды. Следует иметь в виду, что начало реализации также является важным; планируемое состояние может отличаться от фактического.

На рисунке 2.6 представлен алгоритм итерационных процессов стратегического планирования развития газовой отрасли.

Рассмотрим описание начального состояния при оценке следующих критериев.

1. Что понимается под «достижением цели» и «результатами». При неясности цели без точных критериев реализация стратегии также не точна. Цель должна отвечать критериям достижимости, ясности и достоверности критериев ее построения.

2. План перехода из одного процесса в другой.

Рассмотрим факторы, влияющие на цель: итерации, шаги, внутренние и внешние факторы и критерии, вероятные состояния, экспертные оценочные факторы (акторы), категорийные факторы (экономические, социальные и т.д.).

Проведём анализ прямого и обратного процесса стратегического планирования. Планирование в качестве процесса итерации объединяет прямой и обратный процесс для достижения результата [58]. На рисунке 2.6 предлагается методический подход по выбору стратегического направления развития газовой отрасли. Метод основан на алгоритме итерационных процессов с использованием метода анализа иерархий [152]. Предусматриваются повторные процессы для уточнения политик акторов и стратегических целей, нахождения оптимального решения. Рассматривая стратегии, разделим их на альтернативные для сценариев будущего, которые оцениваются в действиях для достижения целей [18,29].

Стратегический подход в будущем гипотетически определяется прогнозом и предположениями о взаимосвязи текущих и предполагаемых будущих изменений. При этом мнения должны основываться на логических выводах, не выходящих за рамки смысловых границ и ресурсных ограничений, временных и технологических лимитов.

Существуют следующие типы стратегий: исследовательский тип анализирует изменения от настоящего в будущее, рассматривая логическую последовательность событий, которая внедрена в событийный ряд; предваряющий тип исследует будущее состояние и определяет исходные компоненты в настоящем, для выявления влияния и процесса для реализации цели и подразделяется на: нормативный тип, где определяется множество целей для достижения, а также путь их реализации; контрастный тип, который использует смесь двух первых, характеризуясь как желаемым, так и достижимым результатом, формируя обобщенный тип стратегии, сохраняя приоритеты каждой из них [29, 59]. Данная типология позволяет управлять прямым процессом до последнего процесса итерации и желаемого результата.

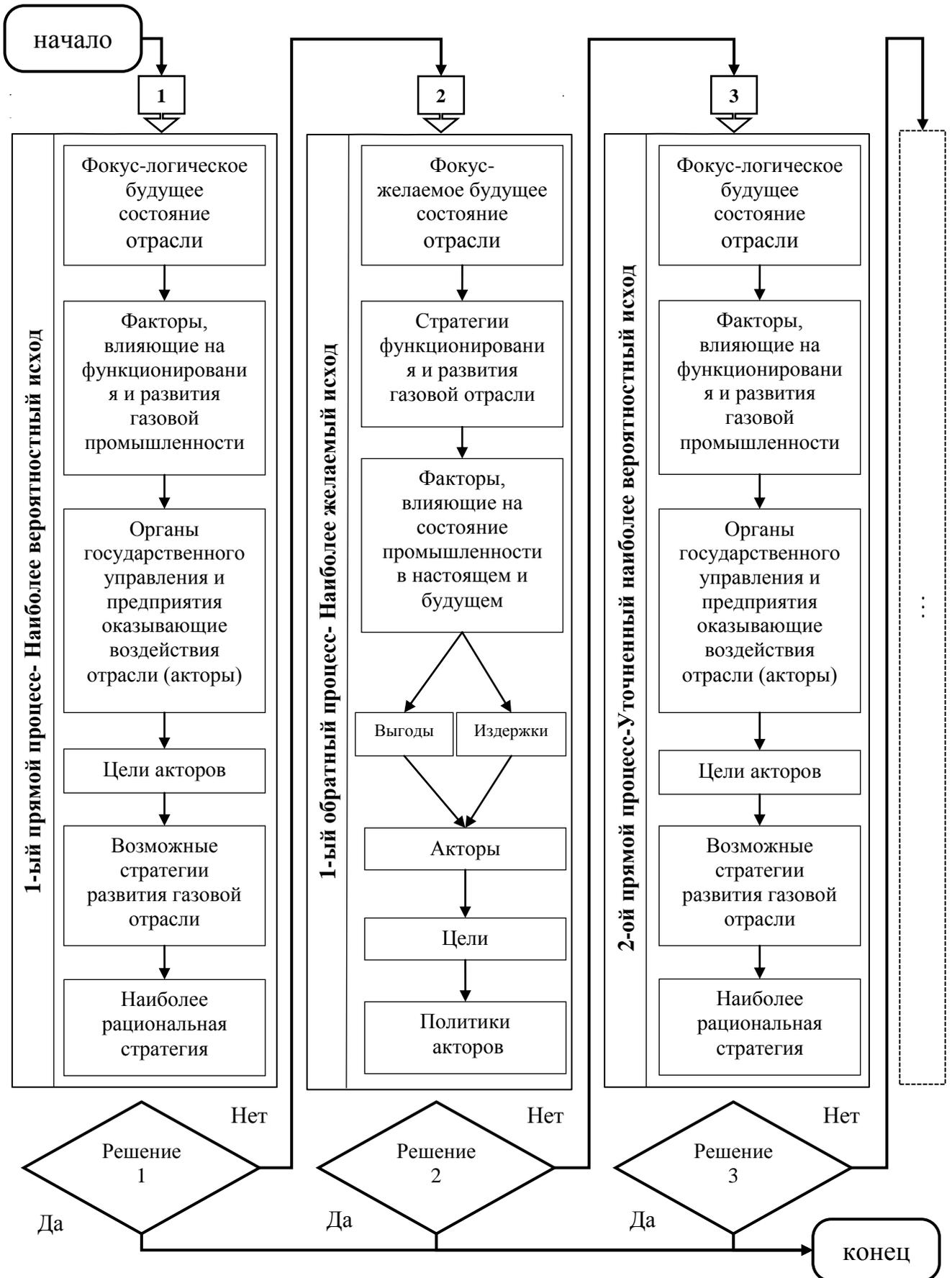


Рисунок 2.6 – Алгоритм итерационных процессов стратегического планирования развития газовой отрасли.

Таким образом, резюмируем следующее:

1. После 40 лет войн, интервенций и санкций, руководство Ирака понимает, что без иностранных инвестиций, технологий и специалистов, восстановить экономику страны невозможно. Однако, препятствием для инвесторов в стране являются законодательные и политические ограничения, резко увеличивающие риски вложений. В первую очередь, они связаны с правовыми и бюджетными отношениями между правительством страны и Курдистаном, где сконцентрированы газовые месторождения.

2. Государственный сектор в основном контролирует нефтегазовую промышленность Ирака, что может привести к слабым международным инвестициям в иракскую нефть и газ и недостаточному использованию современных технологий для разработки ресурсов в газовой отрасли.

3. Усиление государственного вмешательства в различные области на практике приводит к снижению возможности центральной системы самостоятельно управлять государственными учреждениями, реагировать на общественные потребности и предоставлять более качественные услуги.

4. Главная проблема в регулировании газовой отрасли заключается в противоречии 111 и 112 статей Конституции Ирака, в результате чего Курдистан имеет возможность заключать с иностранными компаниями соглашения по разработке месторождений без получения разрешения от Министерства нефти. И это провоцирует рост социально-политической напряженности в стране. В настоящее время Курдистан предоставляет инвесторам более выгодные условия соглашений, более мягкий налоговый режим, нежели Правительство Ирака.

5. Важной проблемой следует считать отсутствие единого согласованного закона, который закрепил бы основы недропользования. В этом законе необходимо отразить правовые отношения и экономические механизмы распределения доходов от нефтедобычи между иностранными компаниями и территориальными ведомствами страны.

6. Стратегия министерств нефти, энергетики, промышленности и минералов совместно с государственными компаниями способна обеспечить

стабильное развитие газовой и нефтегазовой отрасли и выполнить показатели, запланированные на 2030 год, с учетом основных факторов развития отрасли.

7. Поскольку некоторые проблемы требуют безотлагательного решения, а система административной централизации недостаточно соответствует срокам принятия решений, это может привести к задержкам в завершении транзакций, поскольку орган, принимающий решения, централизован, а это само по себе требует много времени для получения решения. Система централизации ведет к напрасной трате энергии и усилий и к перемещению из регионов в столицу для получения документа, что обходится гражданам дополнительным финансовым бременем, а метод административной централизации не соответствует теории «приближения управления к гражданину».

2.4 Выводы по главе 2

По результатам анализа состояния и тенденций развития газовой промышленности в Ираке, отметим следующее:

1. Основными компаниями по добыче газа являются: «Южная газовая компания», «Газовая компания Басры».

2. Перспектива оценки эффективности добычи СПГ основывается на возможности его перевозки в больших количествах между континентами с помощью специальных морских судов - танкеров. Кроме того, СПГ можно транспортировать в цистернах автомобильным и железнодорожным транспортом. На территориях, где геологические условия не позволяют построить хранилища для сжатого газа, можно складировать СПГ в наземных резервуарах при нормальном давлении.

Получен рейтинг стран, компании которых принимают участие в восстановлении и развитии газовой отрасли Ирака. Отметим следующее:

1. Рейтинг показывает, что после государственных иракских компаний, действующих в соответствии с Комплексной стратегией развития энергетики, абсолютное большинство иностранных компаний являются нефтяными и не заинтересованы в настоящее время в развитии газовой отрасли, так как ПНГ

является побочным продуктом, в своем большинстве сжигаемом (от 40 до 60%) или используемым при закачке для повышения нефтеотдачи.

2. Помимо Ирака, только двое «соседей» по нефтегазовому региону Ближнего Востока, Кувейт и ОАЭ, занимаются добычей природного газа в Ираке, что объясняется исключительно нулевым приростом запасов газа в данных странах уже в ближайшие годы.

3. Из иностранных компаний лидирующее место как по количеству месторождений, так и по доле присутствия в них, занимает Китай. С одной стороны, это объясняется истощением запасов на крупнейшем в Китае нефтегазовом месторождении Дацин, которое активно эксплуатировалось в течение 27 лет, и, таким образом, увеличивается потребность в сырье для крупнейшего и высокотехнологичного НПЗ при нём. С другой стороны, Китай может привнести новые технологии, и правительство Ирака и Китая могут прийти к взаимовыгодному сотрудничеству не только в области добычи, но и при развитии сопряженных отраслей в Ираке.

4. Россия, несмотря на более чем 40-летнее масштабное и разнообразное сотрудничество, уступает первенство Китаю как по количеству месторождений, так и по доле в них.

5. Тем не менее, только для Китая и России сделаны исключения по долям в месторождениях, так как из-за нерешенных вопросов с законодательством по недропользованию, и национальным ограничениям, правительство Ирака не предоставляет мажоритарные права иностранным компаниям.

6. Операторами по управлению добычей газа на всех месторождениях являются только иракские государственные нефтегазовые и газовые компании, что является показателем финансирования по остаточному признаку, поскольку, как показывают международные индексы оценки эффективности экономики Ирака, государственные компании малоэффективны, имеют низкий уровень управления, и характеризуются недостатком государственных инвестиционных ресурсов.

7. До 2050 года будет наблюдаться рост потребления нефти, газа и угля.

8. Основными факторами развития мировой нефтегазовой отрасли в контексте Ирака являются: экономические, политические, технико-технологические, социальные, экологические.

9. В Ираке газ находится в избытке на месторождениях и в недостатке в местах потребления. Из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры внутреннее потребление природного газа субсидируется.

Рассмотрим основные положения, согласно которым иностранные инвесторы обладают гарантиями и правами для организации бизнеса на территории Ирака: могут регистрировать деятельность, иметь счета в банках, выполнять обязательства, арендовать землю и недвижимость, страховать имущество, нанимать иностранных сотрудников, получать инфраструктуру от государства на территории Ирака [5, 169].

Обязанностями иностранного инвестора является получение лицензии на право осуществления инвестиционного проекта, соблюдение законов Ирака и сроков реализации проектов, обучение и повышение квалификации иракских сотрудников [94].

Тем не менее, в Ираке до сих пор отсутствует закон, определяющий основы недропользования, в связи с тем, что политические группировки страны не могут согласовать правовые границы иностранных компаний.

Для увеичения производительности труда в компаниях предложено: провести модернизацию оборудования, совершенствование, совместных с иностранными компаниями, программ, а именно:

1. Повышение уровня автоматизации и модернизации в газовой отрасли, увеличивая эффективность производства, за счет увеличения и привлечения дополнительных инвестиций в отрасль.

2. Увеличение международного сотрудничества посредством расширения добычи газа через участие в совместных проектах и создание совместных предприятий.

3. Повышение квалификации персонала посредством совершенствования образовательной программы в газовой и нефтегазовой отрасли в учреждениях образования, обеспечивая адаптацию к современным вызовам в отрасли.

Стратегическое планирование охватывает как среднесрочное, так и краткосрочное, рассматривая и перспективное планирование. Функционально-смысловая часть стратегического планирования долгосрочна. Рассмотрены основные черты стратегического социально-экономического планирования[44]: воздействие внешних факторов, стратегическое планирование как преадаптационный период к внешней и внутренней среде территории при оптимизации и формировании эффективного функционирования.

Таким образом, сделаны следующие выводы.

1. После 40 лет войн, интервенций и санкций, руководство Ирака понимает, что без иностранных инвестиций, технологий и специалистов, восстановить экономику страны невозможно. Однако, препятствием для инвесторов в стране являются законодательные и политические ограничения, резко увеличивающие риски вложений. В первую очередь, они связаны с правовыми и бюджетными отношениями между правительством страны и Курдистаном, где сконцентрированы газовые месторождения.

2. Государственный сектор в основном контролирует нефтегазовую промышленность Ирака, что может привести к слабым международным инвестициям в иракскую нефть и газ и недостаточному использованию современных технологий для разработки ресурсов в нефтегазовой отрасли.

3. Имеется коррупция в административном аппарате Министерства нефти Ирака и усиление государственного вмешательства в различные области, что на практике приводит к неспособности центральной системы самостоятельно управлять государственными учреждениями, реагировать на общественные потребности и предоставлять более качественные услуги.

4. Главная проблема в регулировании газовой отрасли заключается в противоречии 111 и 112 статей Конституции Ирака, в ходе которого некоторые

регионы имеют возможность заключать с иностранными компаниями соглашения по разработке месторождений без получения разрешения от Министерства нефти.

5. Также важной проблемой считается отсутствие единого согласованного закона, который закрепил бы основы недропользования. В этом законе необходимо отразить правовые отношения и экономические механизмы распределения доходов от нефтедобычи между иностранными компаниями и территориальными ведомствами страны.

6. Под руководством министерств нефти, энергетики, промышленности и минералов, а также совместно с государственными компаниями возможно обеспечить стабильное развитие нефтегазовой отрасли и выполнить показатели, запланированные на 2030 год, с учетом основных факторов развития отрасли.

7. Поскольку некоторые проблемы требуют безотлагательного решения, система административной централизации недостаточно соответствует необходимым темпам, что может привести к задержкам в завершении транзакций.

Для полноценного формирования предложений и мер по оптимизации развития газовой отрасли в Ираке как основы управления территорией страны следует рассмотреть обеспечение экономического развития газовой отрасли Ирака в главе 3, исследовать функционирование контрактной системы в отрасли, изучить применение газовых и экономических нефтегазовых аукционов в газовой отрасли Ирака и определить стратегическое направление развития газовой отрасли Ирака при рассмотрении различных вариантов развития на основе рассмотренного методического подхода.

ГЛАВА 3 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИРАКА

3.1 Формирование контрактной системы в отрасли

Нефтегазовые контракты связаны с отношениями между странами-производителями нефти и газа и международными компаниями, работающими в области разведки, разведки и добычи нефти или газа [131, 139]. Такие контракты используются в случае недостатка денежных и/или материально-технологических ресурсов у владельца недр.

Нефтегазовые контракты бывают следующих видов:

1. Сервисные контракты (TSC);
2. Контракты о разделе продукции (PSC);
3. Франчайзинговые контракты;
4. Гибридные контракты.

Сфера применения нефтегазовых контрактов по видам и странам отражена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Типы нефтегазовых контрактов в мире.

Типы нефтегазовых контрактов	Ирак	Россия	США	Иран	Катар
Сервисные контракты (TSC)	+	+	+	+	+
Контракты о разделе продукции (PSC)	+	+	+	+	+
Франчайзинговые контракты	+	-	-	-	-
Гибридные контракты	-	-	-	+	-

Источник: составлено автором на основе [104, 106, 108, 115, 162]

Менее всего используются франчайзинговые и гибридные контракты.

1. Франчайзинговые контракты:
 - Подрядчик является владельцем концессии и имеет право открывать, разрабатывать, владеть и управлять нефтяными ресурсами на большой

площади определенной территории, которая может охватывать всю территорию государства.

- Полный контроль над исследованиями и разработками и рисками, связанными с добычей нефти или газа, принадлежит нефтяным компаниям.
- По этому контракту франчайзер уплачивает подоходный налог и налог на имущество принимающей стране.
- Компания определяет объем добычи и ее время в соответствии с требованиями нефтегазового рынка и в соответствии с интересами компании, и принимающая страна не имеет права вмешиваться в этот вопрос.

Такого рода контракты применялись в Ираке, но в настоящее время не используются, в связи с изменением государственной политики, направленной на ограничение прав и независимости нефтегазовых компаний.

2. Гибридные контракты:

– Эти контракты считаются инвестиционными контрактами, по которым производственные затраты возмещаются за счет небольшой прибыли в течение ограниченного периода в соответствии с соглашением между двумя сторонами.

– Подрядчик предоставляет права на исследование, разработку и разведку нефти или газа на ограниченный период в соответствии с соглашениями, заключенными между подрядчиком и принимающей страной.

– Отсутствие крупных международных компаний, желающих инвестировать в этот вид контракта.

– Условия инвестирования в этих контрактах время от времени меняются, чтобы привлечь нефтегазовые инвестиции в страны, страдающие от экономических проблем.

Такие контракты применяются в Иране, в основном в период действия глобальных экономико-политических санкций против страны, так как не направлены на долгосрочное сотрудничество между государством и нефтегазовой компанией.

3. Сервисные контракты (TSC):

– Прибыль подрядчика является фиксированной и не увеличивается и не уменьшается вместе с уменьшением продажной ценой на нефть, и на этой основе прибыль подрядчика не зависит от изменения цен на нефть.

– Контракт выгоден в случае высоких цен на нефть и газ, и убытки несет государство в случае низких цен на нефть.

– Государственный партнер – «молчаливый партнер» (sleeping partner) и поэтому не несет риска, подрядчик оплачивает свою долю затрат.

– Подрядчик не имеет отношения к экспорту добытой нефти, так как управление экспортом осуществляется государством.

Сервисные контракты содержат следующие общие принципы, хотя между ними есть различия в данных и параметрах для расчетов:

– Распределение (50%) предполагаемой выручки на финансовые отчисления подрядчика от затрат на нефть и доли, получаемой подрядчиком а оставшаяся часть (50%) поступает в государственную казну.

– Расчет (10%) выручки от основного производства на оплату дополнительных затрат.

– Прибыль от добычи нефти и газа подрядчику выплачивается следующим образом: если месторождение является добывающим, а подрядчик его разработал, подрядчик получает прибыль от добычи сверх основной добычи, но если месторождение новое, подрядчик получает прибыль от всей добычи нефти и газа.

– Прибыль подрядчика уменьшается по мере увеличения его финансовой отдачи на основе «R-Factor» Фактор восстановления - формула 3.1:

$$R - \text{Factor} = \frac{\text{Все доходы}}{\text{Все расходы}} \times 100\% \quad (3.1)$$

В таблице 3.2 представлено влияние «R-F» на прибыль.

Таблица 3.2 – Влияние «R-F» на прибыль (2\$ за баррель нефтяного эквивалента)

R-Factor	Прибыль %	Прибыль \$
Менее 1,0	100%	2\$
От 1,0 до менее 1,5	80%	1,6\$
От 1,5 до менее 2,0	60%	1,2\$
От 2,0 до менее 2,5	40%	0,8\$
2,5 и более	20%	0,4\$

Прибыль подрядчика уменьшается, если цель или пик добычи нефти или газа (максимальная добыча нефти или газа) не достигается, путем умножения прибыли подрядчика на «P-Factor»-фактор производительности (3.2) [52].

$$P - \text{Factor} = \frac{\text{Фактическая добыча}}{\text{Плановая добыча}} \times 100\% \quad (3.2)$$

Доля государственного партнера составляет от 5% до 25% от рентабельности, но он не оплачивает затраты на разработку месторождения (капитальные и операционные затраты).

Схема сервисных контрактов, при применении которых рекомендуется использовать предлагаемую уточненную формулу, представлена на рисунке 3.1.

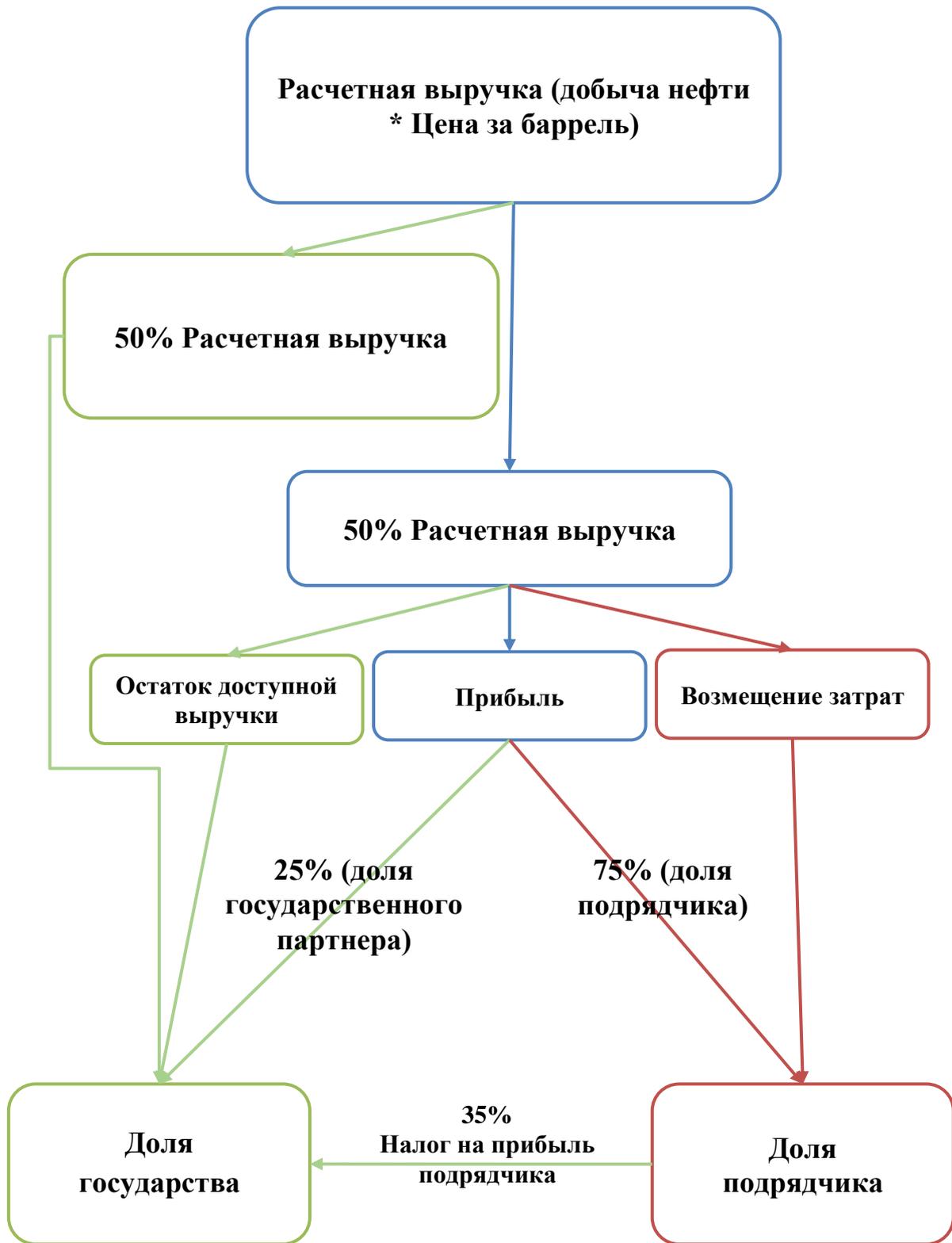


Рисунок 3.1 – Схема Сервисных контрактов (TSC).

Подрядчик уплачивает подоходный налог, взимаемый с полученной им прибыли, по ставке, не превышающей (35%) раз в квартал. Подрядчик выплачивает подписной бонус (это плата за лицензию), который не возвращается. Подрядчик ежегодно выплачивает сумму в диапазоне от 1 до 5 миллионов долларов за обучение, передачу технологий и стипендии, которые также не подлежат возврату государству Ирак в лице Министерства нефти. Подрядчик должен расходовать сумму (10%) от утвержденного бюджета ежегодно - 4 или 5 миллионов долларов на подлежащие погашению цели инфраструктуры, обучать иракский персонал или включать их в учебные курсы за пределами страны.

