

Министерство образования и науки Республики Казахстан  
Кызылординский университет имени Коркыт Ата

УДК 33.338. 33

На правах рукописи

**РАЗАКОВА АЛИЯ АХАНОВНА**

**Экономическая эффективность диверсификации производства  
на нефтегазодобывающих предприятиях  
(на материалах Кызылординской области)**

Диссертация на соискание степени  
доктора философии PhD  
по специальности 6D050600 – Экономика

Научные консультанты:  
к.э.н., доцент Елпанова М.А.  
(КУ им. Коркыт Ата)

д.э.н., профессор Шалболова У.Ж.  
(ЕНУ им. Л.Н.Гумилева)

Зарубежный научный консультант:  
д.э.н., профессор Шинкевич А. И.  
(ФГБОУ ВО “Казанский национальный  
исследовательский технологический университет”)

Республика Казахстан,  
Кызылорда, 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ</b> .....	3
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>1 ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ</b> .....	10
1.1 Теоретико-экономическое содержание диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.....	10
1.2 Методические подходы определения экономической эффективности диверсификации производства.....	19
1.3 Мировая практика диверсификации нефтегазового сектора экономики.....	37
Выводы по главе 1.....	51
<b>2 ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ</b> .....	53
2.1 Уровень развития нефтегазового сектора Казахстана и Кызылординского региона .....	53
2.2 Диверсификация деятельности нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области .....	71
2.3 Экономическая эффективность проектов по диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий.....	84
Выводы по главе 2.....	102
<b>3 ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ</b> .....	103
3.1 Основные направления развития диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий.....	103
3.2 Безубыточность на нефтегазодобывающих предприятиях при диверсификации производства.....	118
3.3 Оценка рисков при диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.....	124
Выводы по главе 3.....	132
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	133
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	137
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	146

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВВП	– Валовый внутренний продукт
ВРП	– Валовый региональный продукт
COVID-19	– Мировая пандемия коронавируса
ОПЕК	– Организация стран – экспортеров нефти
ОПЕК+	– Неофициальный формат “картель” ОПЕК+ (13 стран-членов ОПЕК + 10 стран-производителей и экспортёров нефти)
НГК	– Нефтегазовый комплекс
ТЭК	– Топливо-энергетический комплекс
ВИНК	– Вертикально-интегрированная нефтяная компания
НИОКР	– Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПЗ	– Нефтеперерабатывающий завод
НХЗ	– Нефтехимический завод
АЗС	– Автозаправочная станция
ГПЗ	– Газоперерабатывающий завод
ВИЭ	– Возобновляемые источники энергии
ТЭО	– Технико-экономическое обоснование
МВФ	– Международный валютный фонд
СНГ	– Содружество независимых государств
ЕЭС	– Евразийский экономический Союз
РФ	– Российская Федерация
РК	– Республика Казахстан
США	– Соединенные Штаты Америки
КНР	– Китайская Народная Республика
СНРС	– Китайская национальная нефтяная корпорация
ПККР	– АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
ТШО	– Тенгизшевройл
КПО	– Компания «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В»
НКОК	– North Caspian Operating Company N.V.
НК КМГ	– Национальная компания «КазМунайГаз»
РД КМГ	– АО «Разведка и добыча» НК КМГ
КАМ	– Нефтепровод «Кызылкия - Арыскум – Майбулак»
ООО	– Товарищество с ограниченной ответственностью
АО	– Акционерное общество
СП	– Совместное предприятие
WCS	– Канадская нефть сорта «WesternCanadianSelect»
WTI	– Техасская нефть сорта «WestTexasIntermediate»
Brent	– Эталонная марка нефти сорта «Брент» (Broom, Rannoch, Etive, Ness и Tarbert)
млн	– Миллион
млрд	– Миллиард
кВт	– Киловатт