5. Контракты о разделе продукции (PSC) [132, 166]:

- Доля прибыли варьируется, поэтому подрядчик получает больше прибыли от контрактов на обслуживание, особенно при высоких ценах на нефть.
- Падение цен на нефть сказывается на прибыли подрядчика и государства.
- Государственный партнер несет риск своей доли затрат наравне с подрядчиком.

Подрядчик имеет долю в добыче и запасах нефти и в управлении ими.

6. *Контракты о разделе продукции включают следующие общие принципы, и соотношение между контрактами может меняться:*

- Норма прибыли от общего дохода (от общего объема производства) для правительства составляет 10%.
- Оставшаяся добыча после вычета производственных затрат и доли подрядчика называется государственной долей в добытой нефти.
- Распределение 40% доходов от продажи нефти или газа на покрытие производственных затрат.
- Оставшаяся часть доступного дохода или цены на нефть (после вычета прибыли и затрат) называется прибылью или прибылью от нефти.
- Доходы от прибыли или прибыльная нефть делятся между государством и подрядчиком по ставке 32-68% или 16-84%, поскольку процент доли прибыли подрядчика уменьшается в зависимости от коэффициента

извлечения, который рассчитывается на основе увеличения финансовой отдачи подрядчика, то есть норма прибыли подрядчика уменьшается с 32% до 16% в зависимости от увеличения его финансовой прибыли.

– Подрядчик выплачивает суммы бонусов за подписание и добычу, не возвращается плата за лицензию в дополнение к финансированию некоторых объектов инфраструктуры, расходы на которые будут возмещены [159, 168].

Схема контрактов о разделе продукции приведена на рисунке 3.2. На рисунке 3.3 представлена схема общих принципов финансового возврата по PSC и TSC контрактам.

Формула денежных доходов от добычи нефти и газа технических сервисных контрактов (ТСК-TSC), может выглядеть следующим образом (3.3, 3.4):

$$GS = Po * Pr - P * (RF * PF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr - C * Pr \quad (3.3)$$

$$CS = P * (RF * PF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr + C * Pr \quad (3.4)$$

где GS– Доля государства.>=50% Po

CS – Доля подрядчика.<=50% Po

GP – Государственный партнер.

Po – Ожидаемая цена на нефть и газ ,доллар за баррель.

Pr – Ожидаемая добыча нефти и газа, баррель/ год.

Lt – Ожидаемый подоходный налог доллар/год.

P – Прибыль, доллар за баррель.

Rf – «R-Factor» Фактор восстановления.

Pf – «P-Factor» Фактор производительности.

C – Затраты на добычу нефти и газа.

В таблицах 3.3, 3.4, на рисунке 3.4, 3.5 представлен нефтегазовый доход для ирака и подрядчика. Исследования показали, что контракты на обслуживание в их нынешней форме имеют характеристики, представленные в таблице 3.5.

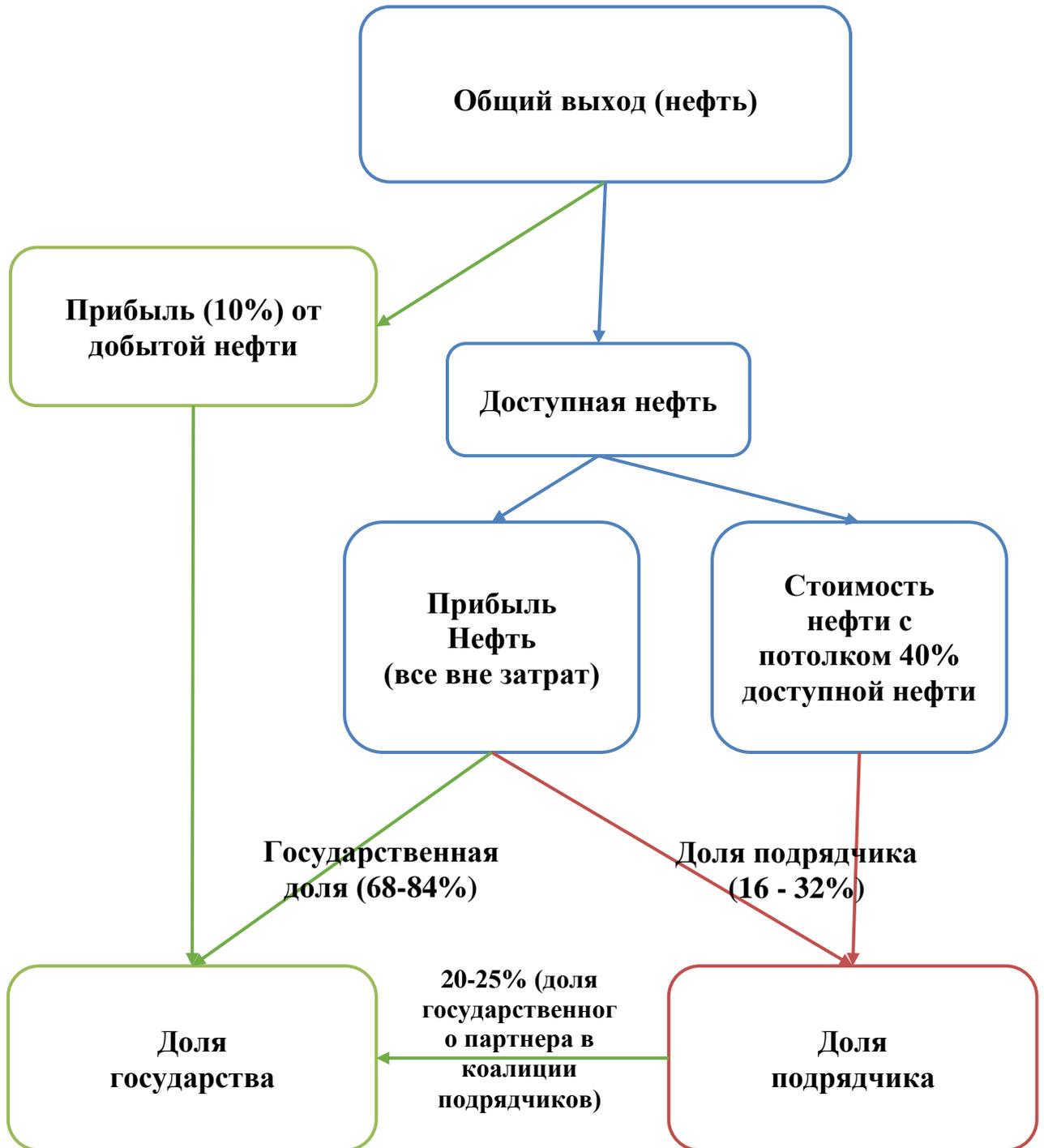


Рисунок 3.2 – Схема контрактов о разделе продукции (PSC)

Общие принципы финансового возврата по PSC и TSC контрактам



Рисунок 3.3 – Схема общих принципов финансового возврата по PSC и TSC контрактам.

Нефтегазовый доход от продажной цены сырой нефти составляет 100 и 50 долларов за баррель.

- Мы предполагаем, что общие затраты (постоянные и переменные издержки) на баррель равны (8\$).

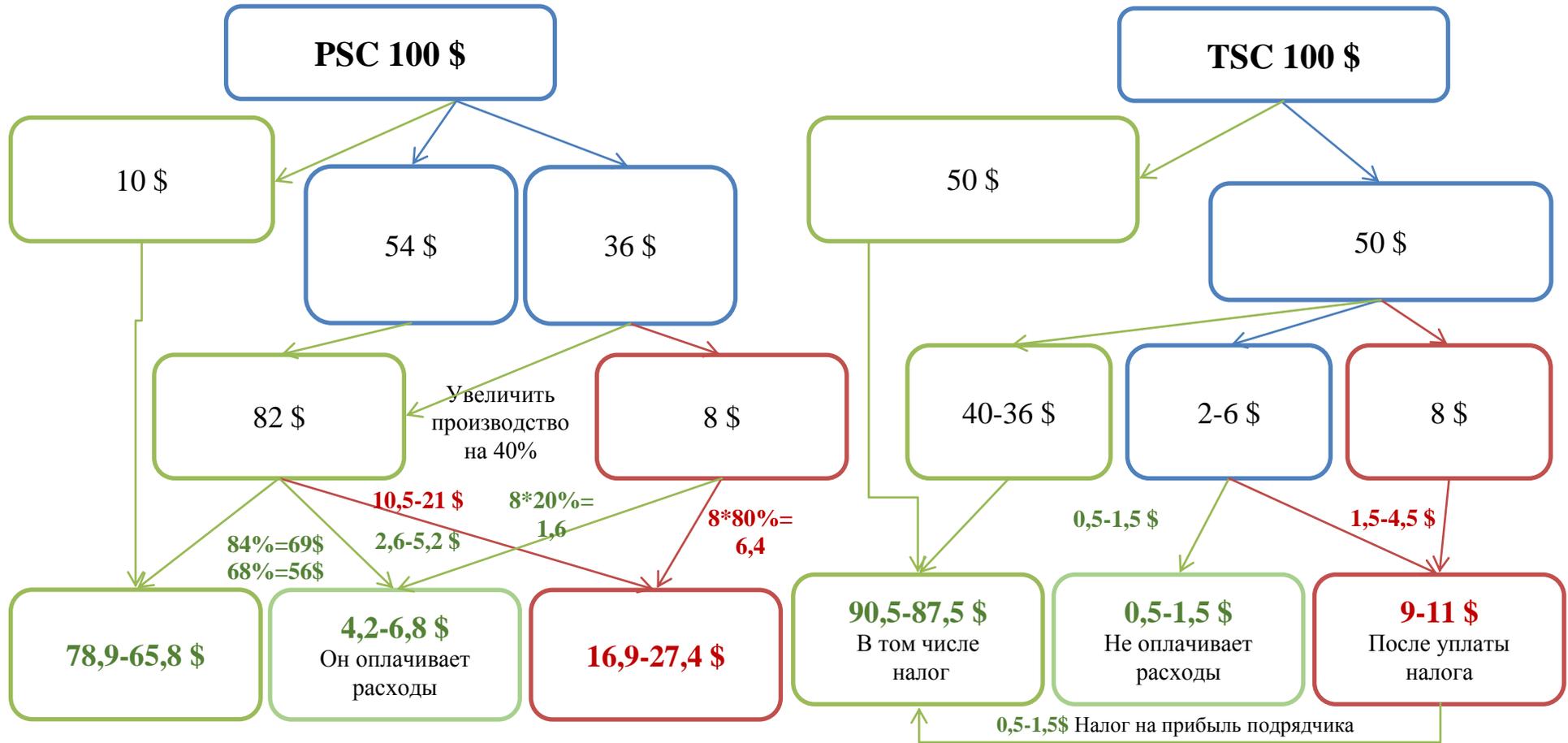
Таблица 3.3 – Нефтегазовый доход для Ирака и подрядчика,(продажная цена 100 долларов за баррель).

Тип контракта	Подрядчик	Ирак	Ноты
Сервисные контракты (TSC)	9-11 \$ 9-11%	91-89 \$ 91-89%	Прибыль от добычи и экспорта нефти или газа 2 - 6 \$ за баррель
Соглашение о разделе продукции (PSC)	17-27 \$ 17-27%	83-73 \$ 83-73%	В зависимости от прибыли месторождения (включая долю государственного партнера от 4 до 7 \$ за баррель)

Таблица 3.4 – Нефтегазовый доход для Ирака и подрядчика,(продажная цена 50 долларов за баррель).

Тип контракта	Подрядчик	Ирак	Ноты
Сервисные контракты (TSC)	9-11 \$ 18-22%	41-39 \$ 82-78%	Прибыль от добычи и экспорта нефти или газа 2 - 6 \$ за баррель
Соглашение о разделе продукции (PSC)	11-16 \$ 22-32%	39-34 \$ 78-68%	В зависимости от прибыли месторождения (включая долю государственного партнера от 3 до 4 \$ за баррель)

Общие принципы распределения денежных средств при стоимости 100 долларов за баррель

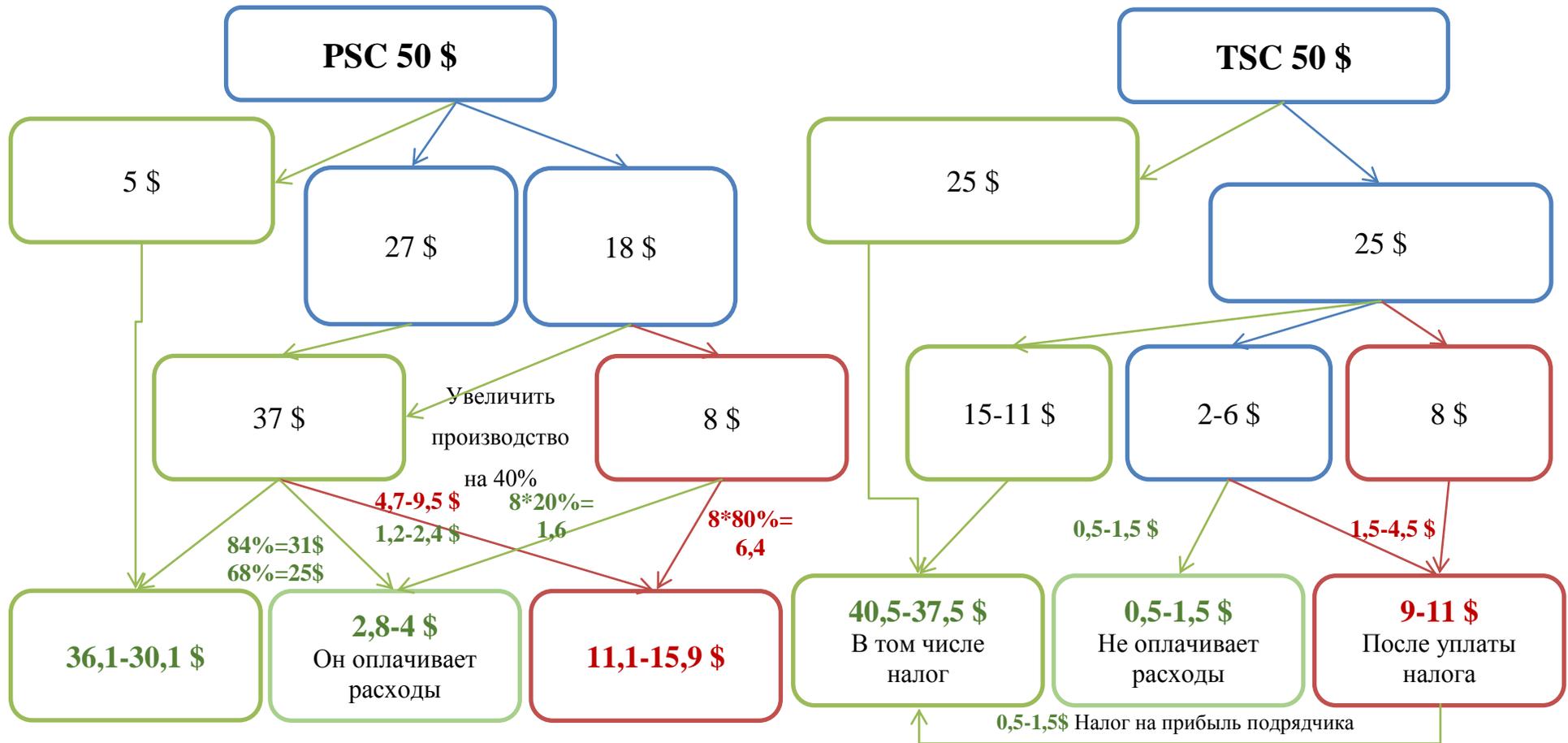


88

Источник: Синий цвет - Выручка от продажи нефти, Зеленый цвет - Государство, Красный цвет - Подрядчик.

Рисунок 3.4 – Схема общих принципов распределения денежных средств при стоимости 100 долларов за баррель.

Общие принципы распределения денежных средств при стоимости 50 долларов за баррель



Источник: Синий цвет - Выручка от продажи нефти, Зеленый цвет - Государство, Красный цвет - Подрядчик.

Рисунок 3.5 – Схема общих принципов распределения денежных средств при стоимости 50 долларов за баррель.

Таблица 3.5 – Основные характеристики контракта (Технические Сервисные Контракты TCK-TSC)

Типы контрактов	Форма контракта	Базовые свойства	Формализованность	Частота	TCK TSC
Классический	контракт, четко фиксирующий все условия сделки и санкции в случае нарушения каждой из сторон взятых на себя обязательств.	Дискретность, предсказуемость, формализация	Явный	Разовый	+
Неоклассический	контракт, в котором неформальные условия преобладают над формальными.	Опора на неформальные нормы	Явный	Случайный	-
Отношенческий	это долгосрочное соглашение о сотрудничестве формально независимых контрагентов, предусматривающее создание совместной иерархической системы координации их деятельности.	Распределение выгод и издержек ex interim или ex post	Неявный	Регулярный	-

Источник: составлено автором.

Типичная формула подсчета экономической ренты (ЭР), как исходной точки для оценки того или иного участка нефтяного или газового месторождения, может выглядеть следующим образом (3.5):

$$\text{ЭР} \equiv \sum_{t=1}^n \left[\frac{Po \cdot Pr(L-rt) - Lt - Jt}{(L-I)^t} \right] - W \quad (3.5)$$

где ЭР - экономическая рента

n - Временной горизонт

t - год.

Po - Ожидаемая цена на нефть и газ, доллар за баррель.

Pr - Ожидаемая добыча нефти и газа, баррель/ год.

Rt - Роялти, %.

Lt - Ожидаемый подоходный налог долл./год.

Jt - Ожидаемые издержки производства, долл./год.

W - Ожидаемые затраты на бурение скважин, долл.

I - Норма дисконта.

Исследования показывают необходимость добавить стоимость снижения добычи на нефтяных и газовых месторождениях в математическую формулу для Технических Сервисных Контрактов (ТСК-TSC), тогда мы можем найти коэффициент снижения добычи, используя следующую математическую формулу:

«Re-Factor» Фактор снижения добычи (3.6).

$$\mathbf{ReF} = \frac{\text{Фактическая добыча}}{\text{Сниженная добыча}} \times 100\% \quad (3.6)$$

Разработанная формула денежного дохода от добычи нефти и газа технических сервисных контрактов (ТСК-TSC)+, может выглядеть следующим образом (3.7, 3.8):

$$GS = Po * Pr - P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr - C * Pr \quad (3.7)$$

$$CS = P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr + C * Pr \quad (3.8)$$

где ReF - «Re-Factor» Фактор снижения добычи $\geq 100\%$

Благодаря изменениям, которые мы внесли в предыдущие нефтегазовые контракты, таблица характеристик контрактов будет представлена следующим образом (таблица 3.6).

Общее сравнение Сервисного контракта (TSC) и контракта Соглашения о разделе продукции (PSC).

Суть разницы между сервисным контрактом, с одной стороны, и контрактом о разделе продукции, с другой, заключается в том, как подрядчик получает вознаграждение по добыче нефти или газа.

Помимо этого существенного различия, два контракта также отличаются четырьмя дополнительными преимуществами, а именно:

- владением ресурсами на месторождениях нефти и газа;
- правом собственности на добытые нефть или газ;
- контролем принятия решений по управлению действующими месторождениями;

Наконец, следует учитывать уровень риска, который несут обе стороны при добыче нефти и газа.

Возможно, наиболее важной причиной для подталкивания стран для заключения *Сервисного контракта* является заинтересованность этих стран в сохранении своих прав собственности на добычу и, следовательно, свободы контроля.

Другими словами, государства склонны заключать контракты на оказание услуг, потому что он защищает их от рисков компрометации их права контролировать принятия решений и свободы распоряжаться добытой нефтью, при этом контракт дает государству доступ к технологиям и опыту, которые оно стремится получить от международных компаний.

Таблица 3.6 – Основные характеристики контракта (Технические Сервисные Контракты TCK-TSC)+

Типы контрактов	Форма контракта	Базовые свойства	Формализованность	Частота	TCK TSC+
Классический	контракт, четко фиксирующий все условия сделки и санкции в случае нарушения каждой из сторон взятых на себя обязательств.	Дискретность, предсказуемость, формализация	Явный	Разовый	+
Неоклассический	контракт, в котором неформальные условия преобладают над формальными.	Опора на неформальные нормы	Явный	Случайный	+
Отношенческий	это долгосрочное соглашение о сотрудничестве формально независимых контрагентов, предусматривающее создание совместной иерархической системы координации их деятельности.	Распределение выгод и издержек ex interim или ex post	Неявный	Регулярный	+

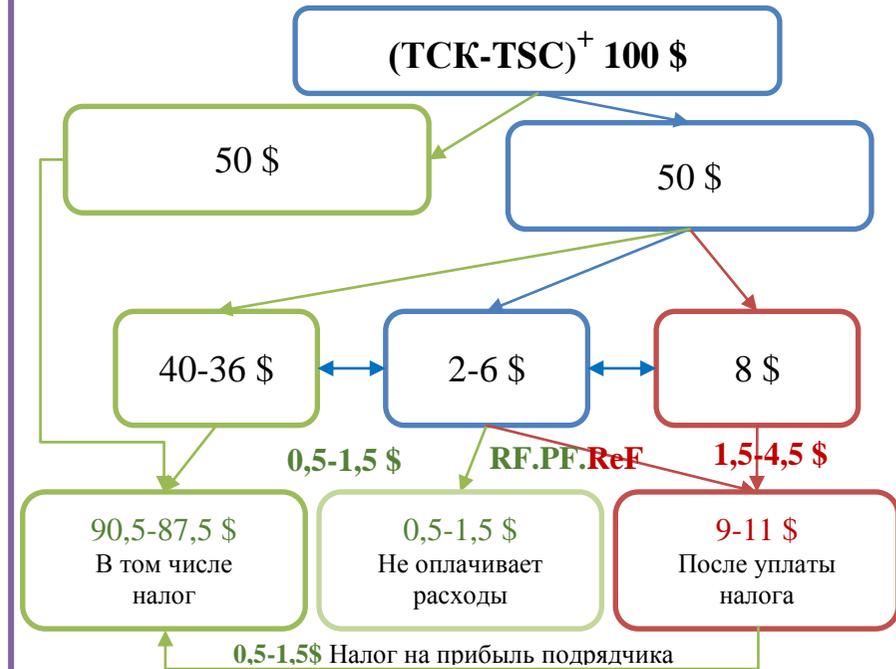
Источник: составлено автором.

В таблице 3.6 показаны наиболее важные точки сравнения между контрактом на обслуживание и контрактом о разделе продукции согласно международному опыту.

В таблице 3.7 представлено сравнение контрактов между сервисным контрактом (TSC) и контрактом Соглашения о разделе продукции (PSC) согласно международному опыту.

Общие принципы распределения денежных средств при стоимости 100 долларов за баррель

GS: ? , CS: ? ,
GP: 25% , Po: 100\$, Pr: 10 , Lt: 35% , P: 6\$
RF: 100% , PF: 100% , ReF: 100% , C: 8\$
 $GS = Po * Pr - P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr - C * Pr$
 $GS = 100 * 10 - 6 * (1 * 1 * 1) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 - 8 * 10$
 $GS = 1000 - 2.925 * 10 - 80$
 $GS = 1000 - 29.25 - 80$
 $GS = 890.75 \approx 890$
 $GS - GP = 890.75 - 15$
 $GS - GP = 875.75 \approx 875$
 $CS = P(RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr + C * Pr$
 $CS = 6 * (1 * 1 * 1) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 + 8 * 10$
 $CS = 2.925 * 10 + 80$
 $CS = 29.25 + 80$
 $CS = 109.25 \approx 110$
GS: 890 , CS: 110 , (GP: 15)



Источник: [автор] Синий цвет - Выручка от продажи нефти, Зеленый цвет - Государство, Красный цвет - Подрядчик.

Рисунок 3.6 – Схема математической формулы технических сервисных контрактов (ТСК-ТSC)+

Рассмотрим ситуацию, когда государственный партнер получит наибольший доход, а частный партнер - наименьший. В этом случае государственную долю (GS) и долю подрядчика (CS) можно рассчитать следующим образом (рисунок 3.7):

Используя предыдущий рисунок и математическую формулу, мы получим следующие данные:

- ▲ максимум ► GS: Доля государства= 917
- ▼ минимум ► CS: Доля подрядчика= 82
- ▼ минимум ► GP: Государственный партнер= 1

Общие принципы распределения денежных средств при стоимости 100 долларов за баррель

▲ GS: максимум ? , ▼ CS: минимум ? ,
 GP: 25% , Po: 100\$, Pr:10 , Lt: 35% , P: 2\$
 RF:50% , PF: 50% , ReF: 100% , C: 8\$

$$GS = Po * Pr - P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr - C * Pr$$

$$GS = 100 * 10 - 2 * (0.5 * 0.5 * 1) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 - 8 * 10$$

$$GS = 1000 - 0.2437 * 10 - 80$$

$$GS = 1000 - 2.437 - 80$$

$$GS = 917.56 \approx 918$$

$$GS - GP = 918 - 1.25$$

$$GS - GP = 916.75 \approx 917$$

$$CS = P(RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr + C * Pr$$

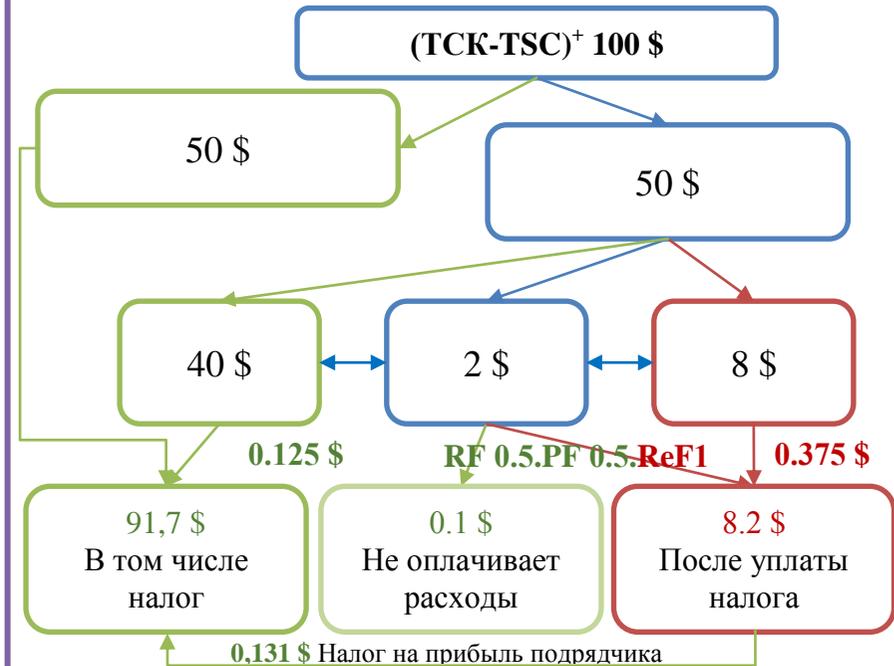
$$CS = 2 * (0.5 * 0.5 * 1) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 + 8 * 10$$

$$CS = 0.2437 * 10 + 80$$

$$CS = 2.437 + 80$$

$$CS = 82.437 \approx 82$$

GS: 917 , CS: 82 , (GP: 1)



95

Рисунок 3.7 – Схема математической формулы ▲ GS: максимум , ▼ CS: минимум (TCK-TSC)+. Синий цвет -

Выручка от продажи нефти, Зеленый цвет - Государство, Красный цвет - Подрядчик.

Следует отметить, что изменение того или иного фактора в каждом случае представляет собой риск для одной из двух сторон: когда фактор производительности меньше 100%, это означает, что прибыль подрядчика будет уменьшаться, и это само по себе является риском для него. Если фактор снижения добычи больше 100%, то это означает, что прибыль государственного партнера (министерство нефти Ирака) будет уменьшаться, и это само по себе является риском для финансового дохода государства от инвестиций в нефть и газ. Если фактор снижения добычи вырастет, прибыль будет в пользу подрядчика, что показано на рисунке 3.8:

Общие принципы распределения денежных средств при стоимости 100 долларов за баррель

▼ **GS: минимум?** , ▲ **CS: максимум ?** ,
GP: 25% , **Po: 100\$** , **Pr:10** , **Lt: 35%** , **P: 6\$** **RF:100%** ,
PF: 100% , **ReF: 150%** , **C: 8\$**

$$GS = Po * Pr - P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr - C * Pr$$

$$GS = 100 * 10 - 6 * (1 * 1 * 1.5) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 - 8 * 10$$

$$GS = 1000 - 4.3875 * 10 - 80$$

$$GS = 1000 - 43.875 - 80$$

$$GS = 876.125 \approx 876$$

$$GS - GP = 876 - 22.5$$

$$GS - GP = 853.5 \approx 854$$

$$CS = P * (RF * PF * ReF) * (1 - GP) * (1 - Lt) * Pr + C * Pr$$

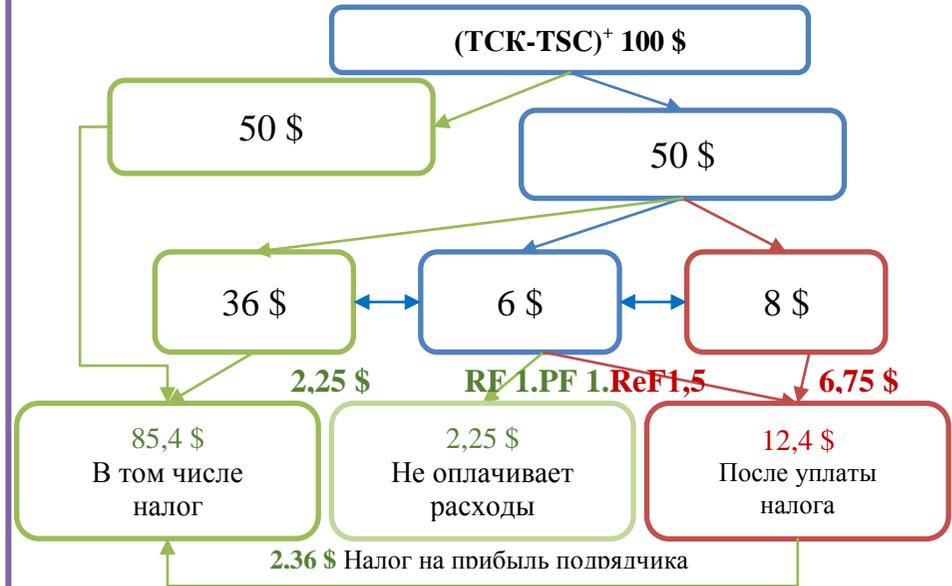
$$CS = 6 * (1 * 1 * 1.5) * (1 - 0.25) * (1 - 0.35) * 10 + 8 * 10$$

$$CS = 4.3875 * 10 + 80$$

$$CS = 43.875 + 80$$

$$CS = 123.875 \approx 124$$

GS: 854 , **CS: 124** , **(GP: 22)**



96

Рисунок 3.8 – Схема математической формулы ▼ GS: минимум , ▲ CS: максимум (TCK-TSC)+. Синий цвет -

Выручка от продажи нефти, Зеленый цвет - Государство, Красный цвет - Подрядчик.

Отметим, что, используя предыдущий рисунок и математическую формулу, и что доступные данные были в интересах Подрядчика, мы получим следующие данные: ▼ **минимум** ► **GS**: Доля государства= 854 ▲ **максимум** ► **CS**: Доля подрядчика= 124 ▲ **максимум** ► **GP**: Государственный партнер= 22

Инвестиции в попутный газ отличаются от вложений в свободный газ. При составлении инвестиционного контракта в первом случае учитываются решения, принятые ОПЕК или ОПЕК + по увеличению или уменьшению добычи нефти, а в случае написания инвестиционного контракта во втором случае они не принимаются во внимание. Инвестиции в попутный газ отличаются от инвестиций в свободный газ в том числе тем, что количество сторон, участвующих в написании контракта, увеличивается добавлением оператора нефтяного месторождения (государственное или частное лицо). Объем добычи свободного газа зависит от его запасов на соответствующем месторождении, в то время как такие же показатели для попутного газа зависят от добычи нефти на месторождении [24, 138, 147, 130].

Таблица 3.7 – Сравнение контрактов между сервисным контрактом (TSC) и контрактом Соглашения о разделе продукции (PSC) согласно международному опыту.

Цель	TSC	PSC	Краткие комментарии
Право собственности на источники			Принимающая страна сохраняет полную собственность на ресурсы и полностью контролирует утилизацию продукции. Этот момент очень важен для стран ОПЕК, которые стремятся ограничить свою добычу в случае падения цен на нефть.
Работа с элементом риска			Крупные международные нефтяные компании (PSC) предпочитают и приветствуют разведку на этой основе. Принимающие страны пользуются преимуществами увеличения разведки для увеличения своего нефтяного богатства.
Совокупный государственный доход			Принимающие страны могут обеспечить максимальную прибыль с TSC. Однако мониторинг транзакций имеет решающее значение для снижения затрат, что на самом деле может привести к снижению доходов. С другой стороны, контракт PSC может ослабить государственные налоги.
Контроль качества выполнения			В обоих случаях принимающие страны могут получить самый высокий доход от нефтяных операций при условии, что они будут тщательно осваивать последующие операции, чтобы снизить затраты и в то же время включить множество других целей.
Контроль стоимость			Первоначально TSC не стимулирует подрядчика к снижению затрат, в то время как PSC предоставляет некоторые стимулы для снижения суммы затрат и максимизации коммерческой прибыли проекта.
Контроль уровня добычи			TSC гарантирует, что национальные власти имеют полный контроль над определением уровня добычи на любом месторождении и в стране всесторонним образом, при условии, что заработная плата подрядчика не связана с высоким уровнем добычи.
Контроль для улучшения добычи			TSC дает национальной нефтяной компании возможность контролировать уровень добычи, но улучшение извлечения зависит от эффективности правительственных органов в выполнении действий подрядчика.
Контроль за развитием инфраструктуры в нефтяной сфере			TSC передает правительственным учреждениям контроль над планированием и реализацией инфраструктуры. Однако фактический контроль зависит от хорошей работы государственного аппарата по мониторингу, которая зависит от эффективности системы управления.
	► Предпочтительный контракт относительно цели.		
	► Не Предпочтительный контракт относительно цели.		

В таблице 3.8 показан вид ресурсного национализма нефтегазовой отрасли.

Таблица 3.8 – Вид ресурсного национализма нефтегазовой отрасли.

Вид	Вид Контракта	Лицензия	Собственность Гос на Недра	Национализация нефтегазовых компаний	Ограничения Экспорта
1	TSC	Есть	Гос %100	Есть	Есть
2	PSC	Есть	Гос %100	Есть	Есть
3	PSC	Нет	Част %100	Есть	Нет

Источник: [автор] Сервисные контракты (TSC), Контракты о разделе продукции (PSC), государство (Гос), частное лицо (Част).

В следующей таблице 3.9 показана позиция Ирака по национализации природных ресурсов с некоторыми странами Ближнего Востока и мира, которые являются нефтегазодобывающими, а также степень воздействия национализации природных ресурсов на развитие нефтегазовой промышленности в Ираке и другие страны.

В таблице 3.10 представлены данные по ресурсному национализму в мире.

Таблица 3.9 – Национализация ресурсов для нефтегазодобывающих стран мира

Страна	Ресурсный национализм						Итоги	
	Вид Контракта	Тип газа	Лицензия	Собственность Гос на Недра	Национализация нефтегазовых компаний	Ограничения Экспорта		
Ирак	TSC	Попутный Свободный	Есть	Гос %100	Нет	Есть	Есть	Вид 1
Россия	PSC	Свободный Попутный	Есть	Гос %100	Есть	Есть	Есть	Вид 2
США	PSC	Свободный Сланцевый	Есть	Част %100	Нет	Нет	Нет	
С.Аравия	TSC	Попутный Свободный	Есть	Гос %100	Нет	Есть	Есть	Вид 1
Катар	PSC	Свободный Попутный	Есть	Гос %100	Нет	Есть	Есть	Вид 2
Норвегия	PSC	Свободный Попутный	Есть	Гос %100	Нет	Есть	Есть	Вид 2

Источник: [автор] Сервисные контракты (TSC), Контракты о разделе продукции (PSC), государство (Гос), частное лицо (Част).

Таблица 3.10 – Ресурсный национализм в мире.

Страна	Тип ресурсного национализма	Тип контрактов	Экспорт топлива (% товарного экспорта)	Нефтегазовая рента (% ВВП)	Форма собственности в нефтегазовом секторе	В чем выражается ресурсная политика
1	2	3	4	5	6	7
Ирак	Рентные отношения/ либерально-рыночные отношения	Сервисные контракты	99	Газ 0.3 Нефть 45.4	Монополия государственных предприятий	Активное использование соглашений о техническом обслуживании разрабатываемых месторождений, исключительно, государственная собственность на недра, предоставление государством субсидий для внутренних пользователей, государственный запрет на экспорт газа МНК, заключение концессионных соглашений, привлечение инвестиций иностранным компаниям, выплата роялти иностранным компаниям
Китай	Институты развития	Закрытая отрасль, иногда СРП	2	Газ 0.2 Нефть 0.4	Монополия государственных предприятий	МСК – основной фактор производства обрабатывающих отраслей; МСК исключены из приватизации; государственная поддержка отраслей и технологического перевооружения МСК; покупка месторождений за границей, «стратегия выхода» - гонка за ресурсами; «ресурсная дипломатия».
Россия	Рентные отношения	Закрытая отрасль, иногда СРП,	52	Газ 3.7 Нефть 10.0	Государственные предприятия доминируют	Есть государственные субсидии внутренним пользователям по газу в виде фиксированных цен; есть экспортные квоты и пошлины; 50% бюджета от продажи МСК, за счет этого бюджет финансирует социальную сферу; используются в международной политике возможности страны как «энергетической державы».

Приложение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6	7
США, Канада, Австралия	Либерально- рыночные отношения	Открытая отрасль, концессионные соглашения	14	Газ 0.0 Нефть 0.4 США	Частные предприятия	Рыночный ресурсный национализм характерен прежде всего для Австралии, Канады и США. Отличительной чертой этой модели является преимущественное использование налоговых механизмов извлечения большей ресурсной ренты в период глобального бума. Все три страны имеют федеративную политическую систему, в которой регионы имеют право регулировать размер добывающих и энергетических роялти.
Катар	Рентные отношения	СРП	89	Газ 4.7 Нефть 16.6	Государственные предприятия доминируют	жестко контролируют свои ресурсные отрасли либо через государственные предприятия, образованные в результате национализации иностранных активов, либо с помощью контрактов о разделе продукции, позволяющих частным компаниям управлять (но не владеть) энергетическими проектами.
Саудовская Аравия	Рентные отношения	Сервисные контракты	80	Газ 0.7 Нефть 28.7	Монополия государственных предприятий	Жесткий контроль своих ресурсных отраслей через государственные предприятия (Saudi Aramco), международная торговля энергоресурсами регулируется экспортным контролем, политическая структура поощряет вмешательство государства для контроля над генерированием и распределением ренты и обеспечением безопасности правящих элит

Параметры политики для контракта по газу Ирака:***1) При рентных отношениях:***

- Исключительно государственная собственность на недра;
- Контроль государством ресурсных отраслей;
- Государственные субсидии внутренним пользователям;
- Государственный экспорт газа;
- Государственный запрет на экспорт газа МНК;
- Сервисные контракты;
- Государственное регулирование импорта газа;
- Продажа лицензии;
- Соглашение о разделе продукции СРП;
- Специализированный налоговый режим на добычу газа;
- Большая доля экспорта топлива (ВВП);
- Большая рента по нефти;

2) При либерально – рыночных отношениях:

- Приглашение иностранных компаний;
- Выплата роялти иностранными компаниями;
- Использование технологий иностранными компаниями;
- Открытая ресурсная политика;
- Низкая рента по газу;
- Ненационализация частных нефтегазовых компаний;

3) При институтах развития:

- Государственное регулирование импорта газа;
- Соглашение о разделе продукции СРП;
- Государственное регулирование экспорта газа;
- Специализированный налоговый режим на добычу газа;
- Совместные государственно-частные нефтегазовые предприятия характерны для институтов развития;

Тип контрактов при различных типах ресурсного национализма:

1. Рентные отношения + (Сервисные контракты+СРП)

- Это инвестиционные контракты на нефть и газ, контракты на техническое обслуживание и разработку, по которым производственные затраты возмещаются за счет нефтегазовых доходов.
- Подрядчик предоставляет права на исследование, разработку и разведку нефти или газа на ограниченный период в соответствии с соглашениями, заключенными между подрядчиком и принимающей страной и может достигнуть 30 лет.
- Подрядчик не имеет отношения к экспорту добытого газа, так как управление экспортом осуществляется государством.
- Подрядчик уплачивает подоходный налог, взимаемый с полученной им прибыли, по ставке, не превышающей 35%, раз в квартал.
- Прибыль от добычи и экспорта нефти или газа (09-22%), доля Подрядчика (91-78%) доля Ирака.
- Выполнение иракских законов для заключения контрактов с подрядчиком и всего, что связано с добычей газа и нефти.

2. Либерально-рыночные + (Концессионные Нефтегазовые соглашения)

- Это нефтегазовые инвестиционные контракты, которые представляют собой совместные операции между подрядчиком и Ираком в области добычи нефти и газа.
- Международная нефтегазовая компания владеет производством и вправе распоряжаться им по своему усмотрению в соответствии с обязательством снабжения местного рынка.
- Международная нефтегазовая компания вносит плату за право разработки нефтяных ресурсов стране пребывания.
- Оборудование и установки, используемые при нефтегазовых операциях, принадлежат международной нефтегазовой компании.
- Международная нефтегазовая компания оплачивает налоги на прибыль, полученную в результате разработки нефтегазового месторождения.

3. Институты развития + (Соглашение о разделе продукции СРП)

- Это нефтегазовые инвестиционные контракты и контракты на техническое обслуживание и разработку, которые представляют собой совместные операции между подрядчиком и Ираком в области добычи нефти и газа.
- Доля прибыли варьируется, поэтому подрядчик получает больше прибыли от контрактов на обслуживание, особенно при высоких ценах на нефть.
- Падение цен на нефть скажется на прибыли подрядчика и государства.
- Распределение (40%) доходов от продажи нефти или газа на покрытие производственных затрат.
- Прибыль от добычи и экспорта нефти или газа: (17-32%) доля Подрядчика, (83-68%) доля Ирака.
- Подрядчик не имеет отношения к экспорту добытого газа, так как управление экспортом осуществляется государством.

Таким образом, резюмируя, отметим:

1. Контракт рентных отношений (Сервисные контракты)

Тип контракта: Контракт с фиксированной ценой (fixed price contract) является договором, при котором одна из сторон платит фиксированную сумму другой за исполнение проекта, удовлетворяющее оговоренным стандартам качества [63]. Фиксированная цена обычно устанавливается в результате процедуры конкурентных торгов. Подрядчики не получают бонусов за достижение более высоких стандартов качества, однако в договор обычно включается условие о взимании штрафа за заниженное по сравнению с оговоренным уровнем качество [136]. В этом случае, в целях предотвращения нежелательного поведения со стороны поставщика штрафы должны быть достаточно высокими по сравнению с общей стоимостью контракта; в противном случае исчезает возможность предотвратить снижение качества подрядчиком.

Модель контракта: Неполный контракт (incomplete contracts).

Теория неполных контрактов предполагает наличие «наблюдаемых, но не верифицируемых переменных», то есть переменных, которые известны обоим участникам, но не могут быть записаны в контракт, так как их значения не верифицируемы судом. В теории полных контрактов все наблюдаемые переменные верифицируемы [31]. Как правило, в моделях неполных контрактов предполагается отсутствие асимметричной информации, и основная проблема — это предоставление стимулов к выбору оптимального уровня усилий (или инвестиций).

2. Контракт либерально – рентных отношений(Концессионные)

Тип контракта: Время и материалы Time and Material (T&M).

Этот тип характерен для проектов, в которых понятны только верхнеуровневые требования, полный объем пока не определен. При этом можно точно сказать, какие конкретно специалисты нужны, сколько человек должно быть задействовано на проекте. Несмотря на то, что итоговая стоимость выполнения всех работ не ясна, стороны соглашаются, что оплата будет производиться по результатам выполненных работ и что стоимость будет зависеть от затраченных ресурсов (времени или материалов).

Модель контракта: Моральный риск (moral hazard)

В данной модели асимметрия информации отсутствует в момент заключения контракта, но появляется после его подписания: агент выбирает действие (например, уровень усилий или инвестиций), которое принципал не наблюдает напрямую. Впрочем, принципал наблюдает реализацию случайных величин (например, своего дохода), распределение вероятности которых зависит от усилий агента. Наиболее интересны ситуации конфликта интересов, когда агент предпочел бы выбрать уровень усилий, не являющийся оптимальным для принципала. В этих случаях принципал вынужден использовать контракт для создания стимулов.

3. Контракт институтов развития (Соглашение о разделе продукции)

Тип контракта: Контракты с возмещением затрат (Cost-Reimbursable C).

Это категория контрактов, по которым заказчик оплачивает подрядчику все фактически понесенные им расходы в обмен на выполнение указанного в контракте объема работ, а также выплачивает ему вознаграждение (прибыль от добычи нефти или газа). При использовании контракта о возмещении затрат подрядчик несет наибольший риск, поскольку окончательная стоимость контракта является неопределенной. Этот тип контракта часто используется в ситуациях, когда подрядчик может лишь частично описать то, что он хочет получить, не имея четкого определения объема работ. Расширенное техническое задание в этом случае пишет страна пребывания [125].

Модель контракта:

Информативное сигнализирование (signaling).

В данном случае, агент предпринимает действие до заключения контракта, подавая информацию «сигналом» принципалу о своем типе. Информативное сигнализирование определяется тогда, когда сам «сигнал» не является бесплатным для агента, при этом равновесие может быть неэффективным.

В случае использования контракта о разделе продукции две страны опасаются, что, когда они предоставят подрядчику право на долю в прибыли и принятие решения в отношении операций по разведке, разработке и добыче, это, в свою очередь, приведет их к потере контроля, особенно потому, что контракт дает обеим сторонам свободу распоряжаться своей долей добытой нефти. На международном уровне наблюдается, что разделение ответственности между национальной компанией и международными компаниями за производство может привести к тому, что государственные органы снизят интерес к мониторингу и контролю.

На рисунке 3.9 приведена схема рисков для Ирака и подрядчика.



Источник: автор

Рисунок 3.9 – Схема рисков контрактов для Ирака и подрядчика.

Другая причина, по которой может быть разрешено не использовать раздел продукции, заключается в том, что контракт также заставляет страну снижать налоговый контроль.

Причина этого заключается в том, что покупка добытой нефти напрямую представляет собой альтернативу процессу сбора налогов (за исключением сбора подоходного налога в отношении прибыли подрядчика). И поскольку доход правительства, который представляет собой доход от государственного налога на прибыль, собирается и проверяется со стороны национальной компании, это означает, что задача сбора и проверки налоговых доходов фактически делегируется от Министерства финансов к национальной компании.

Несмотря на превосходство Сервисного контракта (TSC) с точки зрения сохранения права собственности, использование контракта может привести к потере большой прибыли, и причина этого в том, что цель национальных компаний в некоторых странах сильно отклоняется от цели максимизации прибыли для страны, что приводит к снижению преимуществ контракта на обслуживание [78].

В этой связи правительству следует стремиться к осторожному и точному определению роли национальной компании. Либо это коммерческое предприятие, стремящееся максимизировать прибыль для государства, либо регулирующее учреждение, которое гарантирует приверженность подрядчика и оператора законам штата и положениям контрактов.

С другой стороны, Контракт о разделе продукции (PSC) может, в особых случаях, привести к лучшему результату прибыли для обеих сторон из-за настойчивости подрядчика как партнера следовать инвестиционной и операционной политике, которая ведет к цели максимизации прибыли.

В таблице 3.11 представлены концессии по нефтегазовым контрактам. На рисунке 3.10 представлены участники и вид контрактов на газ в Ираке.

Таблица 3.11 – Концессии по нефтегазовым контрактам.

Концессии по нефтегазовым контрактам	Тип природного газа	TSC	PSC
Право собственности на ресурсы	Свободный газ	+	-
	Попутный газ	+	-
Право собственности на добытый газ	Свободный газ	+	-
	Попутный газ	-	+
Контроль принятия решений	Свободный газ	+	-
	Попутный газ	+	+
Уровень риска для обеих сторон	Свободный газ	+	+
	Попутный газ	+	-

Источник: автор

При разработке инвестиционных контрактов на природный газ прослеживается различие в статусе инвестиционных контрактов на свободный газ и попутный газ, а на следующем рисунке показана степень различия и стороны, которые будут участвовать в составлении инвестиционных контрактов на природный газ.

Из предыдущей схемы нам может стать ясно, что существует разница в инвестиционных контрактах на природный газ, а именно:

Инвестиционный контракт на свободный газ включает:

1. Оператора газового месторождения
 - 1.1. Инвестора в свободный газ (Подрядчик)
 - 1.2. Государственного партнера (местная компания)
2. Федеральное министерство нефти (главное)

Участники и вид нефтегазовых контрактов на газ в Ираке



Источник: автор

Рисунок 3.10 – Участники и вид нефтегазовых контрактов на газ в Ираке.

Инвестиционный контракт на Попутный газ состоит из:

1. Оператора газового месторождения
 - 1.1. Инвестора в попутный газ (Подрядчик)
 - 1.2. Государственного партнер (местная компания)
2. Оператора нефтяного месторождения
 - 2.1 Инвестор в нефть (Подрядчик)
 - 2.2. Государственного партнера (местная компания)
3. Федерального министерства нефти (главное).

Таким образом, резюмируя результаты параграфа, отметим:

1. Инвестиции в попутный газ отличаются от инвестиций в свободный газ тем, что имеется разное количество сторон, участвующих в написании контракта. Добавляется оператор нефтяного месторождения (государственное или частное лицо), этого нет в контракте по инвестициям в свободный газ .