МВт	– Мегаватт
кВт/ч	– Киловатт в час
км	– Километр
тыс.	– Тысяча
т	– Тонна
куб. м	– Кубические метры
бар.	– Баррель (нефти)
бар. /сутки	– Баррелей в сутки
\$	– Доллар США
\$/бар.	– Долларов США за 1 баррель (нефти)
НДС	– Налог на добавленную стоимость
ЭТП	– Вывозная таможенная пошлина
СГД	– Совокупный годовой доход
НДПИ	– Налог на добычу полезных ископаемых
КПН	– Корпоративных подоходный налог
НСП	– Налог с продаж
СМР	– Строительно-монтажные работы
ГРП	– Гидроразрыв пласта
ГТМ	– Геологотехнические мероприятия
УКПГ	– Установка комплексной подготовки газа
ЦППН	– Центральный пункт подготовки газа на низком уровне
ГТУ	– Газотурбинная установка
УКПГ	– Установка попутных газов
ССП	– Сбалансированная система показателей (эффективности)
ЕВИТ	– Earnings before interests and tax
ЕВИТДА	– Earnings before interests, taxation, depreciation and amortization
P/E	– Price/Earnings ratio – Price per equity/Earnings per share

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Ценовая волатильность на мировых рынках нефти и газа, превышение предложений товарной продукции над спросом, влияние политики на появление рецессий в глобальной экономике привели с 2014 по 2020 годы к резкому снижению стоимости углеводородов в три раза. Довольно сильно мировой нефтегазовый сектор, как и все другие отрасли экономики, пострадал вследствие пандемии коронавирусной инфекции. Потребление нефти и газа в экономике ведущих стран-импортеров резко сократилось.

Предприятия нефтегазового комплекса экономики Казахстана, как и вся нефтегазовая отрасль в целом, в настоящее время реализуют программы диверсификации производственного процесса, ищут новые пути повышения конкурентоспособности продукции, устойчивости на отраслевых рынках, выбирают стратегию своего дальнейшего развития. В настоящее время нефтегазодобывающие предприятия и крупные компании в целях диверсификации деятельности расширяют ассортимент товарных продуктов, быстро реагируют на возникающие изменения на отраслевых рынках, ищут новые пути повышения результативности работы.

Изменение структуры диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий оказывает существенное влияние на их развитие, обеспечивает устойчивость и стабильность производственной деятельности.

Любая диверсификация связана с привлечением инвестиций, выбором направлений ее развития. Диверсификации нефтегазового комплекса – довольно ресурсоёмкий процесс, требующий всестороннего экономического анализа и оценки выбранного инвестиционного проектного решения по диверсификации производства.

В условиях мировых экономических вызовов оценка эффективности диверсификации на нефтегазодобывающих предприятиях имеет особое значение, поскольку диверсификация будет оказывать определённое влияние на развитие экономики того региона, где территориально расположена нефтегазовая компания.

Актуальность настоящего диссертационного исследования обусловлена отходом экономики Казахстана от сырьевой направленности и переходом на индустриально-инновационное развитие для обеспечения устойчивого экономического роста через диверсификацию производственных процессов.

Разрабатываемая в диссертации методика оценки экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях может быть рекомендацией при выработке стратегии дальнейшего развития нефтегазового сектора экономики Кызылординской области как одной из ведущих структур промышленности региональной экономики.

Вышерассмотренные обстоятельства актуализируют проблему диссертационного исследования.

### **Степень разработанности темы исследования.**

Диверсификация нефтегазового комплекса Казахстана нацелена на усложнение производства, внедрение инновационных технологий, расширение ассортимента товарной продукции с добавленной стоимостью.

Вопросы исследования категории диверсификации производства раскрыты в трудах ряда авторов: Ансоффа И., Рудыка Н.Б., Юдина А. С., Немченко Г., Донецкой С., Дьяконова К., Байкина А.К.

Теоретические и практические проблемы нефтегазового производства, создания нефтеперерабатывающих производств, диверсификации производства, в том числе и в нефтегазовом комплексе, экономически обосновали ученые: Хамфис, Сакс, Стиглиц, Сафонова Т. Ю., Чагарбиев С.Н., Алшанов Р.А, Шевелева А. В., Акиева Л.Б., Войтович Ю. А. Тчаро Хоноре, Степаненко А. И., Ларин С. Н., Джинхонг Я.

Экономические механизмы развития нефтегазовых структур, общие проблемы экономики нефти и газа, эффективность инвестиционных нефтегазовых проектов исследованы в трудах целого ряда ученых: Дунаева В.Ф., Шпакова В.Д., Елифановой Н.П., Лындина В.Н., Андреева А.Ф., Березиной С.А., Мартынова В.Г., Зубаревой В.Д., Саркисова А.С., Шинкевича А.И., Конопляника А.А., Макарова А. В., Ильясова И. Т., Александровой О. А., Низамовой Г.З. Мазуриной Е.В., Павловской А.В, Богаткиной Ю.Г., Лындина Н.В., Радионовой Л.Н., Толстоногова А. А., Косова М. Е.