2. Объем добычи газа на месторождении свободного газа зависит от запасов на месторождении, в то время как объем добычи на месторождении попутного газа зависит от добычи нефти на месторождении.

3. При составлении инвестиционного контракта на попутный газ учитываются решения, принятые ОПЕК или ОПЕК + по увеличению или уменьшению добычи нефти, а в случае написания инвестиционного контракта на свободный газ они не принимаются во внимание.

4. Предлагая месторождение свободного газа для инвестиций, государство не принимает во внимание компании, которые представят контракт, но в случае предложения попутного газа для инвестиций эти вопросы принимаются во внимание. Поскольку месторождение попутного газа является нефтяным, следовательно, месторождение будет состоять из нефтегазового оператора в дополнение к государственному партнеру.

Полагаем, что в случае, если оператором нефтяного месторождения является иностранная компания, лучше предоставить лицензию на добычу попутного газа также иностранной компании из той же страны.

5. Инвестиционный контракт на природный газ (свободный и попутный газ), если это контракт TSC, предполагает, что правительство Ирака оплачивает суммы, как в случае нефтяного контракта TSC, сборы в размере (5-8) долларов США за баррель нефти эквивалент, а также переработку в отношении всех количеств сухого газа для выработки электроэнергии и сжиженного нефтяного газа для бытового использования и газовых конденсаторов для нефтехимических заводов.

6. Инвестиционный контракт на природный газ (свободный газ и Попутный газ), если это контракт PSC, то правительство Ирака оплачивает суммы, как в случае нефтяного контракта PSC, путем совместного производства и переработки всего сухого газа для выработки электроэнергии, сжиженного нефтяного газа для бытовых нужд и конденсатный газ, поставляемый на нефтехимические предприятия.

3.2 Применение газовых и нефтегазовых аукционов для развития газовой промышленности

После трех десятилетий осады, войны и разрушения нефтегазовых объектов, инвестиции в нефтегазовую промышленность Ирака прекратились. После этого центральное правительство занималось разработкой и разведкой нефтяных и газовых месторождений иностранными компаниями в рамках лицензионных раундов [45, 167].

Большинство нефтяных месторождений, обнаруженных в первом и втором раундах, в основном были представлены в южном регионе и закончились инвестициями в гигантские нефтяные месторождения из нескольких стран, таких как Shell, BP, Exxon Mobil, Lukoil и Petrochina; газовые месторождения доминировали в третьем раунде с небольшими месторождениями нефти. Четвертый и пятый раунды включали контракты на разведку нефти и газа [93].

В таблице 3.12 показаны компании, соответствующие критериям отбора, которые были квалифицированы Департаментом нефтяных контрактов и

лицензирования для каждого раунда отдельно в соответствии со следующими критериями:

- технические стандарты;
- финансовые стандарты;
- юридические стандарты;
- стандарты здоровья, безопасности и окружающей среды;

Предлагается данный перечень стандартов дополнить стандартами по применению передовых технологий в газовой отрасли.

В результате этих лицензий по сервисным контрактам средняя общая плата за сервисные контракты в первом и втором раундах составила 1,9 доллара за баррель, в третьем раунде (газ) -6,3 доллара за баррель нефтяного эквивалента, а в четвертом раунде - разведка (нефть /газа) -5,7 долларов за баррель нефтяного эквивалента.

Далее представлены раунды лицензий и типы заключаемых нефтегазовых контрактов. В таблице 3.13 проведено обобщение по нефтегазовым месторождениям, техническим и финансовым обязательствам в раундах лицензиях [120].

1. Частный (2008 г.): два открытых месторождений. Тип контракта: Технические Сервисные Контракты на Разработку и Добычу (Development and Production Service Contracts TSC).

2. Первый раунд (2009 г.): четыре из восьми добывающих месторождения. Тип контракта: Технические Сервисные Контракты (Technical Service Contracts –PFTSC)

3. Второй раунд (2009 г.): семь из десяти открытых месторождений. Тип контракта: Технические Сервисные Контракты на Разработку и Добычу (Development and Production Service Contracts -DPSC).

Таблица 3.12 – Компании, подавшие заявку на участие в раундах лицензирования нефти и газа

Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании
Атресо	Япония	Lukoil	Россия
Bashneft	Россия	Egpc	Египет
Chevron	США	Occidental	США
Edison	Италия	Sonangol	Ангола
China Zhenhua	Китай	Glencore	Швейцария
Сноос	Китай	Shell	Нидерланды
Снрс	Китай	Mitsubishi	Япония
Petrochina	Китай	Petronas	Малайзия
Вр	Великобритания	Premier	Великобритания
Gulfsands P	Великобритания	Pertamina	Индонезия
Еххонмобил	США	Pttep	Таиланд
Eni	Италия	Romgaz	Румыния
Gazprom	Россия	Statoil	Норвегия
Kuwait Energy	Кувейт	Total	Франция
Kogas	Корея	Rosneft	Россия
Ina Naftaplin	Хорватия	Mitsui	Япония
Mubadala	ОАЭ	Sumitomo	Япония
Inpex	Япония	Трао	Турция
Itochu	Япония	Vitol	Нидерланды
Јарех	Япония	Petrovietnam	Вьетнам
Jogmec	Япония	P Petroleum	Пакистан
Jx Nippon	Япония	Tnk-Вр	Россия
Dragon Oil	ОАЭ	Ongc Videsh	Индия

Источник: Компания АТРЕСО - контакты, официальный сайт, продукция, услуги (neftegaz.ru)

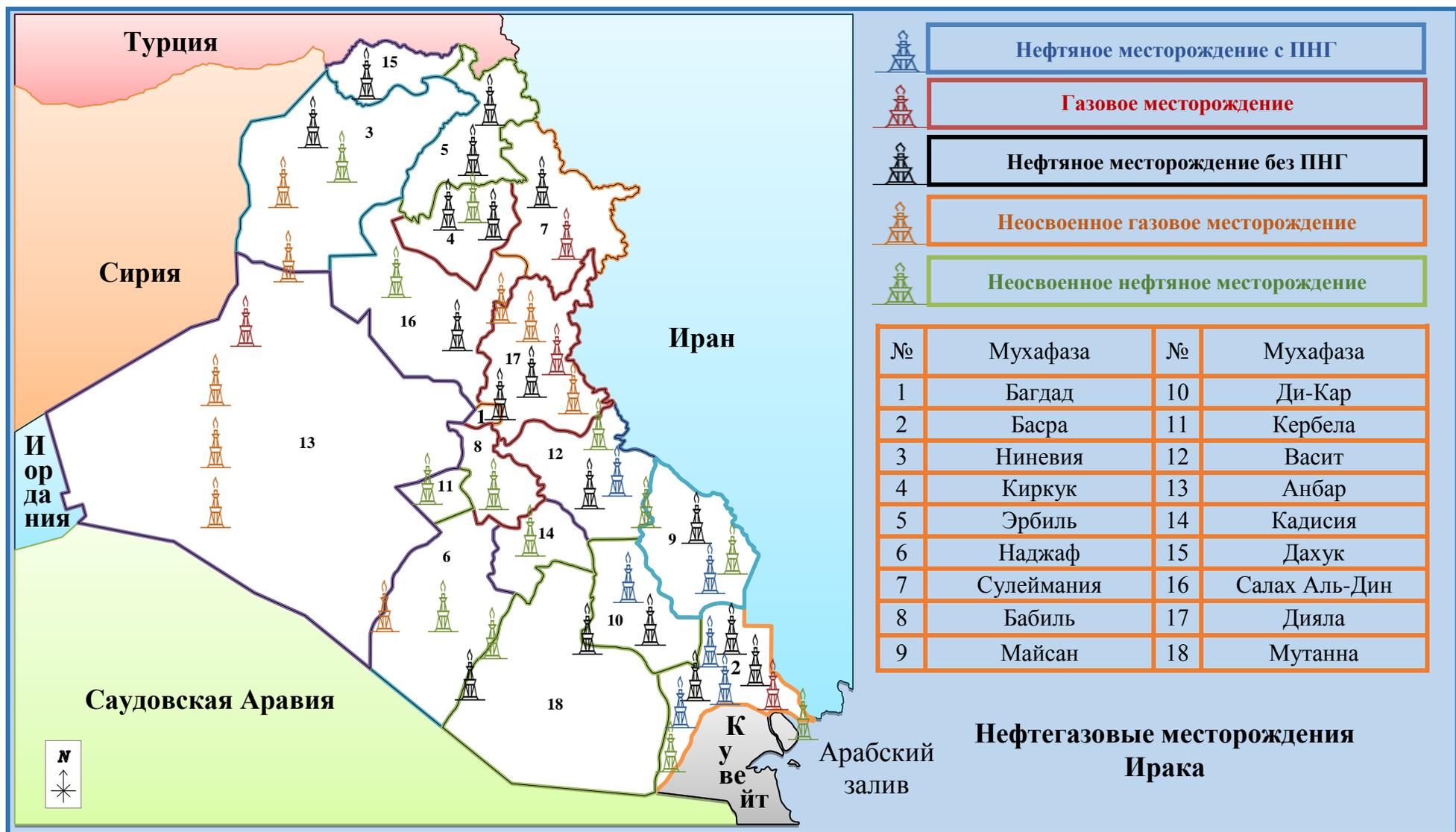
Деловой журнал «Neftegaz.RU»

4. Третий раунд (2010 г.): три из трех газовых месторождений. Тип контракта: Технические Сервисные Контракты на Разработку и Добычу Газа (Gas Development And Production Service Contract -GDPSC).
5. Четвертый раунд (2012 г.): четыре из двенадцати нефтегазовых разведочных блоков. Тип контракта: Технические Сервисные Контракты на Разведку, Разработку и Добычу (Exploration, Development and Production Service Contract -EDPSC).
6. Пятый раунд (2018 г.): шесть из одиннадцати нефтегазовых разведочных блоков. Тип контракта: Контракты на Разработку и Добычу (Development and Production Contract -DPC). *Однако пятый раунд лицензирования не был одобрен Советом министров Ирака.* На рисунке 3.11 представлена карта Ирака с расположением нефтяных и газовых месторождений в Ираке.

В раундах лицензирования нефти учитывались все объемы нефти и газа, которые будут добыты в ходе разработки нефтяных и газовых месторождений, добытых в первом, втором и третьем раундах. Что касается четвертого и пятого раундов, это раунды лицензирования разведки, как показано в предыдущей таблице.

Выгода от предыдущих раундов лицензирования нефти и газа заключается в увеличении неизведанных нефтяных площадей и разработке добывающих месторождений, а также в том, чтобы идти в ногу с растущим спросом на природный газ и увеличивать запасы нефти и газа, чтобы Ирак мог увеличить добычу нефти и газа, поскольку добыча для стран ОПЕК зависит в первую очередь от доказанных запасов нефти.

В таблице 3.13 приведены нефтегазовые месторождения с раундами лицензий.



Источник: составлено автором по материалам [14]

Рисунок 3.11 – Карта нефтегазовых месторождений Ирака

Таблица 3.13 – Нефтегазовые месторождения, технические и финансовые обязательства в раундах лицензиях

Раунд	Месторождения	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Срок действия контракта (лет)	Тип месторождения	Бонус компании за баррель нефтяного эквивалента	Плата За Лицензию Миллион \$	Добыча Нефть – тыс. барр. в день Газ – тыс. м ³ в день	
								Начальная	Макс.
Частный	Аль-Ахдеб	Al-Waha 75%	Китай	20	Н	н / д	н / д	25	н / д
		Гос Партнер 25%	Ирак						
	Вост.Багдад	Zhenhua Oil 90%	Китай	25				15	н / д
		State partner 10%	Ирак						
Первый	Аль-Румайла	Вр 48%	Великобритания	25	Н	2 \$	500 (кредит)	1,173	2,850
		Petrochina 46%	Китай						
		State partner 6%	Ирак						
	Аль-Зубайр	Eni 42%	Италия	25		2 \$	100	201	1,200
		В.О.С 29%	Ирак						
		Kogas 24%	Корея						
		State partner 5%	Ирак						
	Майсан Групп	Сноос 64%	Китай	20		2,30 \$	100	97	450
		Трао 11%	Турция						
		State partner 25%	Ирак						
	Аль-Курна 1	Exxonmobil 33%	США	30		1,90 \$	100	268	2,325
		Shell 19%	Нидерланды						
		Petrochina 33	Китай						
Pertamina 10		Индонезия							
State partner 5%		Ирак							

Продолжение таблицы 3.13

Раунд	Месторождения	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Срок действия контракта (лет)	Тип месторождения	Бонус компании за баррель нефтяного эквивалента	Плата За Лицензию Миллион \$	Добыча	
								Нефть – тыс. барр. в день	Газ – тыс. м ³ в день
								Начальная	Макс.
Второй	Аль-Курна 2	Lukoil 75%	Россия	25	Н	1,15 \$	150	120	1,800
		State partner 25%	Ирак						
	Маджнун	Shell 45%	Нидерланды	20		1,39 \$	150	175	1,800
		Petronas 30%	Малайзия						
		State partner 25%	Ирак						
	Аль-Халфая	Petrochina 45%	Китай	30		1,40 \$	150	70	535
		Petronas 22.5%	Малайзия						
		Total 22.5%	Франция						
		State partner 10%	Ирак						
	Аль-Графф	Petronas 45%	Малайзия	20		1,49 \$	100	35	230
		Japex 30%	Япония						
		State partner 25%	Ирак						
	Бадра	Gazpromneft 30%	Россия	20		5,5 \$	100	15	170
		Kogas 22.5%	Корея						
Petronas 15%		Малайзия							
Трао 7.5%		Турция							
State partner 25%		Ирак							
Аль-Кайяра	Sonangol 75%	Ангола	20	6 \$	100	30	120		
	State partner 25%	Ирак							
Аль-Наджма	Sonangol 75%	Ангола	20	7 \$	100	20	110		

Продолжение таблицы 3.13

Раунд	Месторождения	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Срок действия контракта (лет)	Тип месторождения	Бонус компании за баррель нефтяного эквивалента	Плата За Лицензию Миллион \$	Добыча						
								Нефть – тыс. барр. в день	Газ – тыс. м ³ в день					
								Начальная	Макс.					
Третий	Аль-Сейба	K Energy 30%	Кувейт	20	Г	7,5 \$	0	700	2,800					
		Egpc 15%	Египет											
		Trao 30%	Турция											
		State partner 25%	Ирак											
	Аккас	Kogas 75%	Корея							5,5 \$	2,800	11,000		
		Гос партнер 25%	Ирак											
	Аль-Мансурия	Trao 37.5%	Турция							7 \$	2,200	8,800		
		K Energy 22.5%	Кувейт											
		Kogas 15%	Корея											
Четвертый	Аль-Файхаа (Блок №9)	K Energy 60%	Кувейт	40 Газ 30 Нефть	Н	6,24 \$	25	Н/Д	Н/Д					
		Dragon Oil 30%	ОАЭ											
		EGPC 10%	Египет											
	Блок №8	P Petroleum 100%	Пакистан							Г	5,38 \$	15	Н/Д	Н/Д
	Эриду (Блок №10)	Лукойл 60%	Россия							Н	5,99 \$	25	Н/Д	Н/Д
		Inpex 40%	Япония											
Блок №12	Башнефть 70%	Россия	5 \$	15	Н/Д	Н/Д	Н/Д							
	Premier 30%	Великобритания												
Пятый	Нафт Хана	GeoJade 100%	Китай	Н/Д	Н	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д					
	Аль-Хавиза	GeoJade 100%	Китай											
	Синдбад	UEG 100%	Китай											
	Хидер Аль-Май	Crescent G 100%	ОАЭ											
	Гилябат-Кумар	Crescent G 100%	ОАЭ											
	Хашм Ахмар	Crescent G 100%	ОАЭ											

Источник: Составлено автором по материалам [130]

Анализ показал, что в процессе освоения рассмотренных месторождений углеводородов состав подрядчиков не всегда оставался постоянным. Выявлены основные причины передачи и изменения долей владения в рамках лицензионных раундов для нефтегазовых компаний, работающих в Ираке.

1. Вывод нефтегазовых компаний из северного Ирака в связи с увеличением политической нестабильности.
2. Слияние компаний K Energy и EGPC под управлением K Energy.
3. Продажа компанией Premier Company своей доли участия (30%) в проекте разведочного блока №12 компании Башнефть по согласованию с Министерством нефти Ирака.
4. Продажа компанией Shell своей доли участия (19%) в проекте по освоению месторождения Аль-Курна 1 японской компании Itochu по согласованию с Министерством нефти Ирака.
5. Выход компаний Shell и Petronas из проекта по освоению месторождения Маджнун с последующей передачей своих долей участия (45% и 30% соответственно) национальной компании Basra Oil Company.
6. Выход компаний Трао, K Energy, Kogas из проекта по освоению газового месторождения Аль-Мансурия с передачей своих долей участия (37,5%, 22,5% и 15% соответственно) китайской компании Sinopec и национальной компаний М.О.С. с последующим распределением долей в 49% и 51% соответственно.

В таблице 3.14 приведены изменения квот для указанных в таблице 3.13 раундов лицензирования. Исследование показывает, что Аккас является стратегически важным для развития иракской экономики месторождением свободного газа. Министерство нефти Ирака объявило о своем намерении прекратить использование жидкой нефти для производства электроэнергии, поскольку это стоит Ираку огромных сумм. Оно также заявило, что хотело бы полагаться на местный природный газ и отказаться от импорта газа из-за границы для выработки электроэнергии.

Таблица 3.14 – Изменения относительных долей в раундах лицензирования нефтегазовой отрасли

Месторождения	До изменений		После изменений		Дата
Аккас	Kogas 75%	Корея	М.О.С (100%)	Ирак	2014
	State partner 25%	Ирак			
Аль-Сейба	K Energy 30%	Кувейт	K Energy 45%	Кувейт	2016
	Egpc 15%	Египет			
	Трао 30%	Турция	Трао 30%	Turkey	
	State partner 25%	Ирак	State partner 25%	Ирак	
Блок №12	Bashneft 70%	Россия	Bashneft 100%	Россия	2017
	Premier 30%	Великобритания			
Аль-Курна 1	Exxonmobil 33%	США	Exxonmobil 33%	США	2018
	Shell 19%	Нидерланды	Itochu 19%	Япония	
	Petrochina 33	Китай	Petrochina 33	Китай	
	Pertamina 10	Индонезия	Pertamina 10	Индонезия	
	State partner 5%	Ирак	State partner 5%	Ирак	
Маджнун	Shell 45%	Нидерланды	В.О.С (100%)	Ирак	2018
	Petronas 30%	Малайзия			
	State partner 25%	Ирак			
Аль-Мансурия	Трао 37.5%	Турция	Sinopec 49%	Китай	2021
	K Energy 22.5%	Кувейт			
	Kogas 15%	Корея	М.О.С 51%	Ирак	
	State partner 25%	Ирак			

Источник: составлено автором по материалам [130]

Разработка нефтяных месторождений для инвестирования в попутный газ требует инвестиций с гигантскими компаниями, и в 2021 году министерство нефти Ирака объявило о соглашении с французской компанией Total о разработке нефтяных месторождений в Басре и инвестировании в попутный газ, а также с американской компания Baker Hughes, которая инвестирует в попутный газ на нефтяном месторождении Ди-Кар и прекращает сжигание попутного газа на месторождениях нефти. Первоначальные отчеты показали, что в Ираке необходимы крупные инвестиции в природный газ для удовлетворения растущего спроса на чистую энергию для выработки электроэнергии и развития химической промышленности.

Анализ выявил, что в Ираке есть нефтегазовые месторождения, в отношении которых не было проведено инвестирование в ходе лицензионных раундов. Соответственно, данные месторождения являются неосвоенными. В таблице 3.15 представлены месторождения нефти и газа, в отношении которых рекомендуется провести новые раунды лицензирования. Проанализировав

преимущества и недостатки прошлых раундов лицензирования, мы можем проводить раунды лицензирования в газовой и нефтегазовой отрасли, используя имеющуюся базу и исправляя недоработки, а также учитывая необходимость экономически эффективного применения попутного газа, вместо растраты его впустую.

Таблица 3.15 – Неосвоенные нефтяные и газовые месторождения

Месторождение	Тип месторождения		Расположение	
Бай Хасан	Нефть	Наземное	Киркук	
Киркук	Нефть	Наземное	Киркук	
Средний Евфрат Групп	Нефть	Наземное	Наджаф	Кербела
			Бабиль	Кадисия
Дияла	Нефть	Наземное	Дияла	
Блок №1	Газ	Наземное	Ниневия	
Блок №2	Газ	Наземное	Ниневия	Анбар
Блок №3	Газ	Наземное	Анбар	
Блок №4	Газ	Наземное	Анбар	
Блок №5	Газ	Наземное	Анбар	
Блок №6	Газ	Наземное	Наджаф	Анбар
Блок №7	Нефть	Наземное	Наджаф	Мутанна
			Бабиль	Кадисия
Блок №11	Нефть	Наземное	Наджаф	Мутанна
Шихаби	Нефть	Наземное	Майсан	Васит
Зурбатия	Нефть	Наземное	Васит	Дияла
Джебель Санам	Нефть	Наземное	Басра	
Фао	Нефть	Наземное	Басра	
Салах аль-Дин Групп	Нефть Газ	Наземное	Салах Аль-Дин	
арабский залив	Нефть Газ	Морское	Басра	
			Иракские территориальные воды в Арабском заливе	

Источник: составлено автором по материалам [130]

В следующих таблицах 3.16, 3.17 представлены предлагаемые раунды лицензирования по газовым и нефтегазовым месторождениям. Лицензионный

сбор взимается после того, как известны доказанные запасы и производственная мощность месторождения, будь то месторождение газа или нефти. Месторождение (Арабский Залив) - единственное морское месторождение, обнаруженное в территориальных водах Ирака. Для повышения эффективности функционирования и развития иракской экономики предлагается развитие инвестирования в свободный газ и использование попутного газа.

Таблица 3.16 – Предлагаемые лицензионные раунды по получению права на разведку с последующей разработкой газовых месторождений

Раунд	Месторождения	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Срок действия контракта (лет)	Тип месторождения	Бонус компании за баррель нефтяного эквивалента
Газовый 2030	Аккас	Подрядчик %	Иностранный	30 - 40	Газ	3 – 8 \$
	Блок №1					
	Блок №2					
	Блок №3	Гос. партнер %	Иракский			
	Блок №4					
	Блок №5					
	Блок №6					

Источник: составлено автором

Проведём экономическое обоснование инвестиций в использование попутного и добычу свободного газа. С этой целью рассчитаем убытки иракской экономики при отсутствии инвестирования в данное направление.

Для расчёта возьмём данные по добыче иракской нефти в день в размере 50 тыс. барр./сут. Объём добываемого ПНГ составит 850 тыс. м³, отпускная цена - 75 долл. США/барр., затраты на добычу попутного газа - 56 долл. США/тыс. м³; цена импортного газа составит 280 долл. США за тыс. м³ природного газа. Производство 50 тыс. барр нефти при стандартных условиях даст около 850 тыс. м³ природного газа (ПНГ) [130].

Таблица 3.17 – Предлагаемые лицензионные раунды по получению права на разведку с последующей разработкой нефтяных месторождений

Раунд	Месторождения	Подрядчик-нефтегазовая компания	Страновая юрисдикция нефтегазовой компании	Срок действия контракта (лет)	Бонус компании за баррель нефтяного эквивалента	Попутный газ	
						Бонус компании за (тыс. м ³)	Срок действия контракта (лет)
нефтяной 2035	Бай Хасан	Подрядчик %	Иностранный	25-35	2-8 \$	35-140 \$	30-40
	Киркук						
	Средний Евфрат						
	Дияла						
	Блок №7						
	Блок №11						
	Шихаби	Гос. партнер %	Иракский	25-35	2-8 \$	35-140 \$	30-40
	Зурбатия						
	Джеббель Санам						
	Фао						
	Салах Аль-Дин						
	Арабский Залив						

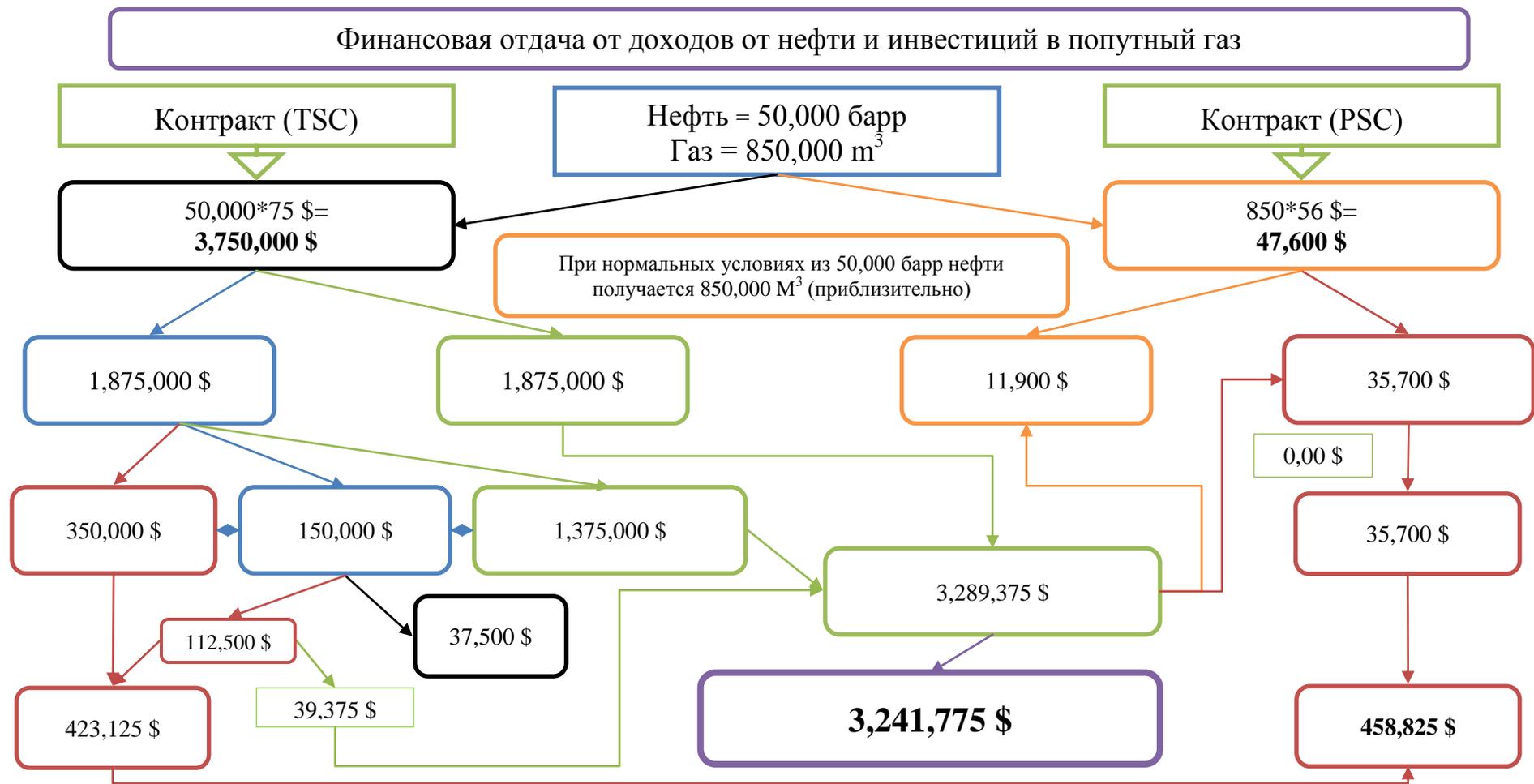
Источник: составлено авторами.

На основании анализа, проведённого во второй главе, приемлемым будет использование контракта (Соглашение о разделе продукции СРП-PSC). Схема финансовых операций при инвестировании в попутный газ и доходы от нефти и попутного газа при этом представлены на рисунках 3.12, 3.13, 3.14. На рисунке 3.14 исследована ситуация при сжигании попутного газа. Расчёты экономически обосновывают целесообразность инвестирования и использования газа, связанного с нефтяными операциями, вместо импорта природного газа из-за границы. (Следует отметить, что Ирак полагается на нефть для финансирования более 95% своего бюджета.)



Источник: Составлено автором по материалам

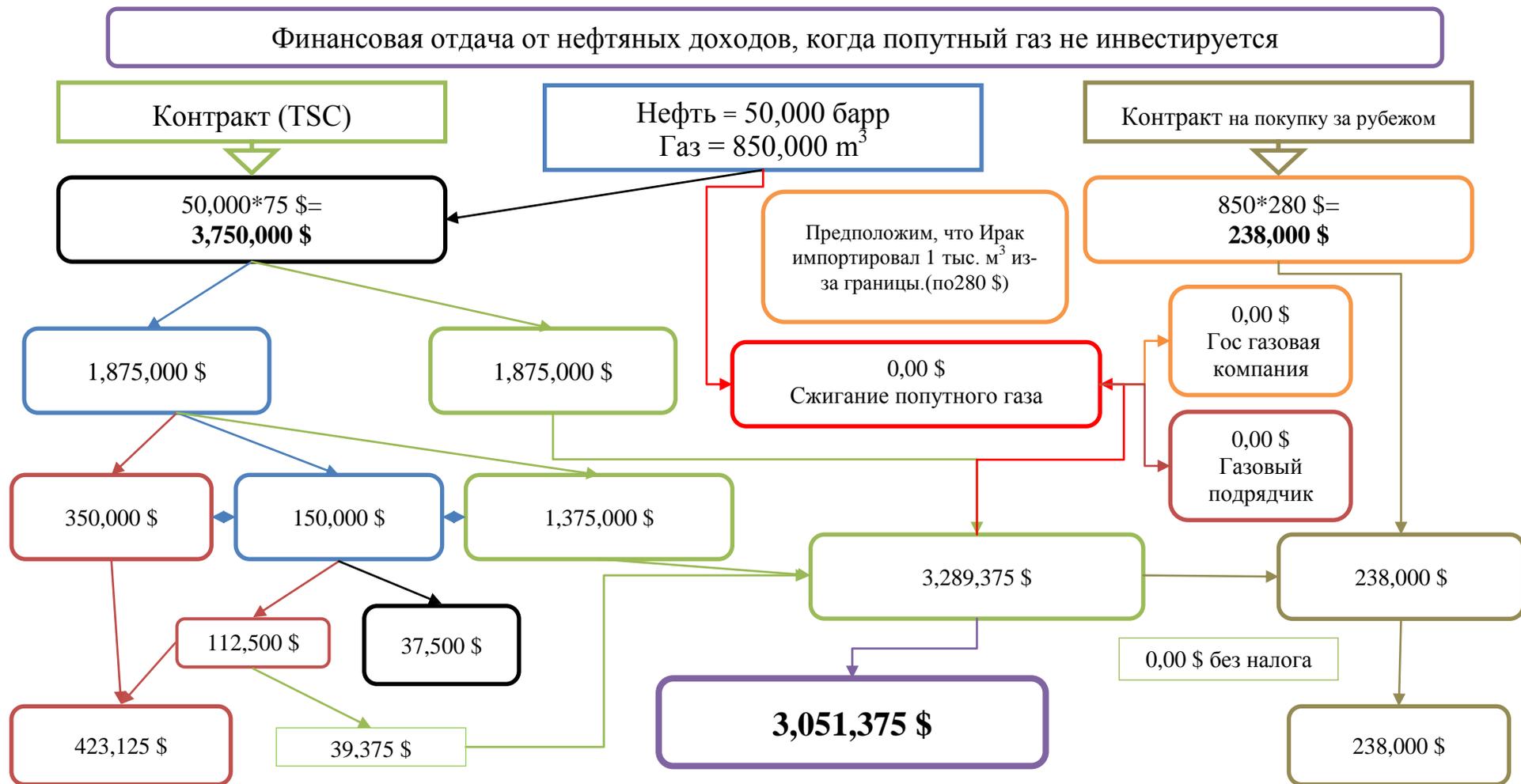
Рисунок 3.12 – Схема финансовой обработки нефтяных доходов и оплаты стоимости переработки попутного газа. Финансовые операции при инвестировании попутного газа представлены на следующем рисунке 3.13.



Источник: Составлено автором по материалам [130]

Рисунок 3.13 – Схема доходов от нефти после оплаты инвестиционных затрат на попутный газ.

Финансовые операции при импорте природного газа показаны на следующем рисунке 3.14.



Источник: Составлено автором по материалам [50]

Рисунок 3.14 – Схема доходов от нефти без инвестирования попутного газа и покупки газа из-за границы.

Доходы от нефти составляют 95% Иракского бюджета [50, 75].

Соответственно, получаем:

$$\text{Государственные доходы Ирака} = \frac{\text{доходы от нефти}}{95} \times 100$$

$$\text{Государственные доходы Ирака} = \frac{3,289,375 \$}{95} \times 100$$

$$\text{Гос. доходы в Ираке} = 3,462,500(100\%) \$$$

$$\text{Затраты на импорт газа из-за границы} = 238,000 \$$$

$$\text{Затраты на добычу попутного газа} = 47,600 \$$$

$$\text{Затраты на импорт газа: } \frac{238000 \$}{3,462,500 \$} = 0.06$$

$$\text{Затраты на добычу попутного газа: } \frac{47,600 \$}{3,462,500 \$} = 0.01$$

Разница между стоимостью добычи газа и импортного газа = 190,400 \$

Процент убытков иракской экономики при отсутствии инвестиций в

$$\text{попутный газ: } \frac{190,400 \$}{3,462,500 \$} = 0.05$$

Таким образом, Ирак теряет 6% общих доходов страны, если он не инвестирует в попутный газ и зависит от газа, импортируемого из-за границы. Если происходит инвестирование в попутный газ, то обеспечивается прирост государственных доходов на 5%, что снижает потери с 6 % до 1%. Стоит отметить, что Ирак добывает более 4 миллионов баррелей нефти в день и сжигает более 55% попутного нефтяного газа. Экономическую целесообразность развития инвестирования в попутный газ можно также подтвердить на основе следующих аналитических данных. Импорт природного газа из-за границы в Ирак (с целью производства электричества) осуществляется по цене 245-350 долл. США за тыс. м³ природного газа, в то время как получение природного газа из ПНГ обходится иракскому правительству в 35-105 долл. США за тыс. м³ [50, 165]. Из проведённых исследований и расчётов следуют выводы.

1. Продолжение и расширение операций по разведке нефти для увеличения запасов нефти, увеличения предела добычи нефти и увеличения

добычи попутного газа в пределах добычи нефти ОПЕК, а запасы нефти могут быть увеличены за счет разработки месторождений во всех регионах Ирака.

2. Необходимость продолжения совместных проектов с крупными международными газовыми компаниями для увеличения разведки и разработки свободного газа для удовлетворения местного спроса и экспортных возможностей на газ, а также возможность разработки природного газа в западном регионе Ирака.

3. Рост добычи газа и его производных будет способствовать развитию соответствующих отраслей, интенсивно использующих чистую энергию, что увеличит инвестиции в частный и совместный секторы.

4. Система природного газа, ценообразование на бытовой газ и газ, используемый для транспортировки, должны быть надлежащим образом развиты, а количество заправочных станций, зависящих от подачи природного газа, необходимо увеличить, поскольку это экологически безвредно.

5. Развитие нефтехимических заводов в основном для удовлетворения местных потребностей и других ориентированных на экспорт отраслей; экспортно-ориентированные отрасли, такие как нефтехимия и другие, должны находиться в одном районе недалеко от Басры из-за портов, географического положения и размера инфраструктуры.

6. Сектор услуг природного газа, в том числе местные и международные компании, необходимо поощрять посредством инвестиционных контрактов, которые наиболее приемлемы для всех инвесторов, а именно участие в прибылях в контрактах на сервисные контракты и контракты о разделе продукции, чтобы больше международных компаний могло присутствовать в Ираке.

Для развития инвестирования в свободный газ предлагается следующая схема разделения прибыли для сервисных контрактов (TSC), что представлено на рисунке 3.15.

Преобразование существующих нефтегазовых контрактов в сервисные контракты предлагаем рассматривать в качестве ключевой задачи для развития газовой отрасли Ирана. Применение сервисного контракта даёт инвестору больше

свободы действий: распределение прибыли в рамках предыдущих контрактов осуществлялось на базе заявленной дискретной величины, а применение сервисных контрактов подразумевает распределение прибыли на основании использования адвалорных ставок (т.е. ставок в %) от исходных величин. Данный подход является более целесообразным с экономической точки зрения, поскольку его использование при заключении контрактов о разработке нефтегазовых месторождений позволит государству достичь более высоких показателей дохода при сопутствующем снижении производственных затрат. Методика применения данного подхода представлена на рисунке 3.15.

При реализации заданного объема товарного газа за определенный период времени компания получает выручку от продаж, равняющуюся 100%. На основании условий применяемого сервисного контракта, 50-25% полученной выручки уплачивается государству в виде роялти. Остаток выручки разделяется на два направления – оплата подрядчику производственных затрат, осуществленных им в процессе освоения актива, и прибыль. Величина производственных затрат зависит от индивидуальных особенностей месторождения и регламентируется рядом факторов, к которым относятся в том числе региональный фактор, факторы сложности разработки месторождения, опасности условий труда и др., однако данная величина не может превышать 40% от остатка выручки, так как дальнейшее ее увеличение делает участие в данном проекте экономически не обоснованным [50].

Согласно условиям контракта, 75-50% прибыли отчисляется Министерству нефти Ирака, а оставшиеся 25-50% реализуются по 2-м направлениям – 25% от остатка (т.е. от 25%) приходится на долю компании-государственного партнера, а 75% от остатка получает подрядчик. Полученная подрядчиком прибыль облагается налогом на прибыль в 35%.

Проведём расчёт по практическому применению данной методики. Рассмотрим использование данного подхода на примере (рисунке 3.16).

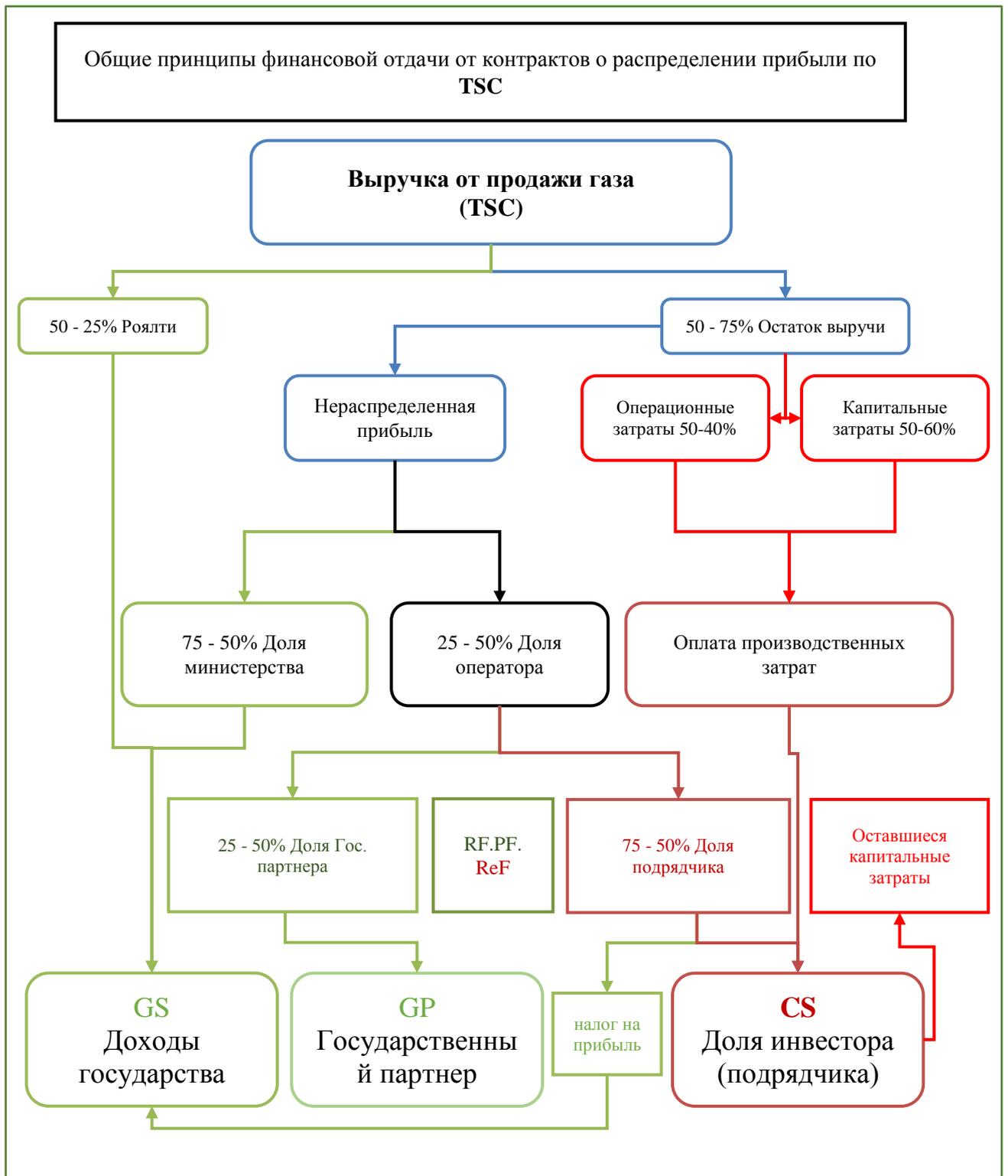


Рисунок 3.15 – Методический подход к разделению прибыли при инвестировании в природный газ

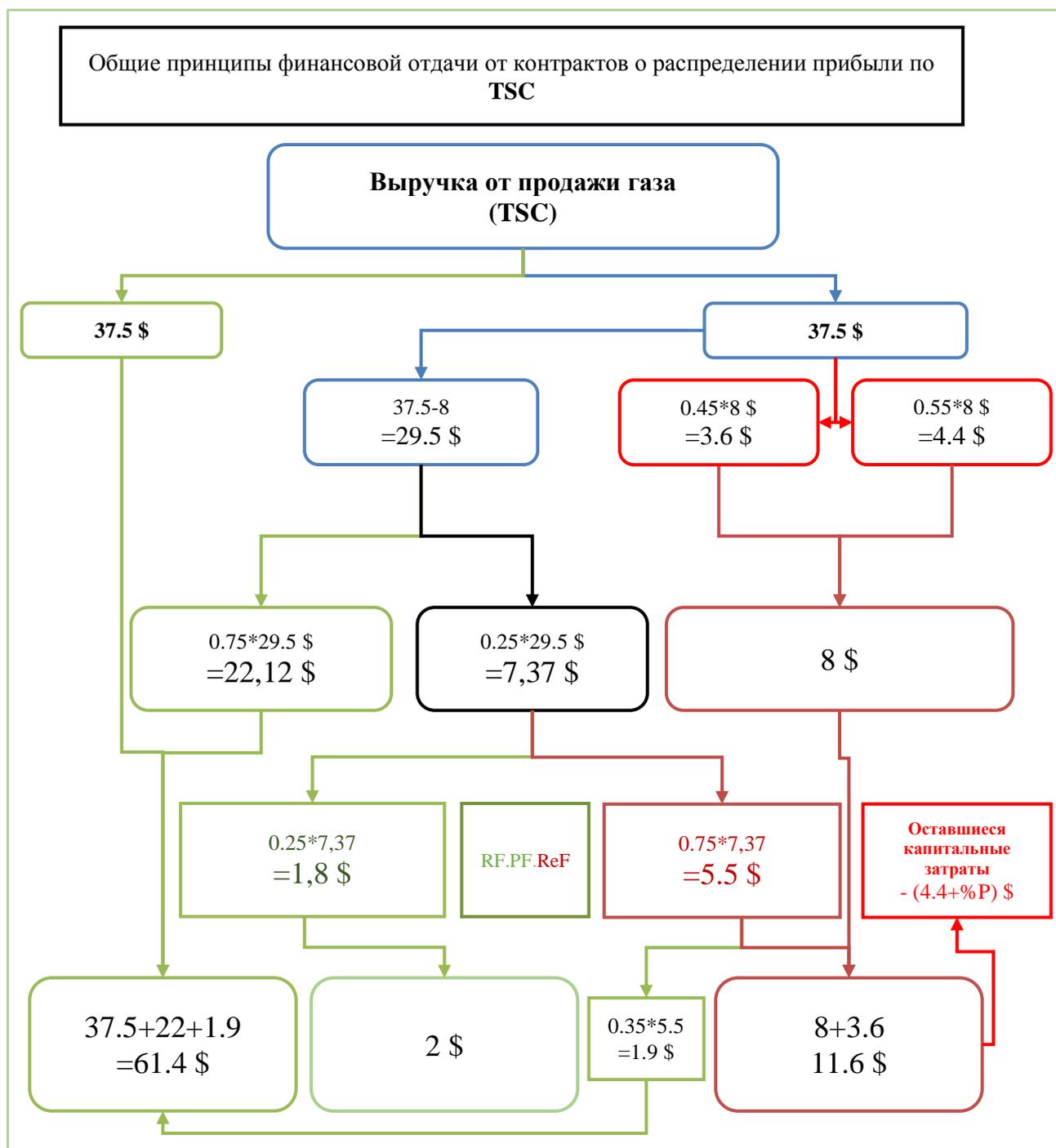


Рисунок 3.16 –Расчёт по разделению прибыли при инвестировании в свободный газ

При реализации 1 барреля нефти по цене 75 долл. США/барр. выручка от продажи составит 75 долл. США. Половина выручки (37,5 долл. США) оплачивается государству в виде роялти. Вторая половина распределяется следующим образом: производственные затраты на данном месторождении составляют 8 долл. США/барр., тогда нераспределенная прибыль составит 29,5

долл. США. Согласно условиям контракта, 75% нераспределенной прибыли (22,125 долл. США) приходится на Министерство нефти Ирака, а остаток распределяется между компанией – государственным партнером и подрядчиком в следующем соотношении – 25% от остатка ($\approx 1,844$ долл. США) приходится на долю государственного партнера, и 75% от остатка ($\approx 5,531$ долл. США) – на долю подрядчика [150].

Полученная подрядчиком прибыль облагается налогом на прибыль в 35% ($\approx 1,936$ долл. США). В итоге распределение доходов выглядит следующим образом:

- государство – 61,561 долл. США ($37,5 + 22,125 + 1,936$);
- государственный партнер – 1,844 долл. США;
- подрядчик – 11,595 долл. США ($8 + 3,595$).

Чтобы рассчитать количество природного газа, произведенного через единицу измерения для одного барреля нефтяного эквивалента (МОЕ), мы используем следующее:

– В Ираке единицей измерения природного газа является стандартный кубический фут- ft^3 , что означает, что каждый баррель нефтяного эквивалента (МОЕ) эквивалентен 6000 стандартных кубических футов- ft^3 [48].

– В Российской Федерации единица измерения природного газа - кубические метры (м^3), что означает, что каждый баррель нефтяного эквивалента (МОЕ) эквивалентен 170 кубическим метрам.

Это означает, что стоимость добычи природного газа на месторождениях свободного газа в Ираке, согласно предыдущей схеме в сервисных контрактах, будет следующей.

Стоимость производства барреля нефтяного эквивалента составляет от 9 до 11 долл. США, что означает, что стоимость добычи природного газа на месторождениях свободного газа составит от $9 \times \frac{1000}{170} = 52,9$ до $11 \times \frac{1000}{170} = 64,7$ долл. США за тыс. м^3 газа.

3.3 Выбор стратегического направления развития газовой отрасли Ирака

Как показало исследование, целесообразно осуществлять определение стратегического направления развития газовой отрасли на базе применения научно-методических принципов метода анализа иерархий. В параграфе 2.3 рассмотрен методический подход. Осуществим практический расчёт и применение подхода для газовой отрасли Ирака.

На рисунке 3.17 приведена разработанная иерархическая модель выбора стратегического направления развития газовой отрасли с использованием метода анализа иерархий, которая включает:

- цель (фокус), изменяемая по результатам в процессе прогнозирования;
- факторы, оказывающие влияние на процесс реализации и достижения цели (политические, социальные, экономические, экологические, технико-технологические);
- акторы, являющиеся движущими силами процессов в системе (Совет министров Ирака, Министерство нефти, Министерство энергетики, государственные газовые компании, государственные нефтяные компании, государственно-частные нефтегазовые предприятия, частные нефтегазовые предприятия);
- цели акторов;
- контрастные (альтернативные) стратегии.

Далее приведена поэтапная схема расчетов для выбора стратегии развития газовой отрасли Ирака:

На 1 этапе следует определить степень влияния факторов на процесс функционирования и развития газовой отрасли. После проработки проблемы по иерархии, необходимо оценивать критерии и каждую из альтернатив по ним.