Развитие нефтегазовой отрасли Республики Казахстан исследуется учеными Егоровым О. И., Чигаркиной О.А., Шалболовой У.Ж., Егембердиевой С.М., Елпановой М.А., Ниязбековой Ш.У. Их труды посвящены проблемам повышения эффективности комплексного использования и пропорционального развития регионов, освоения новых крупных запасов минерально-сырьевых ресурсов, формирования кластера в нефтяной промышленности, формирования приоритетных направлений нефтепереработки, оценки диверсификации и эффективности инвестиций в развитие нефтегазового сектора национальной экономики.

Азиатский Банк развития в 2018 году выпустил аналитический сборник «Казахстан: ускорение экономической диверсификации» под редакцией Андерсона К., Джованни Капаннелли Д., Гинтинга Э. и Танигучи К. [28]. Вопросы диверсификации в нефтегазовой отрасли Казахстана в данном аналитическом исследовании рассмотрены с точки зрения расширения нефтесервисных услуг.

Процессы диверсификации нефтегазового комплекса, направленные на расширение деятельности и устойчивое развитие предприятий, требуют экономического обоснования. Необходима разработка совершенной методики оценки диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях. Этим определяются цель и задачи докторской диссертации.

**Цель диссертационной работы заключается в научном обосновании теоретических положений и разработке практических рекомендаций по определению экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.**

Цель работы определяет постановку и решение следующих задач:

-исследование теоретико-экономического содержания категории «диверсификация производства» и уточнение понятия «диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии»;

-обоснование методических подходов оценки экономической эффективности диверсификации производства и классификация показателей его оценки с учетом особенностей функциональной деятельности нефтегазового сектора национальной экономики;

- изучение зарубежной практики диверсификации нефтегазового сектора стран-экспортеров нефти и газа и целесообразность переноса мирового опыта в казахстанскую экономику;

-проведение аналитического исследования современного состояния и путей дальнейшего развития предприятий нефтегазового сектора Кызылординской области;

- анализ диверсификационных процессов производства в нефтегазовом секторе экономики Кызылординской области;

-проведение оценки экономической эффективности по диверсификации производства на примере отдельных нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области;

-по результатам аналитических исследований определить приоритетные направления дальнейшего развития диверсификации нефтегазодобывающих предприятий региона с учетом мировых глобальных вызовов;

- оценка безубыточности инвестиционного проекта по диверсификации производств нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области на экономику региона как приоритетного показателя эффективности;

- оценка экономических рисков нефтегазодобывающих предприятий при реализации диверсификации производства.

**Объектом исследования** выбраны ведущие нефтегазодобывающие предприятия Кызылординской области.

**Предметом исследования** являются экономические отношения, возникающие в процессе диверсификации производства предприятий нефтегазового сектора.

**Теоретическую и методическую основу диссертационной работы** составили результаты научных исследований зарубежных и казахстанских ученых в области функционирования нефтегазового сектора в развитии экономических систем, открытые отчетные материалы нефтегазового комплекса и отдельных нефтегазовых предприятий, стратегические планы развития нефтяных компаний, проекты и проектные решения по диверсификации предприятий нефтегазового сектора. Используются данные Комитета статистики Министерства национальной экономики РК и Министерства энергетики РК, аналитические прогнозы Международного энергетического агентства, НК «АО «КазМунайГаз» и различных экспертных агентств. Правовыми документами исследования являются Закон РК «О недрах и недропользовании», государственные программные документы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан.

В диссертации применялись различные частные и комплексные методы научного исследования. В качестве частных методов выступают литературный обзор, изучение статистических документов и результатов деятельности объектов исследования, метод экспертных оценок. Комплексные методы заключаются в использовании нескольких частных методов: обследование, мониторинг, изучение и обобщение реальной практики. Основными методами исследования выступают анализ, синтез, сравнение, конкретизация, обобщение, формализация, предметное моделирование, прогнозирование.

**Научная новизна исследования:**

- уточнено понятие «диверсификация производства» с учетом отраслевой специфики предприятий нефтегазовой отрасли;
- методически обоснованы основные подходы оценки экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии;
- проведена оценка экономической эффективности диверсификации производственного процесса на предприятии нефтегазового сектора;
- даны рекомендации по развитию диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях;
- определены безубыточность и риски при диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

- авторская интерпретация понятия «диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии»;
- методические подходы оценки экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии;
- экономическая эффективность диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии;
- основные направления развития диверсификации производства, обеспечивающие устойчивое развитие нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области.