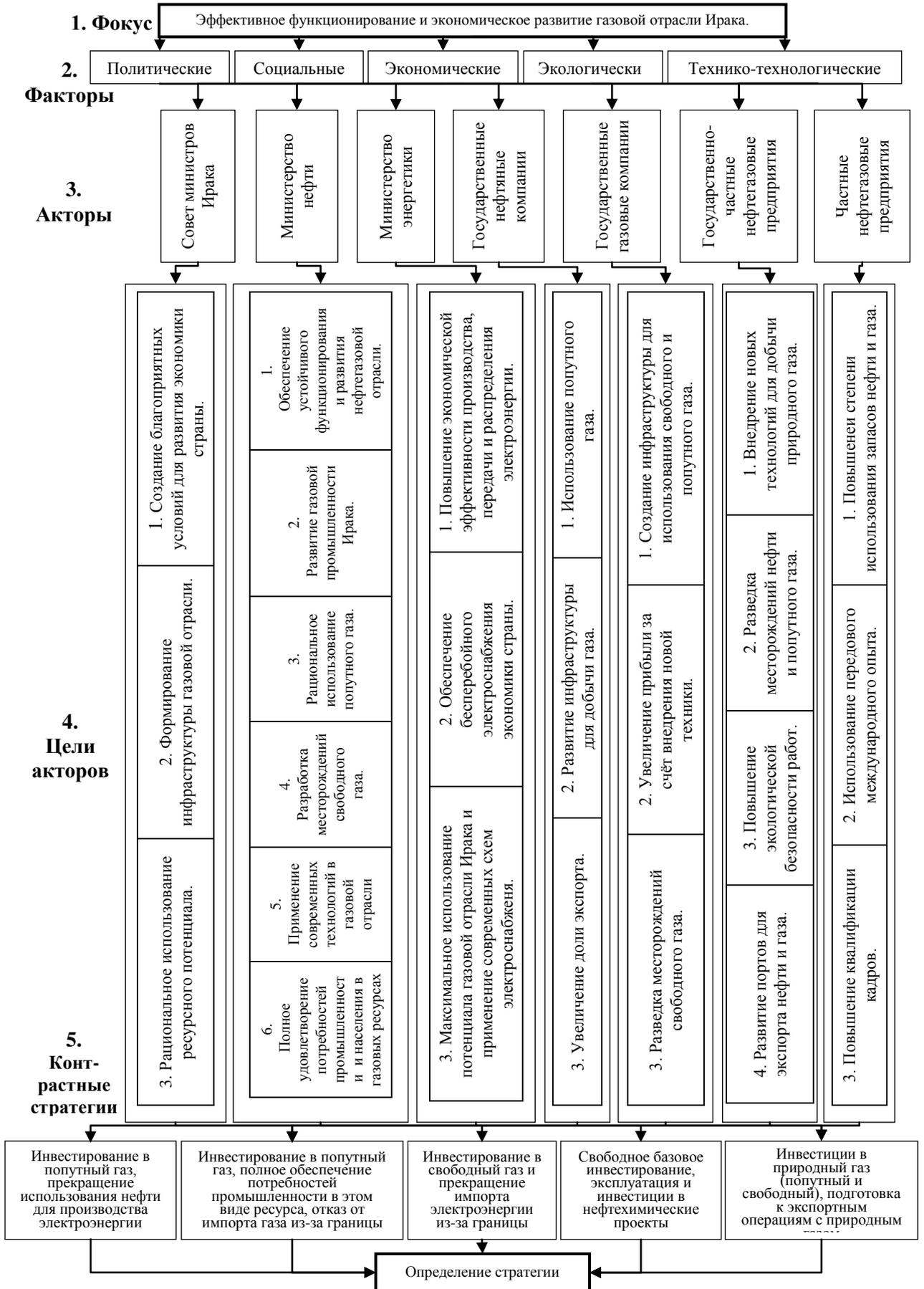


Рисунок 3.17– Иерархическая модель выбора стратегического направления развития газовой отрасли Ирака

Рассмотрим парные сравнения в матричной форме по методу анализа иерархий. В таблице 3.18 даны оценки по влиянию факторов, в таблице 3.19 – по влиянию акторов на факторы.

Таблица 3.18 – Результаты оценки влияния факторов на развитие газовой отрасли Ирака

Показатели	Факторы				
	Политические	Социальные	Экономические	Экологические	Технико-технологические
Нормализованные оценки вектора приоритетов	0,306	0,055	0,348	0,126	0,165
λ_{\max}	4,866*0,306+15*0,055+2,249*0,348+10,333*0,126+7,833*0,165=5,692				$\lambda_{\max} \geq n$
ИС	$(\lambda_{\max} - n)/(n - 1)$		$(5,692 - 5)/(5 - 1) = 0,173$		
ОС	ИС/случайная согласованность матрицы*100%			0.173/1,12=1,12=15,4%	

Таблица 3.19 – Результаты расчётов воздействия акторов на факторы

Акторы	Факторы				
	Политические	Социальные	Экономические	Экологические	Технико-технологические
Совет министров Ирака	0,240	0,231	0,263	0,269	0,207
Министерство нефти	0,187	0,251	0,187	0,212	0,274
Министерство энергетики	0,152	0,196	0,181	0,192	0,189
Государственные газовые компании	0,141	0,106	0,119	0,075	0,102
Государственные нефтяные компании	0,127	0,125	0,136	0,147	0,128
Государственно-частные нефтегазовые предприятия	0,120	0,055	0,088	0,071	0,078
Частные нефтегазовые предприятия	0,033	0,036	0,026	0,034	0,022
λ_{\max}	7,975	7,96	8,54	8,174	9,173
ОС	12,3%	12,1%	19,5%	14,8%	27,0%

Набор локальных приоритетов формируется из группы матриц парных сравнений, выражающих влияние множества на единичный элемент

примыкающего сверху уровня, для которого вычисляются множество векторов, нормализуют результат. При этом необходимо получить упорядоченные приоритеты (вектор приоритетов). В качестве матрицы доминирования выступает матрица изменений второго уровня. Необходимо сравнить факторы попарно, оценив влияние на газовый сектор нефтегазового комплекса. Согласно методике, для оценки надёжности требуется рассчитать согласованность. В качестве показателя применяется индекс согласованности. Если полученное значение превышает установленные границы, то необходимо произвести проверку и дополнительные расчёты.

Для определения показателя - отношения согласованности - требуется:

- найти сумму каждого столбца;
- сумму по первому столбцу умножить на значение первой компоненты вектора приоритетов (нормализованного), таким же образом умножить сумму по второму столбцу и так далее;
- найти сумму чисел, которые будут в результате этих действий получены, получая величину λ_{\max} ;
- найти индекс согласованности по формуле (3.9):

$$(IC): IC = (\lambda_{\max} - n) / (n - 1) \quad (3.9)$$

где n – число элементов, которые необходимо сравнить;

- определяем показатель - отношение согласованности (OC): необходимо разделить IC на табличное значение числа матрицы случайной согласованности, при этом матрица должна быть того же порядка. Значение OC не должно превышать 20%.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.19. Значение OC, равное 15,4 %, показывает возможность оценочных значений и осуществленных расчетов.

На 2 этапе следует оценить уровень воздействия на факторы акторов. На 3 этапе следует оценить важность всех семи целей по акторам, при этом сравнение

происходит попарно. Веса и цели упорядочиваются, формируются векторы приоритетов - таблица 3.20 [150].

4-й этап предполагает осуществление синтеза по приоритетам, при этом надо начинать со 2-го уровня. Находится произведение найденных приоритетов локального уровня на приоритет по критерию более высокого уровня; суммирование производится в отношении каждого элемента по критерию.

Таблица 3.20 – Результаты оценки важности целей акторов

Цели	Акторы						
	Совет министров Ирака	Министерство нефти	Министерство энергетики	Государственные газовые компании	Государственные нефтяные компании	Государственно- частные нефтегазовые предприятия	Частные нефтегазовые предприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
Создание благоприятных условий для развития экономики страны.	0,350	–	–	–	–	–	–
Формирование инфраструктуры газовой отрасли.	0,478	–	–	–	–	–	–
Рациональное использование ресурсного потенциала.	0,172	–	–	–	–	–	–
λ_{\max}	3,965	–	–	–	–	–	–
<i>OC</i>	14,1%	–	–	–	–	–	–
Обеспечение устойчивого функционирования и развития нефтегазовой отрасли.	–	0,297	–	–	–	–	–
Развитие газовой промышленности Ирака.	–	0,208	–	–	–	–	–
Рациональное использование попутного газа.	–	0,151	–	–	–	–	–
Разработка месторождений свободного газа.	–	0,156	–	–	–	–	–
Применение современных технологий в газовой отрасли	–	0,065	–	–	–	–	–
Полное удовлетворение потребностей промышленности и населения в газовых ресурсах	–	0,123	–	–	–	–	–
λ_{\max}	–	6,84	–	–	–	–	–
<i>OC</i>	–	17,2%	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы 3.20

1	2	3	4	5	6	7	8
Повышение экономической эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии.	–	–	0,458	–	–	–	–
Обеспечение бесперебойного электроснабжения экономики страны.	–	–	0,218	–	–	–	–
Максимальное использование потенциала газовой отрасли Ирака и применение современных схем электроснабжения.	–	–	0,324	–	–	–	–
λ_{\max}	–	–	3,252	–	–	–	–
<i>OC</i>	–	–	14,1%	–	–	–	–
Создание инфраструктуры для использования свободного и попутного газа.	–	–	–	0,521	–	–	–
Увеличение прибыли за счёт внедрения новой техники.	–	–	–	0,115	–	–	–
Разведка месторождений свободного газа.	–	–	–	0,364	–	–	–
λ_{\max}	–	–	–	3,119	–	–	–
<i>OC</i>	–	–	–	15, 1%	–	–	–
Использование попутного газа.	–	–	–	–	0,421	–	–
Развитие инфраструктуры для добычи газа.	–	–	–	–	0,346	–	–
Увеличение доли экспорта.	–	–	–	–	0,233	–	–
λ_{\max}	–	–	–	–	3,053	–	–
<i>OC</i>	–	–	–	–	11,5%	–	–
Внедрение новых технологий для добычи природного газа.	–	–	–	–	–	0,259	–
Разведка месторождений нефти и попутного газа.	–	–	–	–	–	0,386	–
Повышение экологической безопасности работ.	–	–	–	–	–	0,107	–
Развитие портов для экспорта нефти и газа.	–	–	–	–	–	0,248	–
λ_{\max}	–	–	–	–	–	4,216	–
<i>OC</i>	–	–	–	–	–	18,9%	–

Продолжение таблицы 3.20

1	2	3	4	5	6	7	8
Повышеней степени использования запасов нефти и газа.	–	–	–	–	–	–	0,491
Использование передового международного опыта.	–	–	–	–	–	–	0,125
Повышение квалификации кадров.	–	–	–	–	–	–	0,384
λ_{\max}	–	–	–	–	–	–	3,278
ОС	–	–	–	–	–	–	14,5%

А) Определим степень влияния акторов на факторы умножением матрицы векторов третьего уровня приоритетов акторов на вектор приоритетов из второго

$$\text{уровня: } \begin{bmatrix} 0,240 & 0,231 & 0,263 & 0,269 & 0,207 \\ 0,187 & 0,251 & 0,187 & 0,212 & 0,274 \\ 0,152 & 0,196 & 0,181 & 0,192 & 0,189 \\ 0,141 & 0,106 & 0,119 & 0,075 & 0,102 \\ 0,127 & 0,125 & 0,136 & 0,147 & 0,128 \\ 0,120 & 0,055 & 0,088 & 0,071 & 0,078 \\ 0,033 & 0,036 & 0,026 & 0,034 & 0,022 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0,306 \\ 0,055 \\ 0,348 \\ 0,126 \\ 0,165 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,246 \\ 0,208 \\ 0,176 \\ 0,118 \\ 0,133 \\ 0,092 \\ 0,029 \end{bmatrix}$$

Б) Определение целей для акторов путем умножения вектора на вес актора.

$$\text{Для Совета министров Ирака: } 0,246 \times \begin{bmatrix} 0,350 \\ 0,478 \\ 0,172 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,086 \\ 0,118 \\ 0,042 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для Министерства нефти: } 0,208 \times \begin{bmatrix} 0,297 \\ 0,208 \\ 0,151 \\ 0,156 \\ 0,065 \\ 0,123 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,062 \\ 0,043 \\ 0,031 \\ 0,032 \\ 0,014 \\ 0,026 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для Министерства энергетики: } 0,176 \times \begin{bmatrix} 0,458 \\ 0,218 \\ 0,324 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,081 \\ 0,038 \\ 0,057 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для государственных газовых компани: } 0,118 \times \begin{bmatrix} 0,521 \\ 0,115 \\ 0,364 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,061 \\ 0,014 \\ 0,043 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для государственных нефтяных компаний: } 0,133 \times \begin{bmatrix} 0,421 \\ 0,346 \\ 0,233 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,056 \\ 0,046 \\ 0,031 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для государственно-частных нефтегазовых предприятий: } 0,092 \times \begin{bmatrix} 0,259 \\ 0,386 \\ 0,107 \\ 0,248 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,024 \\ 0,036 \\ 0,010 \\ 0,023 \end{bmatrix}$$

$$\text{Для частных нефтегазовых предприятий: } 0,029 \times \begin{bmatrix} 0,491 \\ 0,125 \\ 0,384 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,014 \\ 0,004 \\ 0,011 \end{bmatrix}$$

Рассмотрим результаты анализа:

1) для Совета министров Ирака основной целью является формирование инфраструктуры газовой отрасли как необходимого условия эффективного экономического развития страны;

2) для Министерства нефти – обеспечение устойчивого функционирования и развития нефтегазовой отрасли;

3) для Министерства энергетики – повышение экономической эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии;

4) для государственных газовых компаний - создание инфраструктуры для использования свободного и попутного газа;

5) для государственных нефтяных компаний – использование попутного газа;

6) для гоударственно-частных нефтегазовых предприятий – разведка месторождений нефти и попутного газа;

7) для частных нефтегазовых предприятий – повышение степени использования запасов нефти и газа.

Нормализованный вектор затем применяется для получения весов стратегий развития газовой отрасли Ирака. Нормализуя веса целей с максимальными значениями, получим результирующий вектор весов целей:

0,276	Формирование инфраструктуры газовой отрасли
0,145	Обеспечение устойчивого функционирования и развития нефтегазовой отрасли
0,189	Повышение экономической эффективности производства, передачи электроэнергии
0,142	Создание инфраструктуры для использования свободного и попутного газа
0,131	Использование попутного газа
0,084	Разведка месторождений нефти и попутного газа
0,033	Повышение степени использования запасов нефти и газа

На 5 этапе следует определить степень влияния стратегий развития на цели акторов. Рассмотрим 5 контрастных стратегий инвестирования в рамках иерархической модели развития газовой отрасли Ирака:

1. Инвестирование в попутный газ, прекращение использования нефти для производства энергии и электроэнергии.

2. Инвестирование в попутный газ, полное обеспечение потребностей промышленности в этом виде ресурса, отказ от импорта газа из-за границы.

3. Инвестирование в свободный газ и прекращение импорта электроэнергии из-за границы.

4. Свободное базовое инвестирование, эксплуатация и инвестиции в нефтехимические проекты.

5. Инвестиции в природный газ (попутный и свободный), подготовка к экспортным операциям с природным газом. Веса стратегий были сформированы в матрицах доминирования по целям, результаты парных сравнений представлены в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Результаты расчётов по оценке влияния стратегий на достижение целей акторов

Стратегии	Цели акторов						
	Формирование инфраструктуры газовой отрасли	Обеспечение устойчивого функционирования и нефтегазовой отрасли	Повышение экономической эффективности производства, передачи электроэнергии	Создание инфраструктуры для использования свободного и попутного газа	Использование попутного газа	Разведка месторождений нефти и попутного газа	Повышение степени использования запасов нефти и газа
Инвестирование в попутный газ, прекращение использования нефти для производства энергии и электроэнергии.	0,265	0,226	0,218	0,248	0,239	0,248	0,211
Инвестирование в попутный газ, полное обеспечение потребностей промышленности в этом виде ресурса, отказ от импорта газа из-за границы.	0,290	0,241	0,251	0,358	0,372	0,275	0,237
Инвестирование в свободный газ и прекращение импорта электроэнергии из-за границы.	0,120	0,179	0,194	0,110	0,123	0,163	0,184
Свободное базовое инвестирование, эксплуатация и инвестиции в нефтехимические проекты.	0,238	0,198	0,204	0,175	0,164	0,218	0,196
Инвестиции в природный газ (попутный и свободный), подготовка к экспортным операциям с природным газом.	0,087	0,156	0,133	0,109	0,102	0,096	0,172
λ_{max}	5,860	5,232	5,184	5,122	5,844	5,782	5,386
OC	12,8%	14,86%	14,92%	18,23%	16,98%	15,77%	16,44%

Этап 6. Определение необходимой стратегии развития газовой отрасли Ирака.

Для получения весов стратегий, умножим матрицу на вектор весов целей:

$$\begin{bmatrix} 0,265 & 0,226 & 0,218 & 0,248 & 0,239 & 0,244 & 0,211 \\ 0,290 & 0,241 & 0,251 & 0,358 & 0,372 & 0,279 & 0,237 \\ 0,120 & 0,179 & 0,194 & 0,110 & 0,123 & 0,163 & 0,186 \\ 0,238 & 0,198 & 0,204 & 0,175 & 0,164 & 0,218 & 0,194 \\ 0,087 & 0,156 & 0,133 & 0,109 & 0,102 & 0,096 & 0,172 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0,276 \\ 0,145 \\ 0,189 \\ 0,142 \\ 0,131 \\ 0,084 \\ 0,033 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,241 \\ 0,293 \\ 0,147 \\ 0,204 \\ 0,114 \end{bmatrix}$$

Наибольший удельный вес имеет вторая стратегия, которая направлена на инвестирование в попутный газ, самостоятельное полное обеспечение потребностей промышленности Ирака в этом виде ресурса, отказ от импорта газа из-за границы.

Таким образом, резюмируя, отметим:

1. Ирак обладает большими ресурсами природного газа, которые можно использовать для увеличения чистой энергии за счет увеличения инвестиций в месторождения свободного газа и переработки попутного газа.
2. Создание благоприятного инвестиционного имиджа для привлечения иностранных инвестиций за счет сокращения бюрократии и увеличения доли прибыли, чтобы отношения доходности между владельцем и инвестором были прямыми.
3. Инвестиционные стратегии добычи природного газа в Ираке следующие: первый шаг - это инвестирование в переработку попутного газа на нефтяных месторождениях, затем второй шаг - инвестирование в месторождения свободного газа, поскольку инвестиционные затраты в попутный газ ниже, потому что он напрямую зависит от инфраструктуры нефтяных месторождений.

3.4 Выводы по главе 3

Проведённые исследования и расчёты позволяют сделать следующие выводы.

1. Следует продолжить и расширить операции, связанные с разведкой нефти в целях увеличения её запасов, предела добычи нефти и увеличения объемов попутного газа в пределах добычи нефти ОПЕК; запасы нефти возможно увеличить на основе разработки месторождений в различных регионах страны.

2. Необходимо далее развивать проекты совместно с крупными международными компаниями для увеличения разведки, а также разработки природного газа для того, чтобы удовлетворить спрос на газ внутри страны, а также обеспечить возможности экспорта газа; требуется развивать потенциал разработки природного газа в западном регионе Ирака.

3. Рост добычи газа и его производных будет способствовать развитию соответствующих отраслей, интенсивно использующих чистую энергию, что увеличит инвестиции в частный и совместный секторы.

4. Система природного газа, ценообразование на бытовой газ и газ, используемый для транспортировки, должны быть надлежащим образом развиты, а количество заправок станций, зависящих от подачи природного газа, необходимо увеличить, поскольку это экологически безвредно.

5. Требуется развитие нефтехимических заводов как для удовлетворения местных потребностей, так и для других ориентации на экспорт; экспортно-ориентированные отрасли, такие как нефтехимия и другие, должны находиться в районе недалеко от Басры из-за портов, географического положения и размера инфраструктуры.

6. Для развития газового сектора нефтегазового комплекса, обеспечения эффективной деятельности местных и международных компаний необходимо применение инвестиционных контрактов, которые наиболее приемлемы для инвесторов.

Важнейшей задачей обеспечения стабильного развития газового сектора нефтегазовой отрасли Ирака является применение сервисных контрактов.

Использование данного вида контрактов предоставит инвестору больше свободы в действиях. Применение других видов контрактов предусматривало распределение прибыли на основе дискретного значения. Использование предлагаемого вида контрактов связано с использованием адвалорных ставок для распределения полученной прибыли. Такой подход экономически обоснован, применение его при разработке газовых и нефтегазовых месторождений даст возможность государству получить доходы на более высоком уровне, снизить производственные затраты.

В результате анализа установлено:

- 1) для Совета министров Ирака основной целью является формирование инфраструктуры газовой отрасли как необходимого условия эффективного экономического развития страны;
- 2) для Министерства нефти – обеспечение устойчивого функционирования и развития нефтегазовой отрасли;
- 3) для Министерства энергетики – повышение экономической эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии;
- 4) для государственных газовых компаний - создание инфраструктуры для использования свободного и попутного газа;
- 5) для государственных нефтяных компаний – использование попутного газа;
- 6) для государственного-частных нефтегазовых предприятий – разведка месторождений нефти и попутного газа;
- 7) для частных нефтегазовых предприятий – повышение степени использования запасов нефти и газа.

В процессе исследования рассмотрены пять контрастных стратегий инвестирования в рамках иерархической модели развития газовой отрасли Ирака. В качестве наиболее рациональной определено стратегическое направление, которое направлено на инвестирование в попутный газ, самостоятельное полное обеспечение потребностей промышленности Ирака в этом виде ресурса, отказ от импорта газа из-за границы.

В данном исследовании для выбора стратегического направления развития расчёты произведены по первому прямому процессу. При необходимости уточнения стратегического направления и использования вторичных данных следует произвести расчёты по первому обратному, а также, если требуется – по второму прямому процессу. Представленная методология позволяет это сделать.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи - совершенствование концептуально-методических подходов к развитию газового сегмента нефтегазового комплекса Ирака.

Подводя итоги, можно выделить следующие основные конкурентные преимущества развития газовой отрасли Ирака и его роли среди стран Ближнего Востока.

1. Огромные доказанные запасы природного газа, много крупных, гигантских и уникальных месторождений.

2. Страны Ближнего Востока имеют выгодное территориальное расположение для осуществления дешёвых поставок газа в крупных объемах в любую точку мира.

3. В странах Ближнего Востока достаточно хорошо развита газотранспортная система магистральных трубопроводов. В отдельных странах (например, Катар) имеется крупный флот для транспортировки СПГ.

4. В Иране, Саудовской Аравии, ОАЭ и Катаре эксплуатируется множество газоперерабатывающих заводов больших мощностей.

5. Активное развитие газовой отрасли, которое проявляется во вложении больших инвестиций в газовую промышленность стран Ближнего Востока международными компаниями, строительстве новых объектов транспортной инфраструктуры, газоперерабатывающих заводов, увеличении объемов добычи, переработки и потребления природного газа.

6. Сравнительно низкая себестоимость добытого газа.

Таким образом, среди стран Ближнего Востока сектор переработки природного газа наиболее развит в Саудовской Аравии, ОАЭ, Катаре. В остальных странах требуется увеличение количества и мощностей газоперерабатывающих заводов для увеличения объёмов продаж газа на мировом рынке.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации.

1. Выявлены основные факторы функционирования газовой отрасли Ирака на основе анализа её состояния, эффективности, проблем, перспектив, определены ключевые направления экономического развития газового сегмента нефтегазового комплекса Ирака. Важнейшими факторами, которые необходимо учитывать при выработке направления стратегического развития газовой отрасли, идентифицируемой в данном исследовании как добыча и реализация попутного и свободного газа, являются экономические, политические, социальные, экологические, технико-технологические.

2. Обобщены особенности нефтегазовых и газовых инвестиционных контрактов в Ираке, сформулированы рекомендации по их практическому использованию с учетом возможностей применения для свободного и попутного газа. Ирак обладает большими ресурсами природного газа, которые можно использовать для увеличения чистой энергии за счет увеличения инвестиций в месторождения свободного газа, а также переработки попутного газа. При составлении инвестиционного контракта на попутный газ учитываются решения, принятые ОПЕК или ОПЕК + по увеличению или уменьшению добычи нефти, а в случае инвестиционного контракта на свободный газ они не принимаются во внимание.

3. Уточнена формула денежного дохода от добычи нефти и газа при использовании технических сервисных контрактов. Применение коэффициента снижения добычи на нефтяных и газовых месторождениях позволяет увеличить прогнозируемость результатов и затрат участников, включая государство и частные компании.

4. На основе теории контрактов предложен методический подход к оптимизации доходов участников инвестиционного контракта. В рамках представленного алгоритма предложено установить долю выручки государства в размере 25-50 % в виде роялти в зависимости от типа нефтегазовых месторождений.

5. Предложены раунды лицензирования по стратегически важным нефтяным и газовым месторождениям, обоснована экономическая целесообразность инвестирования в попутный газ, позволяющего снизить зависимость от его импорта и обеспечить прирост доходов государственного бюджета. Доказано, что Ирак теряет 6% общих доходов страны, если он не инвестирует в попутный газ и зависит от газа, импортируемого из-за границы, в то время как, если он инвестирует в попутный газ, обеспечивается рост дохода государства на 5%, снижаются потери с 6 % до 1%.

6. Представлен алгоритм выбора стратегического направления развития газовой отрасли Ирака с учетом влияния различных факторов, осуществлён стратегический выбор на основе представленного методического подхода. На первом этапе целесообразным является инвестирование в переработку попутного газа на нефтяных месторождениях, на втором этапе - инвестирование в месторождения свободного газа, поскольку инвестиционные затраты в попутный газ ниже, так как он напрямую зависит от инфраструктуры нефтяных месторождений.

По результатам проведенного исследования, для Ирака в качестве оптимального на данном этапе определено стратегическое направление, связанное с инвестированием в попутный газ, самостоятельное полное обеспечение потребностей промышленности Ирака в этом виде ресурса, отказ от импорта газа из-за границы.