**Практическая значимость диссертационного исследования.**

Отдельные положения будут использованы Министерством энергетики РК при разработке стратегии развития нефтегазового комплекса страны, управлением бюджетного планирования Кызылординской области при разработке программ экономического развития региона и повышения его конкурентоспособности. Результаты исследования использованы в практической деятельности государственного учреждения «Управление индустриально-инновационного развития Кызылординской области» при разработке программ развития нефтегазового сектора региона.

Практические результаты исследования могут быть приняты как методические рекомендации предприятиями нефтегазового сектора в целях развития направлений диверсификации производства, проектными организациями для оценки эффективности инвестиционных проектов по диверсификации производства.

Основные положения диссертационного исследования будут применяться



при обучении студентов, магистрантов и докторантов в процессе проведения элективных курсов по развитию нефтегазового комплекса, дисциплин по оценке эффективности инвестиционных проектов, по оценке экономических рисков, по индустриально-инновационному развитию национальной экономики. Результаты диссертации также могут быть использованы при проведении научных исследований работниками НИИ и молодыми учеными в области диверсификации производства и развития нефтегазового сектора экономики страны.

**Апробация результатов исследования.** Отдельные положения и результаты настоящей диссертации нашли отражения в виде выступлений на международных научно-практических конференциях: «Национальные экономические системы в контексте формирования глобального экономического пространства»(г.Симферополь, 2018 г.); «Qualitymanagement: search and solutions» (Kuala Lumpur, Malaysia, 2017 г.); «Модернизация экономики: предпосылки, состояние, пути развития в условиях глобальных вызовов и трендов индустрии» (Нур-Султан, 2020 г.), в виде выступления с докладом «Диверсификация в нефтегазовой отрасли Казахстана» на международном экономическом форуме «Экономика в меняющемся мире» (Казань, 2018 г.).

**Основные результаты диссертационной работы опубликованы** в 9 -ти научных трудах, в том числе в журналах, рекомендованных КОКСОН МОН РК – 3 статьи, в издании наукометрической базы Scopus (процентиль - 53) – 1 статья, в материалах международных научно-практических конференций - 4 (из них за рубежом - 3).

**Объем и структура диссертационной работы.** Диссертация включает введение, три главы, заключение, список использованных источников, 40 таблиц, 26 рисунков, 3 приложения.

# 1 ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

## 1.1 Теоретико-экономическое содержание диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях

В Республике Казахстан практически порядка 44 % государственного бюджета формируется в результате деятельности нефтегазового сектора страны [1]. В 2019 году было добыто самое большое количество нефти – 90,5 млн. тонн (на 12,3 трлн. тенге). Такое положение имело место по результатам 2019 года, до возникновения мировой пандемии коронавируса. На 2020 год скорректированный план добычи нефти составил 86 млн. тонн [2].

В результате возникновения COVID-19 мировые потребители углеводородных ресурсов претерпели спад развития экономик вследствие приостановки производственной деятельности в промышленности и на транспорте. Страны-экспортеры нефти, к которым относится и Республика Казахстан, оказались в затруднительном положении вследствие снижения мирового спроса на нефть и нефтепродукты. Практически все государства ОПЕК начали пересмотр инвестиционных портфелей, направленных на устойчивое развитие нефтегазового сектора через диверсификацию производства нефтегазодобывающих предприятий.

На сегодня наиболее обсуждаемый вопрос – это экономическое развитие ресурсообеспеченных стран, где большая доля ВВП идет от продажи сырьевой продукции, и пополнение государственных бюджетов формируется от поступления нефтедолларов. Зачастую это приводит к низкой диверсификации экономики отдельно взятой страны-экспортера сырьевых продуктов или других стран, входящих в ОПЕК. В научной литературе и на практике данное положение называется «голландская болезнь», «нефтяная игла», «ресурсное проклятие» [3,4]. Сами природно-сырьевые ресурсы не являются «проклятием». Просто их наличие способствует медленному развитию других отраслей промышленности, поскольку наличие нефтедолларов, пополняющих государственные бюджеты, создают «расслабляющую» обстановку в той или иной отдельно взятой экономической системе.

Поэтому диверсификация нефтегазового сектора экономики, ее индустриализация для стран-экспортеров нефти и газа являются основными приоритетами устойчивости в такой период времени, в котором оказался весь мир и многие народы в 2020 году.

Страны-экспортеры нефти по договоренности ОПЕК+ с мая 2020 года начали сокращение добычи нефти на 9,7 млн. баррелей в сутки, с августа – на 7.7 млн. баррелей в сутки [5]. Под влиянием пандемии коронавируса на мировой рынок энергоносителей в 2020 году в Казахстане произошло снижение добычи объемов нефти [6].

К 2020 году Казахстан в какой-то степени подошел подготовленным, поскольку в течение последнего десятилетия ведет политику отхода от сырьевой направленности через диверсификацию нефтегазового комплекса страны. Правительством Республики Казахстан от 18 ноября 2010 принято

постановление № 1072 «Об утверждении Программы по развитию нефтегазового сектора в Республике Казахстан на 2010-2014 годы» [7], в котором утверждены приоритетные направления диверсификации нефтегазовой отрасли страны. Другими программными документами, в рамках которых проводятся процессы диверсификации экономики, и, в частности, предприятий нефтегазового комплекса страны, являются «Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы» [8] и «Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020-2025 годы» [9]. В данных документах цель диверсификации актуализируется как развитие отечественных производств через экспорт мировых инновационных технологий для отхода от зависимости от возникающих ситуаций на мировых сырьевых рынках нефти и газа.

В настоящем исследовании проводится изучение теоретического и экономического содержания категории «диверсификация производства» с учетом специфики производственного процесса нефтегазодобывающих предприятий.

Ни в одной отрасли экономики, ни в одном литературном источнике нет точной классификации диверсификации производства. Как правило, при исследовании разновидностей диверсификации в той или иной отрасли национальной экономики, интерпретация категории «диверсификация производства» проводится с учетом специфики отраслевого производства.

На предприятиях нефтегазодобывающего сектора также нет уточнённых направлений диверсификации производства. Направления диверсификации зависят от различных факторов: масштабности предприятия, его географического и территориального месторасположения, возможности выхода на мировые рынки углеводородного сырья, наличия сети транспортной инфраструктуры и собственных сбытовых объектов, наличия различных терминалов хранения продукции, возможности переработки нефти и газа, положения нефтегазодобывающего предприятия на мировых финансовых рынках, качества и ассортимента товарной продукции, наличия зарубежных активов, ведения агентских работ, наличия франшизы, внедрения инноваций, реализации научных исследований, степени изношенности основных фондов и много других видов операционной и экономической деятельности предприятия.

Поскольку нефтегазодобывающие предприятия в основном реализуют свою продукцию на внешних сырьевых рынках, они проводят диверсификацию производства в целях обеспечения своей устойчивости не только на уровне национальной экономики, но, в первую очередь, на мировых позициях.

Всё вышеперечисленное позволяет провести классификацию направлений диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий в современных условиях вызовов глобальной экономики.

Нефтегазодобывающие предприятия являются основополагающими промышленного развития региона, на территории которого они размещаются. Социально-экономическая стабильность региональной экономики в условиях глобальных мировых вызовов таких, как пандемия COVID-19, находится в

зависимости от диверсификации предприятий нефтегазового сектора. При правильном хозяйствовании в условиях диверсификация нефтегазовой отрасли будет иметь место определенный синергетический эффект, обеспечивающий вхождение на новые сегменты отраслевых рынков не только для нефтегазовой продукции и услуг нефтегазового сектора, но для целого комплекса сервисных организаций.

Обзор литературы позволяет обобщить экономическое значение категории «диверсификация производства», которая означает расширение производственных процессов в рамках выпуска новых товарных продуктов отдельными предприятиями или же их объединениями. В результате выпуска новых товаров предприятие имеет возможность выходить на другие отраслевые рынки. Экономическое содержание понятия «диверсификация» – это развитие производства или же выпуск дополнительных видов товарной продукции для усиления позиций на новых рынках сбыта [10]. Понятия «диверсификация» и «диверсификация производства» имеют несколько трактовок, сформулированных известными учеными в области исследования теории диверсификации Ансоффом И. и Рудык Н.Б. [11, 12].