7. Дальнейшее развитие темы диссертационного исследования может быть связано с проведением расчётов по первому обратному, а также по второму прямому процессам на основе использования вторичных данных, с дальнейшим развитием методического подхода к совершенствованию контрактной системы в изменяющихся социально-экономических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агаджанян, М. Газопровод Иран – Ирак – Сирия / Агаджанян М. сайт. – URL: https://www.iran.ru/news/analytics/91663/Gazoprovod_Iran_Irak_Siriya (дата обращения 11.12.2021). – Режим доступа: открытый.
2. Адизес, И.К. Управление жизненным циклом корпорации / И. К. Адизес: пер. с англ. В. Кузина. М.: Манн, Иванов, Фербер, 2014. – 512 с.
3. Азиз, Хайдер Салх. Анализ влияния прямых иностранных инвестиций на развитие нефтегазового комплекса Республики Ирак : 08.00.12 Бухгалтерский учет, статистика: дис. канд. экон. наук / Азиз Хайдер. Салх., МЭСИ – Москва., 2018. – 145с.
4. Альхчаими Али, А.Я. Проблемы добычи попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях Ирака. / Альхчаими Али А.Я. // В сборнике: Актуальные проблемы строительства, ЖКХ и техносферной безопасности. материалы VI Всероссийской (с международным участием) научно-технической конференции молодых исследователей. Под общей редакцией Н.Ю. Ермиловой, И.Е. Степановой. 2019. С. 344-345.
5. **Аль Дирави, А. С.** Место газовой отрасли Ирака в ряду газодобывающих стран Ближнего Востока / **Аль Дирави А. С.**, Подолянец Л.А. // Технологические тренды и наукоемкая экономика: бизнес, отрасли, регионы — 2021.—С. 464-473.
6. **Аль Дирави, Али Саид Аббас.** Ретроспективы и перспективы газовой отрасли Ирака / **Аль Дирави Али Саид Аббас.**, Л. А. Подолянец // Евразийский юридический журнал.— 2020.— № 12 (151).— С. 496–499.
7. **Аль Дирави, Али Саид Аббас.** Современное состояние газовой отрасли стран Ближнего Востока / **Аль Дирави Али Саид Аббас**, Л.А.Подолянец // Международная экономика.— 2020.— № 11.— С. 26–36.
8. Аль Халиди, Х. И. Х. Перспективы восстановления и развития нефтегазовой отрасли Ирака: 08.00.05 Экономика и управление народным

хозяйством: дис. канд. экон. Наук / Аль Халиди Х. И.Х., РУДН — Москва., 2019.— 190 с.

9. Архипов, Н.А., Конкуренции не избежать: К чему должны быть готовы поставщики природного газа на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона? / Архипов Н.А., Миронова И.Ю. // Нефть России. 2015. № 5-6. С. 26–30

10. Боровский, Ю. В. Мировая система энергоснабжения / Ю. В. Боровский. – М. : Навона, 2008. – 294 с.

11. Брагинский, О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М. : Изд-во «Нефть и газ»; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.

12. Бутенко, В.А., Анализ эффективности российских компаний нефтегазовой отрасли на основе показателя экономической добавленной стоимости / Бутенко В.А., Мишенин М.В. // (EVA) [Текст] – 2020. – С. 21-34.

13. Бухарин, С.В. Повышение надежности результатов SWOT-анализа на основе методов теории экспертных систем / Бухарин С.В. // Экономический анализ: теория и практика. 2019. Т. 18. № 12 (495). С. 2322-2338.

14. В Кувейте завершилась конференция.ru : сайт. – Москва, 2018 – URL: <http://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/4959134> (дата обращения: 09.01.2020). – Режим доступа: открытый.

15. Василенко, Н.В. Инфраструктура нефтяной промышленности Ирака: состояние, проблемы path dependence и новые вызовы / Василенко Н.В., Аль Саади Т.А. // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2021. – № 12-1. – С. 20-28.

16. Воган, Эванс. Ключевые стратегические инструменты. / Воган Эванс. 88 инструментов, которые должен знать каждый менеджер. – Изд-во: Бином. Лаборатория знаний, 2015. – 456 с.

17. Гафаров, Н.А. Глобальный газовый бизнес в XXI веке: новые тенденции, сценарии, технологии / Н.А. Гафаров., С.А. Калитюк., А.И. Глаголев., А.В. Моисеев – М.: / «Газпром экспо», 2011. – 318 с.

18. Глушкова, К.Ю. Применение метода анализа иерархий в стратегическом планировании / Глушкова К.Ю., Костромин В.Е. // В сборнике:

Современные проблемы и перспективы социально-экономического развития предприятий, отраслей, регионов. Сборник статей VII Всероссийской научно-практической конференции. Редколлегия: Н.М. Стрельникова [и др.]. 2019. С. 166-172.

19. Гоел, С. Добавленная экономическая стоимость как показатель создания акционерной стоимости [Текст] / С. Гоел // ОБЛІК І ФІНАНСИ. – 2015. - № 1 (67). – С. 66-70.

20. Горелов, Н.А. Развитие информационного общества: цифровая экономика. / Горелов Н.А., Кораблева О. Н. // Учебное пособие для вузов. М.: Юрайт. 2019. 242 с.

21. Гринберг, Р. С. Экономика общественного сектора (новая теория). / Гринберг Р. С., Рубинштейн А. Я., Нуреев Р. М. // Учебник. М.: Инфра-М, РИОР. 2016. 440 с.

22. Денчев, К. Парадигма энергетической безопасности / К. Денчев. – М. : ИНФРА-М, 2015. – 102 с.

23. Добыча природного и ПНГ.ru : сайт. – Москва, 2018 – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 30.04.2020). – Режим доступа: открытый.

24. Ергин, Д. В поисках энергии: Ресурсные войны, новые технологии и будущее энергетики / Дэниел Ергин; пер. с англ. – М. : Альпина Паблишер, 2017. – 720 с.

25. Ефремова, Т.В. Проблемы, перспективы развития и задачи газовой отрасли Ирака. / Ефремова Т.В., Альхчаими А.А.Я. // В сборнике: Инновационное развитие регионов: потенциал науки и современного образования. Материалы II Национальной научно-практической конференции. под общ. ред. Т. В. Золиной. 2019. С. 387-390.

26. Иванов, А.С., Современный ландшафт мировой энергетики: обострение контрастов / А.С. Иванов., И.Е. Матвеев // Российский внешнеэкономический вестник. – 2013. – № 12. – С. 16–44.

27. Иванова, Т.Л. Оценка стратегической устойчивости угледобывающих предприятий ДНР на основе метода анализа иерархий / Иванова Т.Л., Игуменцева А.В. // Сборник научных работ серии «Экономика». 2020. № 18. С. 116-128.
28. Казначевская, Г.Б. Основы экономической теории. / Казначевская Г.Б. // Учебное пособие. М.: Феникс. 2020. 384 с.
29. Колос, Е.А. Организационно-экономическое управление системой социальной защиты населения в условиях переходной экономики (на примере Республики Казахстан): 08.00.05 Экономика и управление народным хозяйством: автореф. дис....д.э.н.: Санкт-Петербург, 2007. — 42 с.
30. Краткий обзор мировой энергетики.ru : сайт. – 2017 – URL: <http://www.iea.org/weo2017/> (дата обращения: 09.01.2021). – Режим доступа: открытый.
31. Куликов, М. А. Инвестиционные и политические проблемы Ирака и возможные пути их решения / М. А. Куликов, М. Х. Гарбави // Вопросы современной науки и практики. – 2015. – № 2. – С. 58–67.
32. Максименко Л.С., Стратегическое планирование инновации на предприятии / Максименко Л.С., Сердюк Е.А. // В сборнике: Приоритетные векторы развития промышленности и сельского хозяйства. Материалы II международной научно-практической конференции. –2019.–С.180–188.
33. Мастепанов, А. The Energy Trilemma Index как оценка энергетической безопасности / Мастепанов А., Чигарев Б. // Энергетическая политика, общественно-деловой научный журнал сайт. – 20120 – URL: <https://energypolicy.ru/a-mastepanov-b-chigarev-the-energy-trilemma-index-kak-ocenka/energetika/2020/17/21/> (дата обращения: 21.08.2021). – Режим доступа: открытый.
34. Мещерин, И.В. Глобализация рынков природного газа: Монография / И.В. Мещерин. – М. // Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 348 с.

35. Митрова, Т. Эволюция институциональной структуры газовых рынков / Митрова Т. // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. –2004. № 4. С. 67–75.
36. Митрова, Т.А., Рекомендации государственным органам власти по мерам поддержки и компаниям по мерам реагирования на текущие вызовы в нефтегазохимической отрасли / Митрова Т.А., Сигиневич Д.А. // Инновации и инвестиции, –2020 №9. – С. 271-274.
37. Мишин, Ю.В., Развитие программно-целевого управления в России / Мишин Ю.В., Суязова С.А. // Микроэкономика. –2020. № 6. С. 5-20.
38. Никифорова, В.Д. Региональная экономика. / Никифорова В.Д., Путихин Ю.Е., Никифоров А.А. // Учебное пособие. — М.: РИОР, Инфра-М. 2016. 304 с.
39. Орешин, В.П. Региональная экономика и управление. / Орешин В.П. // Учебное пособие. — М.: РИОР, Инфра-М. 2017. 200 с.
40. Осипов, В.С. Промышленная политика России. Политэкономические и региональные аспекты. / Осипов В.С., Евсеев В.О., Невская Н.А. // Вузовский учебник, Инфра-М. 2016. 192 с.
41. Основные тенденции развития мирового рынка нефти.ru: сайт. – URL: <http://www.lukoil.ru/Business/Futuremarkettrends> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
42. Покидченко, М. Г. Пути развития экономики России. Теория и практика. / Покидченко М. Г., Сперанская Л. Н., Дробышевская Т.А. // Учебное пособие. — М.: Проспект. 2016. 312 с.
43. Полтарыхин, А. Л. Региональная экономика. / Полтарыхин А. Л., Сычева И. Н. // Учебное пособие. — М.: Инфра-М, Альфа-М. 2016. 400 с.
44. Пуляевская, В.Л., О стратегическом планировании в промышленных моногородах / Пуляевская В.Л., Христофоров А.А. // Развитие территорий. 2021. № 2 (24). С. 69-73.

45. Пыльнева, Т.Г. Новая модель экономического развития: поиск источников роста / Т.Г. Пыльнева // Центральный научный вестник. — 2018. — Т. 3. — № 4S (45S). — С. 57-58.
46. Рынки природного газа в условиях международной экономической интеграции: / Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 222 с.
47. Региональная экономика. Природно-ресурсные и экологические основы. //Учебное пособие. – ред. Глушкова В. Г., Луговский А. М. — М.: КноРус. 2020. 288 с.
48. Роль энергетических технологий в период до 2050 г., .ru: сайт. – URL: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/etp.pdf>. (дата обращения: 20.01.2022). – Режим доступа: открытый.
49. Ромах, В. В. Экономическое развитие России в пореформенный период / В.В. Ромах // Молодой ученый. — 2020. — №2. — С. 165-168.
50. Рудаков, Д.А. Моделирование и параметрический анализ процесса подслащивания природного газа: пример нефтяного месторождения Миссан в Ираке / Рудаков Д.А. / В сборнике: World science: problems and innovations. Сборник статей LVI Международной научно-практической конференции. Пенза, 2021. С. 102-104.
51. Семёнова, Т.Ю. Взаимодействие государства и предприятий в развитии нефтегазовой отрасли: опыт стран Ближнего Востока / Семёнова Т.Ю., **Аль Дирави А. С.** // Конференция: коммуникативные стратегии информационного общества Санкт-Петербург, 22–23 октября 2021 года (Политех-Пресс)— 2021.— № 10 — С. 128-129
52. Семёнова, Т.Ю. Обеспечение экономического развития газовой отрасли Ирака / Семёнова Т.Ю., **Аль-Дирави А.С.** // Инновации и инвестиции, 2022. №4. — С. 28-32.
53. Сидоров, В.А. Феномен рыночного хозяйства: проблема трансформации, историко-экономический анализ бизнеса инноваций: монография / под ред. В.А. Сидорова, Я.С. Ядгарова. – Майкоп: ЭЛИТ, 2018. – 554 с.

54. Технологические тренды и наукоемкая экономика: бизнес, отрасли, регионы : / коллективная монография — Под. ред. проф. О.Н. Кораблевой и др. — Санкт-Петербург : Астерион, 2021. — 668 с. — DOI: 10.53115/ 9785001880134

55. Токарева, Н.А. Анализ стоимости капитала фирмы (на примере АО «Газпром Центрэнергогаз») [Текст] / Н.А. Токарева // Общество, государство, личность: молодежное предпринимательство в поведенческой экономике. – 2020. – С. 248-258.

56. Ухлова, В.В. Адаптация метода анализа иерархий для возможности проведения сценарного анализа проектов развития предприятий газовой сферы / Ухлова В.В., Мартыненко Г.Н., Лукьяненко В.И. // Системы управления и информационные технологии. 2021. № 1 (83). С. 43-48.

57. Фонов, А.Г. Ресурсный потенциал: планирование, управление. / Фонов А.Г. // М.: Экономика.

58. Хабриев, Б.Р. Совершенствование системы стратегического планирования развития нефтегазового комплекса России / Хабриев Б.Р., Бахтизина Н.В. // Экономическая наука современной России. 2019. № 4 (87). С. 85-99.

59. Хабриев, Б.Р. Подход к интегральной оценке результативности стратегии развития нефтяной отрасли России / Хабриев Б.Р., Бахтизина Н.В., Бахтин А.Р. // Экономика промышленности. 2020. Т. 13. № 1. С. 123-131.

60. Шавина, Е.В. Тенденции развития мировой газовой отрасли в современных условиях. / Е.В. Шавина // Геоэкономика энергетики. 2020. № 4. С. 40–58.

61. Шигаев, А.И. Обеспечение долгосрочной доходности предприятий на основе стратегии развития [Текст] / А.И. Ши-гаев // Экономический анализ: теория и практика. – 2008. - № 9 (114). – С. 42-53.

62. Цакаев, А.Х. Условия экономического роста и развития в регионах России: необходимые и достаточные / А.Х. Цакаев // Вестник Чеченского государственного университета. — 2019. — Т. 33. — № 1. — С. 7-19.

63. Экономический рост: факторы и механизмы устойчивого развития: / монография. – Пенза : "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2017. – 198 с.
64. Электронный ресурс МИРЭС.org: сайт. – URL: <https://www.worldenergy.org> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
65. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения/ Н. И. Пяткова [и др.]; отв. ред. Н. И. Воропай, М. Б. Чельцов; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. 198 с. С. 8–10.
66. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года : сайт. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
67. Abdouli, M. Investigating the causality links between environmental quality, foreign direct investment and economic growth in MENA countries / Abdouli M., Hammami S. // International Business Review. 2017. Vol. 26, № 2. P. 264–278.
68. Abid, I. Commodities risk premia and regional integration in gas-exporting countries / Abid I. // Energy Economics. 2019. Vol. 80. P. 267–276.
69. Aboultaif, E.W. Revisiting the semi-consociational model: Democratic failure in prewar Lebanon and post-invasion Iraq / Aboultaif E.W. // International Political Science Review. 2020. Vol. 41, № 1. P. 108–123.
70. Abu-Ghunmi, D. An international analysis of the economic cost for countries located in crisis zones / Abu-Ghunmi D., Corbet S., Larkin C. // Research in International Business and Finance. 2020. Vol. 51. P. 101090.
71. Acikgoz, S. Where does economic growth in the Middle Eastern and North African countries come from? / Acikgoz S., Ben Ali M.S. // The Quarterly Review of Economics and Finance. 2019. Vol. 73. P. 172–183.
72. Ahmed, W.M.A. On the interdependence of natural gas and stock markets under structural breaks / Ahmed, W.M.A. // The Quarterly Review of Economics and Finance. 2018. Vol. 67. P. 149–161.

73. Al-akhbar.com (Media Network Official site): сайт. – URL: <https://al-akhbar.com/Iraq/331095> (дата обращения: 19.05.2022). – Режим доступа: открытый.
74. Al-Dahash H., Evaluation of the System of Disaster Management Resulting from War Operations and Terrorism in Iraq / Al-Dahash H., Kulatunga U., Amaratunga D. // *Procedia Economics and Finance*. 2014. Vol. 18. P. 900–907.
75. Al-Jazeera Media.net (Network Official site): сайт. – Катар, 2022 – URL: <https://www.aljazeera.net/> (дата обращения: 19.05.2022). – Режим доступа: открытый.
76. Al-Khori K., et al. Flare emission reduction utilizing solid oxide fuel cells at a natural gas processing plant / Al-Khori K. // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 5627–5638.
77. Alsumaria.tv (Media Network Official site): сайт. – Ирак-Багдад, 2022 – URL: <https://www.alsumaria.tv/> (accessed on 19.05.2022). (дата обращения: 02.02.2022). – Режим доступа: открытый.
78. Annual stactical abstract 2017 // Central Stactical Organization IRAQ. - Багдад, 2017. - 945 с.
79. Ansari, D. Between stranded assets and green transformation: Fossil-fuel-producing developing countries towards 2055 / Ansari D., Holz F. // *World Development*. 2020. Vol. 130. P. 104947.
80. Armeanu, D.S. et al. Understanding the multidimensional linkages among renewable energy, pollution, economic growth and urbanization in contemporary economies: Quantitative assessments across different income countries' groups / Armeanu D.S. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 142.
81. Asbahi, A.A.M.H.A. et al. Novel approach of Principal Component Analysis method to assess the national energy performance via Energy Trilemma Index / Asbahi A.A.M.H.A. // *Energy Reports*. 2019. Vol. 5. P. 704–713.
82. Ashfaq, S. Tang Y., Maqbool R. Volatility spillover impact of world oil prices on leading Asian energy exporting and importing economies' stock returns / Ashfaq S., Tang Y., Maqbool R. // *Energy*. 2019. Vol. 188. P. 116002.

83. Aslam, Memon I. Monetary condition index and its changing transmission on macro-economic variables / Aslam Memon I., Jabeen H. // Arab Economic and Business Journal. 2018. Vol. 13, № 2. P. 111–124.
84. Avidan, A. Study evaluates design considerations of larger, more efficient liquefaction plants / Avidan A., Martinez B. // Oil and Gas Journal, 2018, v. 101, №32, p.50.
85. Batten, J.A. The dynamic linkages between crude oil and natural gas markets / Batten J.A., Ciner C., Lucey B.M. // Energy Economics. 2017. Vol. 62. P. 155–170.
86. Belaid, F. Key drivers of renewable energy deployment in the MENA Region: Empirical evidence using panel quantile regression / BELAID F., Elsayed A.H., Omri A. // Structural Change and Economic Dynamics. 2021. Vol. 57. P. 225–238.
87. Bellakhal, R. Governance and renewable energy investment in MENA countries: How does trade matter? / Bellakhal R., Ben Kheder S., Haffoudhi H. // Energy Economics. 2019. Vol. 84. P. 104541.
88. Bizri, O.F. The Arab Countries' Economies and Development Policies / Bizri O.F. // Science, Technology, Innovation, and Development in the Arab Countries. 2018. P. 11–110.
89. BP Statistical Review of World Energy.ru: сайт. – 2021, Лондон, Великобритания – URL :<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (дата обращения: 13.05.2022). – Режим доступа: открытый.
90. Charfeddine, L. Short- and long-run asymmetric effect of oil prices and oil and gas revenues on the real GDP and economic diversification in oil-dependent economy / Charfeddine L., Barkat K. // Energy Economics. 2020. Vol. 86. P. 104680.
91. Chedid, R. Supply model for crude oil and natural gas in the Middle East / Chedid R., Kobrosly M., Ghajar R. A // Energy Policy. 2007. Vol. 35, № 4. P. 2096–2109.

92. Dash, S.R. Oil and gas prices influence economic policy uncertainty differently: Multi-country evidence using time-frequency approach / Dash S.R., Maitra D. Do // *The Quarterly Review of Economics and Finance*. 2021. Vol. 81. P. 397–420.
93. De Souza, L.E.V. Postcolonial theories meet energy studies: “Institutional orientalism” as a barrier for renewable electricity trade in the Mediterranean region / De Souza L.E.V. // *Energy Research & Social Science*. 2018. Vol. 40. P. 91–100.
94. Dike, J.C. Measuring the security of energy exports demand in OPEC economies / Dike J.C. // *Energy Policy*. 2013. Vol. 60. P. 594–600.
95. Dudlak, T. After the sanctions: Policy challenges in transition to a new political economy of the Iranian oil and gas sectors / Dudlak T. // *Energy Policy*. 2018. Vol. 121. P. 464–475.
96. Elder, J. Oil price uncertainty / Elder J., Serletis A. // *Journal of Money, Credit and Banking*. 2010. Vol. 42, № 6. P. 1137–1159.
97. Erdogan, S. Investigation of energy consumption–Economic growth nexus: A note on MENA sample / Erdogan S. // *Energy Reports*. 2019. Vol. 5. P. 1281–1292.
98. Feng, Z. On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts / Feng Z., Zhang S.B., Gao Y. // *Energy Economics*. 2014. Vol. 42. P. 395–402.
99. Filimonova, I.V. The dependence of sustainable economic growth on the complex of factors in hydrocarbons-exporting countries / Filimonova I.V. // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 68–73.
100. Furness, M. Reconstituting social contracts in conflict-affected MENA countries: Whither Iraq and Libya? / Furness M., Trautner B. // *World Development*. 2020. Vol. 135. P. 105085.
101. Gao, S. Forecasting natural gas prices using highly flexible time-varying parameter models / Gao S., Hou C., Nguyen B.H. // *Economic Modelling*. 2021. Vol. 105.
102. Ghandi, A. Oil and gas service contracts around the world: A review / Ghandi A., Lin C.Y.C. // *Energy Strategy Reviews*. 2014. Vol. 3, № C. P. 63–71.

103. Ghoshray, A. Trends in world energy prices / Ghoshray A., Johnson B. // *Energy Economics*. 2010. Vol. 32, № 5. P. 1147–1156.
104. Gil-Alana, L.A. An analysis of the OPEC and non-OPEC position in the World Oil Market: A fractionally integrated approach / Gil-Alana L.A., Dadgar Y., Nazari R. // *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*. 2020. Vol. 541. P. 123705.
105. Grigoryev, L.M. Global energy trilemma / Grigoryev L.M., Medzhidova D.D. // *Russian Journal of Economics*. 2021. Vol. 6, № 4. P. 437–462.
106. Grossman, V. new database of global economic indicators / Grossman V., MacK A., Martinez-Garcia E. A // *Journal of Economic and Social Measurement*. 2014. Vol. 39, № 3. P. 163–197.
107. Hamdi, B. Relationship between the oil price volatility and sectoral stock markets in oil-exporting economies: Evidence from wavelet nonlinear denoised based quantile and Granger-causality analysis / Hamdi B. // *Energy Economics*. 2019. Vol. 80. P. 536–552.
108. Hamdi, H. Dynamic relationships between oil revenues, government spending and economic growth in an oil-dependent economy / Hamdi H., Sbia R. // *Economic Modelling*. 2013. Vol. 35. P. 118–125.
109. Hasan, Q.M. The power of constitution for enacting energy law and managing natural resources: The case of the Kurdistan Regional Government's oil contracts / Hasan Q.M. // *Energy Policy*. 2019. Vol. 128. P. 744–751.
110. Hearn, B. Asset pricing in the Middle East's equity markets / Hearn B. // *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*. 2021. Vol. 72. P. 101337.
111. Iraqi Economists Network.net: сайт. – URL: <http://iraqieconomists.net> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
112. Ismail, O.S. Global Impact of Gas Flaring / Ismail O.S., Umukoro G.E. // *Energy and Power Engineering*. 2012. Vol. 04, № 04. P. 290–302.
113. Istepanian, H.H. Iraq's Electricity Crisis / Istepanian H.H. // *The Electricity Journal*. 2014. Vol. 27, № 4. P. 51–69.

114. Jo, S. The Effects of Oil Price Uncertainty on Global Real Economic Activity / Jo S. // *Journal of Money, Credit and Banking*. 2014. Vol. 46, № 6. P. 1113–1135.
115. Kahia, M. Renewable and non-renewable energy use - economic growth nexus: The case of MENA Net Oil Importing Countries / Kahia M., Aissa M.S.B., Lanouar C. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 71. P. 127–140.
116. Kazem, H.A. Status and future prospects of renewable energy in Iraq / Kazem H.A., Chaichan M.T. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16, № 8. P. 6007–6012.
117. Kilian, L. The economic effects of energy price shocks / Kilian L. // *Journal of Economic Literature*. 2008. Vol. 46, № 4. P. 871–909.
118. Kraidi, L. Analyzing the critical risk factors associated with oil and gas pipeline projects in Iraq / Kraidi L. // *International Journal of Critical Infrastructure Protection*. 2019. Vol. 24. P. 14–22.
119. Krupa, J. Renewable electricity finance in the resource-rich countries of the Middle East and North Africa: A case study on the Gulf Cooperation Council / Krupa J., Poudineh R., Harvey L.D.D. // *Energy*. 2019. Vol. 166. P. 1047–1062.
120. Kshetri, N. Institutional reforms in the Gulf Cooperation Council economies: A conceptual framework / Kshetri N., Ajami R. // *Journal of International Management*. 2008. Vol. 14, № 3. P. 300–318.
121. Li, J. Natural gas trade network of countries and regions along the belt and road: Where to go in the future? / Li J. // *Resources Policy*. 2021. Vol. 71. P. 101981.
122. Li, R. Income and energy consumption in Asia-Pacific countries – A panel cointegration analysis enhanced with common factors / Li R., Joyeux R., Ripple R.D. // *Heliyon*. 2021. Vol. 7, № 5. P. e07090.
123. Lin, L. Risk transmission between natural gas market and stock markets: portfolio and hedging strategy analysis / Lin L. // *Finance Research Letters*. 2019. Vol. 29. P. 245–254.