В 50-ые годы 20-го века началась масштабная перестройка мировых хозяйствующих систем, когда предприятия, в первую очередь, начали расширять свою деятельность путем диверсификации производственных процессов, выходя на новые отраслевые рынки [13].

Эволюция диверсификации производства раскрывается в исследовании Немченко Г., Донецкой С. и Дьяконова К. [14], в котором они выделяют 4 этапа: массовое производство (1920-е годы), массовый сбыт товарной продукции (1950-1960 годы), постиндустриальный период и период компьютерных технологий. По состоянию на сегодняшний день этапы диверсификации производства стоит расширить эрой повсеместного использования цифровых технологий и начала искусственного интеллекта.

Теоретические аспекты и экономическое содержание диверсификации нефтегазового сектора экономики рассмотрены в трудах ряда ученых-экономистов.

Юдин А. С. рассматривает диверсификацию в нефтегазовом комплексе как развитие не связанных между собой производственных процессов на одном предприятии с целью увеличения ассортимента производимых продуктов для повышения эффективности деятельности и предупреждения банкротства нефтегазовых организаций [13, с.31]. Экономическая сущность диверсификации на нефтегазодобывающем предприятии сводится к реагированию на изменение цен на мировых сырьевых рынках и к выбору направлений диверсификации производства для реализации эффективных форм организации производственных процессов и сбыта товарной продукции.

Направления диверсификации для нефтегазовых компаний исследованы Сафоновой Т. Ю. [15, 16]. Процессы диверсификации, по мнению ученого, проводятся за счет внешнего (слияние или поглощение) и внутреннего роста (расширение структурных подразделений и развитие производственных процессов внутри организации) нефтегазового предприятия. Оба направления

диверсификации нефтегазодобывающего предприятия выступают как связанными, так и несвязанными, вертикальными или горизонтальными.

Связанная диверсификация производства на нефтегазодобывающих предприятиях может выражаться в организации нового производства, которое связано с существующей производственно-хозяйственной деятельностью (расширение технологии, внедрение инноваций, новые формы материально-технического снабжения или логистики поставок сырья и сбыта нефтегазовой продукции и др.).

Несвязанная диверсификация представляет собой внедрение нового производственного процесса или деятельности, не имеющих каких-либо связей с существующей сферой нефтяного бизнеса (создание новых сервисных структур, приобретение новых активов вне основной сферы деятельности и т. п.) [15, с.58].

Связанная диверсификация в нефтегазовом секторе подразделяется на вертикальную и горизонтальную. Вертикальная диверсификация имеет место в том случае, если нефтегазодобывающее предприятие создает дочернее предприятие (или целую сеть) для вхождения на новые отраслевые рынки. Такая форма диверсификационного процесса в нефтегазовом секторе считается как восходящая.

Вертикальная диверсификация, кроме того, характеризуется поглощением или слиянием поставщиков и потребителей с установкой контрольного надзора. Случаи, когда нефтегазовое предприятие стремится расширять свое присутствие на рынках, где работают клиенты или поставщики, через расширение ассортимента нефтепродуктов называется вертикальной нисходящей диверсификацией [17].

Зачастую вертикальная диверсификация нефтегазодобывающего предприятия проводится с целью выпуска товарной продукции с высокой добавленной стоимостью. В настоящее время снижение цен на углеводородные ресурсы на мировых рынках способствует тому, что нефтегазодобывающие предприятия создают новые нефтеперерабатывающие производства по получению нефтепродуктов и продукции нефтехимии. Многие предприятия нефтегазового сектора на сегодня строят собственные мини-заводы по выпуску базовых видов продуктов нефтепереработки.

Горизонтальная диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии характеризуется развитием за счет выпуска новой продукции, которая не связана с основной деятельностью нефтегазового предприятия, но имеет существенный спрос на отраслевом рынке [18].

Также учеными выделяется конгломератная диверсификация производства - проникновение нефтегазодобывающего предприятия в другие отрасли [18, с.109]. Такая форма диверсификации имеет место в том случае, когда предприятие принимает в другие отрасли или создает (покупает) новые высокоприбыльные производства.

В нефтегазовом комплексе национальной экономики Республики Казахстан на сегодня реализуются следующие направления диверсификации:

-создание совместных предприятий и структурных подразделений

предприятий, внедрение новых видов производственной деятельности;

-инвестиции на приобретение компаний или долей в компаниях, которые добывают или перерабатывают сырье, непосредственно на выбранном рынке;

-инвестиции в НИОКР на разработку инновационных источников энергии и другие [19].