124. Linden, H.R. Rising expectation of ultimate oil, gas recovery to have critical impact on energy, environmental policy, part II / Linden H.R. // *Oil and Gas Journal*, 2014, v. 102, №4, p.18.

125. Loewe, M. The social contract as a tool of analysis: Introduction to the special issue on “Framing the evolution of new social contracts in Middle Eastern and North African countries” / Loewe M., Zintl T., Houdret A. // *World Development*. 2021. Vol. 145. P. 104982.

126. Marcelin, I. Financial inclusion, bank ownership, and economy performance: Evidence from developing countries / Marcelin I. // *Finance Research Letters*. 2021. P. 102322.

127. Marti, L. Sustainable energy development analysis: Energy Trilemma / Marti L., Puertas R. // *Sustainable Technology and Entrepreneurship*. 2022. Vol. 1, № 1. P. 100007.

128. Mensi, W. Dynamic frequency relationships and volatility spillovers in natural gas, crude oil, gas oil, gasoline, and heating oil markets: Implications for portfolio management / Mensi W., Rehman M.U., Vo X.V. // *Resources Policy*. 2021. Vol. 73. P. 102172.

129. Merrill, R.K. Oil at risk: Political violence and accelerated carbon extraction in the Middle East and North Africa / Merrill R.K., Orlando A.W. // *Energy Economics*. 2020. Vol. 92. P. 104935.

130. Ministry of Oil.iq: (Ministry of Oil of the Republic of Iraq) : сайт. – Ирак - Багдад, 2022 – URL: <http://www.oil.gov.iq> (дата обращения: 22.02.2022). – Режим доступа: ограниченный.

131. Moghaddam, H. Determinants of oil price subsidies in oil and gas exporting countries / Moghaddam H., Wirl F. // *Energy Policy*. 2018. Vol. 122. P. 409–420.

132. Moreira dos Santos, R. Evaluating strategies for monetizing natural gas liquids from processing plants – Liquid fuels versus petrochemicals / Moreira dos Santos R. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 99. P. 104413.

133. MU, L. Development characteristics, models and strategies for overseas oil and gas fields / MU L., FAN Z., XU A. // Petroleum Exploration and Development. 2018. Vol. 45, № 4. P. 735–744.
134. Muttitt, G. Fuel on the fire?: / Muttitt G. // oil and politics in occupied Iraq. 2011. P. 433.
135. Natural Resource Governance Institute. Oil and Gas Revenue Sharing in Iraq.org: сайт. – URL: <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/oil-gas-revenue-sharing-iraq.pdf> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
136. Noel, M.D. The role of information in retail gasoline price dispersion / Noel M.D., Qiang H. // Energy Economics. 2019. Vol. 80. P. 173–187.
137. Nusair, S.A. The effects of oil price shocks on the economies of the Gulf Co-operation Council countries: Nonlinear analysis / Nusair S.A. // Energy Policy. 2016. Vol. 91. P. 256–267.
138. OPEC Annual Statistical Bulletin.org: сайт. – 2020 – URL:: <http://asb.opec.org/index.php/data-download> (дата обращения: 20.05.2021). – Режим доступа: открытый.
139. Orbaneja, J.R.V. Terrorism and oil markets: A cross-sectional evaluation / Orbaneja J.R.V., Iyer S.R., Simkins B.J. // Finance Research Letters. 2018. Vol. 24. P. 42–48.
140. Orisaremi, K.K. Potential reductions in global gas flaring for determining the optimal sizing of gas-to-wire (GTW) process: An inverse DEA approach / Orisaremi K.K., Chan F.T.S., Chung N.S.H. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 93. P. 103995.
141. Ozmen, O. An Analysis of Iraq's Pre-import Inspection, Testing & Certification Program: A WOT Analysis / Ozmen O., Demir A., Celepli M. // Procedia - Social and Behavioral Sciences. 2013. Vol. 99. P. 85–93.
142. Pirani, S. Fuel on the Fire: Oil and Politics in Occupied Iraq. Greg Muttitt. The Bodley Head / Pirani, S. ; Energy Policy. – London: (2011). xxviii+433 pp., ?14.99, 2011. Vol. 39, № 11. P. 7482–7483. ISBN: 978-1-847-92111-6.

143. Plante, M. OPEC in the news / Plante M. // *Energy Economics*. 2019. Vol. 80. P. 163–172.
144. Poudineh, R. Advancing renewable energy in resource-rich economies of the MENA / Poudineh R., Sen A., Fattouh B. // *Renewable Energy*. 2018. Vol. 123. P. 135–149.
145. Ramos, S.B. Risk factors in oil and gas industry returns: International evidence / Ramos S.B., Veiga H. // *Energy Economics*. 2011. Vol. 33, № 3. P. 525–542.
146. Razek, N.H.A. OPEC and non-OPEC production, global demand, and the financialization of oil / Razek N.H.A., Michieka N.M. // *Research in International Business and Finance*. 2019. Vol. 50. P. 201–225.
147. Resource Governance Institute.org: сайт. – URL: <https://resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/revenue-sharing-case-study-oil-and-gas-revenue-sharing-iraq> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
148. Rioux, B. An economic analysis of gas pipeline trade cooperation in the GCC / Rioux B., Shabaneh R., Griffiths S. // *Energy Policy*. 2021. Vol. 157. P. 112449.
149. Satti, S.L. et al. Empirical evidence on the resource curse hypothesis in oil abundant economy / Satti S.L. // *Economic Modelling*. 2014. Vol. 42. P. 421–429.
150. Semenova, T. Economic Development of the Iraqi Gas Sector in Conjunction with the Oil Industry. / Semenova T.; **Al-Dirawi A.** - DOI <https://doi.org/10.3390/en15072306> // *Energies* 2022, 15, 2306.
151. Shell. SkyScenario.com: сайт. – URL: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html> (дата обращения: 01.01.2022). – Режим доступа: открытый.
152. Solarin, S.A. The relationship between natural gas consumption and economic growth in OPEC members / Solarin S.A., Ozturk I. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 58. P. 1348–1356.
153. Srivastava, A. New methodologies for security risk assessment of oil and gas industry / Srivastava A., Gupta J.P. // *Process Safety and Environmental Protection*. 2010. Vol. 88, № 6. P. 407–412.

154. Sun, D. Better opportunities created for investors by evolution of petroleum contracts in Iraq under the background of the recovery of oil prices / Sun D. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 209. P. 109890.
155. Tajudeen, I.A. The underlying drivers of economy-wide energy efficiency and asymmetric energy price responses / Tajudeen I.A. // *Energy Economics*. 2021. Vol. 98. P. 105222.
156. Tas, B.K.O. Optimal monetary policy regime for oil producing developing economies: Implications for post-war Iraq / Tas B.K.O., Togay S. // *Economic Modelling*. 2010. Vol. 27, № 5. P. 1324–1336.
157. Touil, M. Institutional environment and determinants of adjustment speed to the target capital structure in the MENA region / Touil M., Mamoghli C. // *Borsa Istanbul Review*. 2020. Vol. 20, № 2. P. 121–143.
158. Troug, H. The heterogeneity among commodity-rich economies: Beyond the prices of commodities / Troug H. // *Journal of Macroeconomics*. 2020. Vol. 66. P. 103260.
159. United Nations Environment Programme.org: сайт. – URL: <https://www.unep.org/> UNEP in Iraq?: post-conflict assessment, clean-up and reconstruction. 2007. P. 78. (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: открытый.
160. Unctad.org: сайт. – URL: <http://unctad.org/en/Pages/statistics.aspx> (дата обращения 09.07.2021) . – Режим доступа: открытый
161. Wei, Y. Information connectedness of international crude oil futures: Evidence from SC, WTI, and Brent / Wei Y., Zhang Y., Wang Y. // *International Review of Financial Analysis*. 2022. Vol. 81. P. 102100.
162. Xi, X. Impact of changes in crude oil trade network patterns on national economy / Xi X. // *Energy Economics*. 2019. Vol. 84. P. 104490.
163. Yasen, M.H. Evaluation of electric energy losses in Kirkuk distribution electric system area / Yasen M.H., Mustafa S.S. // *EPC-IQ01 2010 - 2010 1st International Conference on Energy, Power and Control*. 2010. P. 339–344.

164. Yementdy.tv: сайт. – Йемен, 2022 – URL: <https://www.yementdy.tv/news10097.html> (дата обращения: 15.05.2020). – Режим доступа: открытый.

165. Yenisafak.com: сайт. – Турция, 2022 – URL: <https://www.yenisafak.com/ar/> (дата обращения: 02.02.2022). – Режим доступа: открытый.

166. Yesiraq.com: сайт. – Ирак - Багдад, 2022 – URL: <https://yesiraq.com/> (дата обращения: 22.03.2022). – Режим доступа: открытый.

167. Youm7.Com: сайт. – Египет, 2022 – URL: <https://www.youm7.com/> (дата обращения: 10.03.2022). – Режим доступа: открытый.

168. Zagrosnews.net: сайт. – Ирак, 2022 – URL: <https://zagrosnews.net/> (дата обращения: 11.06.2021). – Режим доступа: открытый.

169. Yementdy.tv: сайт. – Йемен, 2022 – URL: <https://www.yementdy.tv/news10097.html> (дата обращения: 15.05.2020). – Режим доступа: открытый.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Этапы развития газовой отрасли Ирака

Таблица А.1 – Этапы создания, функционирования и развития газовой отрасли Ирака (1909-2030 г.)

Этапы (годы)	События	Статус Собственности на землю	Статус собственности на недра	Статус собственности на выработанный газ	Основные законы регулирования	Итоги	Результат для отрасли и страны	Среднее значение объема Д Г в год по этапу
№ 1	2	3	4	5	6	7	8	9
1909 ↓ 1927	Открытие месторождения газа в Ираке	Частный И Государственный	Частный	Частный	04.03.1925 Подписание первого концессионного контракта с Турецкой нефтяной компанией.	Открытие природного газа без добычи	Иракское государство пренебрегло добычей природного газа	Нет данных
1950 ↓ 1960	Строительство газовых установок на месторождениях Ирака	Частный И Государственный	Частный	Частный И Государственный	1959 г. Создание Министерства нефти в соответствии с исполнительным законом № 74.	Началась добыча газа на месторождениях Ирака	Осуществление значимых инвестиционных проектов в газ в Басре, включая электростанции и фабрики по производству удобрений и бумаги.	621 млрд. м ³

Продолжение таблицы А.1

№ 1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p>1970 ↓ 1980</p>	<p>Развитие национальной газовой отрасли</p>	<p>Государственный</p>	<p>Частный И Государственный</p>	<p>Частный И Государственный</p>	<p>Закон об инвестициях между Министерством нефти и Министерством промышленности и электроэнергетики для производства чугуна и стали, электроэнергии и др.</p>	<p>Увеличение объемов добычи природного газа</p>	<p>1- Развитие газового сектора за счет успешного планирования и реализации (месторождений, предприятий по переработке, инфраструктуры и привлечение иностранных экспертов) 2- Это золотой период для инвестиций в природный газ в Ираке</p>	<p>1,164 млрд. м³</p>
<p>1979 ↓ 1980</p>	<p>Создание государственных газовых компаний по переработке</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Организационный закон Министерства нефти № (101) 1976 г. Регулирует создание и деятельность компаний в газовой отрасли</p>	<p>Создание двух компаний: Государственных Северный газ и Южный газ.</p>	<p>Переработка нефтяного попутного газа, связанного с добычей сырой нефти на северных и южных месторождениях.</p>	<p>1,516 млрд. м³</p>

Продолжение таблицы А.1

№ 1	2	3	4	5	6	7	8	9
1980 ↓ 1988	Первая война залива между Ираком и Ираком	Государственный	Государственный	Государственный	Отсутствие или остановка всех нормативных документов в отношении газа на период военных действий	Снижение добычи газа из-за снижения добычи нефти из-за ирано-иракской войны. Потому что в основном добывался попутный нефтяной газ	1- Уничтожение инвазивных установок в Басре, и некоторые из них были остановлены. 2- Превращение некоторых зданий на нефтяных месторождениях в военные казармы.	749 млрд. м ³
1984 ↓ 1989	Рост добычи природного газа	Государственный	Государственный	Государственный	Постановление распущенного Совета революционного командования № 267 от 1987 года.	Незначительный рост добычи нефтяного попутного газа по мере роста цен на нефть и увеличения добычи нефти.	Ремонт объектов, подвергшихся вандализму, и возврат в эксплуатацию некоторых газопроводов.	3,758 млрд. м ³
1990 ↓ 1991	Вторая война залива между Ираком и коалицией	Государственный	Государственный	Государственный	Во время военных действий законодательство по газу не разрабатывалось	Снижение добычи природного газа по мере уменьшения добычи нефти	Уничтожены газовые и нефтяные объекты в Басре в результате международных военных операций против Ирака.	2,860 млрд. м ³

Продолжение таблицы А.1

№ 1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p>1990 ↓ 2017</p>	<p>Экономические санкции против Ирака</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Резолюция ООН 661 от 1990 г. о введении санкций против Ирака Резолюция ООН 2390 от 2017 г. о снятии санкций против Ирака</p>	<p>Экономические санкции и ослабление добычи нефти и газа, а также экспорта нефти</p>	<p>Уход иностранных инвесторов и изоляция Ирака от международного сообщества, что привело к упадку в нефтегазовой экономике.</p>	<p>15,000 млрд. м³</p>
<p>1992 ↓ 1999</p>	<p>Закон о нефти в обмен на продовольствие</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Государственный</p>	<p>Резолюция ООН 986 от 1995 г. – о введении программы «Нефть в обмен на продовольствие»</p>	<p>Годовые темпы роста добычи природного газа начали восстанавливаться.</p>	<p>Работу по программе «Нефть в обмен на продовольствие и медицину», чтобы начать с постепенного увеличения, которое привело к ежегодному росту добычи природного газа.</p>	<p>11,855 млрд. м³</p>

Продолжение таблицы А.1

№ 1	2	3	4	5	6	7	8	9
2010 ↓ 2013	Основание компании Basrah Gas (BGC) – совместной (Государство Ирак – 51% и 3 частных иностранных компании – 49%) по переработке газа	Государственный	Государственный	Государственный	Закон о Государственных компаниях № 22 от 1997 года Закон о частных и смешанных компаниях № 21 от 1997 г. с поправками 2004 г.	Поставки природного газа для выработки электроэнергии в Ираке	1- Работа над рядом ранних проектов по увеличению добычи природного газа 2- Поставка природного газа для бытового потребления и автомобильные системы, работающие на газе	19,365 млрд. м ³
2013 ↓ 2020	Развитие газовой отрасли Ирака	Совместная собственность государства Ирак и иностранные инвестиционные компании (как государственные, так и частные)	Государственный	Государственный	Закон о продаже лицензий по добыче нефти и газа Статья 111 Конституции Ирака	Увеличение добычи газа	Развитие объектов природного газа для использования чистой энергии в различных областях	26,450 млрд. м ³
2021 ↓ 2030	Перспективы, основанные на планах развития газовой отрасли	Совместная собствен-ность государства Ирак и иностран-ные инвести-ционные компании (как государ-ственные, так и частные)	Государственный	Государственный	Закон о продаже лицензий по добыче нефти и газа Статья 111 Конституции Ирака	Разработка стратегии увеличения добычи и прекращения сжигания газа, связанного с добычей нефти.	Инвестиционные работы на заброшенных месторождениях природного газа, таких как Мансурия, Аккас и др.	36,185 млрд. м ³

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Месторождения газа

Таблица Б.1 – Месторождения газа 2018

Регион	Месторождения	Объём (трлн.м ³)	Тип газа	Добыча газа			
				Предприятия	Иракский О С ГАЗ	Объём (млрд.м ³)	Потребление (млрд.м ³)
№ 1	2	3	4	5	6	7	8
Басра	Аль-Румайла	2,150	Попутный газ	BP (48%) Великобритания	Basrah Gas Company (B.G.C)	21,540	9,940
	Аль-Курна			ЕххонMobil 1(33%) США Lukoil 2(75%) Россия			
	Аль-Зубайр			Eni (42%) Италия			
	Маджнун			B.O.C (100%) Ирак	South Gas Company (S.G.C)		
	Бин Омар						
	Аль-Лохис						
	Артави						
	Аль-Туба						
	Аль-Файхаа	K Energy (60%) Кувейт					
Аль-Сейба	0,050	Свободный газ	K Energy (45%) Кувейт				

Продолжение таблицы Б.1

№ 1	2	3	4	5	6	7	8
Южные	Аль-Халфая	0.260	Попутный газ	Petrochina (45%) Китай	Maysan Oil Company	2,500	0.835
	Аль-Базеркан			Споос (64%) Китай			
	Аль-Графф			Petronas (45%) Малайзия	Dhi Qar Oil Company		
Северные	Джумпур	0.370	Свободный газ	N.O.C (100%) Ирак	North Gas Company	5,500	5,500
	Джамджман	0.300		Dana Gas (35%) ОАЭ	The Kurdistan region of Iraq		
	Хормор						
Средние	Бадра	0.200	Попутный газ	Gazprom (30%) Россия	Midland Oil Company	1,700	0,725
	Аль-Ахдеб			Al-Waha (75%) Китай			
	Вост.Багдад			М.О.С (100%) Ирак			
	Аккас	0.400	Свободный газ			0.000	0.000
	Аль-Мансурия						

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Нефтегазовые контракты

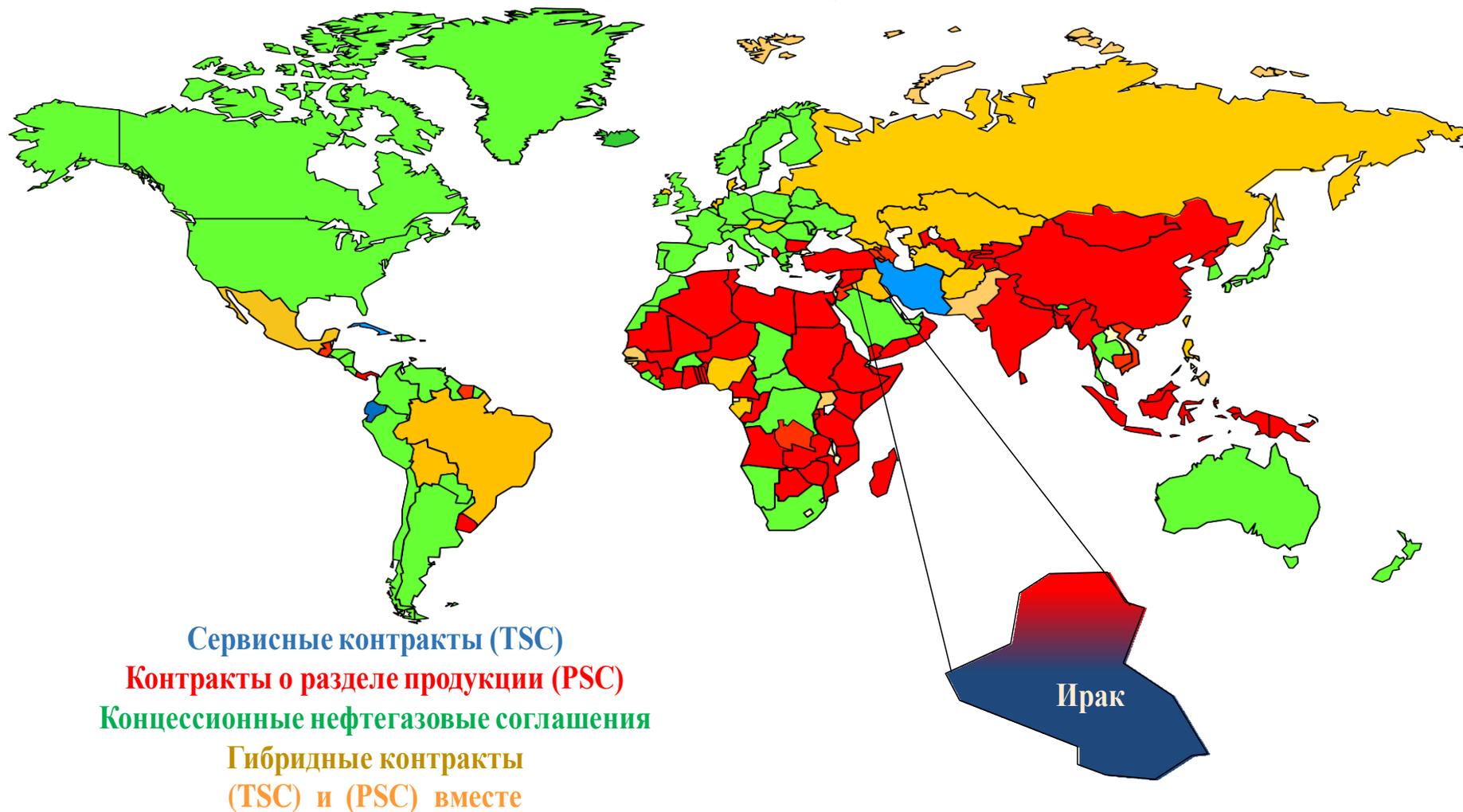


Рисунок В.1 – Карта нефтегазовых контрактов в Ираке и Мире

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Акт внедрения результатов диссертационной работы



Утверждаю

Директор ИЭП КНЦ РАН

Д.Э.Н.  С.В. Федосеев

« 26 » мая 2022 г.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Аль-Дирави Али Саида Аббаса на тему:

«Функционирование и экономическое развитие газовой отрасли Ирака»
 по научной специальности 08.00.05 - Экономика и управление народным
 хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями,
 отраслями, комплексами - промышленность)

Комиссия (НТС, рабочая, специальная) в составе:

Председатель – С.В. Федосеев;

Члены комиссии: С.А. Березиков, М.В. Ульченко, Р.В. Бадылевич

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации Аль-Дирави Али Саида Аббаса на тему «Функционирование и экономическое развитие газовой отрасли Ирака», представленной на соискание ученой степени кандидата экономических наук по специальности 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами – промышленность), внедрены в 2022 году в научной деятельности Института экономических проблем им. Г.П. Лузина – обособленного подразделения Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук», в том числе в рамках выполнения научно-исследовательской работы по теме FMEZ-2022-0035 «Разработка научных основ и обоснование эколого-

экономически сбалансированного ресурсосберегающего комплексного освоения природных ресурсов в арктической зоне России». Внедрены следующие результаты:

- методика выбора стратегии развития газовой промышленности (включающая определение степени влияния различных факторов на функционирование и развитие газовой отрасли, оценку важности целей акторов (в том числе государственных и частных нефтегазовых, газовых и нефтяных компаний), исследование влияния альтернативных стратегий на достижение целей акторов);

- методика оптимизации доходов участников инвестиционных газовых контрактов (предполагающая уплату половины выручки государству в виде роялти, разделение остальной части выручки на оплату производственных затрат подрядчика, зависящих в том числе от индивидуальных особенностей месторождений, и прибыль);

- рекомендации по практическому применению нефтегазовых и газовых инвестиционных контрактов (для свободного газа рекомендовано применение сервисных контрактов, для попутного газа – сервисных, а также контрактов о разделе продукции, если в качестве операторов выступают негосударственные компании; уточнена формула дохода при использовании технических сервисных контрактов путем введения соответствующего коэффициента снижения добычи на нефтяных и газовых месторождениях).

Использование указанных результатов позволяет:

- повысить эффективность управления функционированием и развитием промышленности, включая нефтегазовую, особенно в условиях изменяющихся внешних и внутренних факторов, так как в рамках методики выбора стратегии имеется возможность использования вторичных данных и расчётов, уточняющих стратегию по мере необходимости;

- сократить производственные затраты, повысить доходы при использовании газовых контрактов;

- увеличить прогнозируемость результатов и затрат участников, включая государство и частные компании, повысить в целом эффективность применения контрактной системы, являющейся значимым фактором развития промышленности, в том числе нефтегазовой.

Результаты внедрялись при выполнении научно-исследовательской работы по теме FMEZ-2022-0035 «Разработка научных основ и обоснование эколого-экономически сбалансированного ресурсосберегающего комплексного освоения природных ресурсов в арктической зоне России».

Председатель комиссии

Директор ИЭП КНЦ РАН,

д.э.н.



С.В. Федосеев

Члены комиссии:

Ученый секретарь ИЭП КНЦ РАН,

к.э.н.



Р.В. Бадылевич

с.н.с., к.э.н.



С.А. Березиков

в.н.с., к.э.н.



М.В. Ульченко