Схема диверсификации, используемой казахстанскими нефтегазодобывающими предприятиями, представлена на рисунке 1. Исследования показывают, что, помимо добычи нефти, нефтяные компании приобретают активы в нефтеперерабатывающей отрасли, нефтебазы для хранения нефти и хранения продуктов нефтепереработки, железнодорожные и автомобильные эстакады и др.

Большинство нефтегазодобывающих предприятий Казахстана реализуют стратегию поэтапного наращивания своего внедрения в рынок сжиженного природного газа.

Чистая диверсификация, характеризующаяся проникновением казахстанских нефтяных компаний в абсолютно новые для нее виды деятельности, не имеющие связи с её основным видом деятельности, определяется отношениями многих вертикально-интегрированных компаний в электроэнергетической отрасли. Часть казахстанских предприятий нефтегазового комплекса владеет основными фондами по производству электрической и тепловой энергии, ее сбыту и транспортировке. Непрофильными активами являются жилая недвижимость, гостиницы, производство продуктов питания, магазины, недвижимость, базы отдыха, водный и воздушный транспорт, оздоровительные центры и многое другое.

Как указывалось выше, в экономической литературе классификация видов диверсификации для нефтегазодобывающих предприятий представлена крайне слабо. Исследования Сафоновой Т. Ю. направлены на обоснование направлений диверсификации на примере крупных нефтегазовых корпораций [16, с 56]. Такое положение связано с преобладающим влиянием функционирования нефтегазового комплекса на экономику Казахстана.



Рисунок 1- Процессы диверсификации в национальных нефтяных компаниях Казахстана

Примечание - составлен автором [20].

В результате изучения теоретического и экономического обоснования диверсификации производства в нефтегазовом секторе предлагается авторская классификация видов диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях Казахстана (рисунок 2).

Согласно предлагаемой классификации основными направлениями диверсификации являются связанная и несвязанная.



Рисунок 2 - Классификация диверсификации производства применительно к нефтегазодобывающим предприятиям

Примечание - составлен автором [20, с.963].

Казахстанские нефтегазодобывающие предприятия реализуют стратегию диверсификацию по следующим направлениям:

- вертикальную диверсификацию, которая предполагает в общем смысле диверсификацию инвестиций в деятельность, связанную со стадиями обработки основного продукта (например, покупка ВИНК предприятий, занимающихся добычей и нефтепереработкой, сетей автозаправочных станций и т. д.);

- горизонтальную диверсификацию выпускаемой продукции применительно к нефтегазовому комплексу развития по направлению производства сырья, на нефтеперерабатывающих заводах, либо торговля на автозаправочных станциях на внутренних рынках нефтепродуктов;

- чистую диверсификацию путем проникновения нефтегазодобывающего предприятия в новые виды деятельности, которые ранее не были в списке деятельности по генеральной лицензии. Также идет расширение портфелей



инвестиционных проектов по производству новых видов продуктов (например, нефтехимической). Имеет место вхождение разнонаправленные и независимые между собой отраслевые рынки (покупка компаниями нефтегазового сектора спортивных объектов, торговых площадей, административных офисов и т. д.).

Связанная вертикальная диверсификация применительно к нефтегазовому сектору Казахстана подразделяется на следующие виды:

- прямая диверсификация, в случае принятия нефтегазодобывающим предприятием функций, ранее выполняемых дистрибьютерами: приобретение или строительство собственных ПНЗ или АЗС, распределительных сетей электроэнергии, собственных газораспределительных объектов;

- обратная диверсификация проводится в том случае, если нефтегазодобывающее предприятие самостоятельно выполняет производственную деятельность поставщиков, устанавливая контрольные операции над переработкой нефтепродуктов или добычей углеводородного сырья.

Горизонтальная связанная диверсификации применительно к казахстанскому нефтегазовому сектору проводится по следующим направлениям [20, с.964, 23, с.63]:

- добыча нефти и газа - формирование производственной деятельности, которая обеспечивает увеличение добычи углеводородного сырья (разработка и создание новых месторождений, покупка добывающих предприятий);

- переработка нефтегазового сырья – инвестиционно-инновационное развитие деятельности, обеспечивающее расширение производственных мощностей по нефтепереработке (покупка, строительство НПЗ, АЗС, сетей распределения, выпуск нефтяной продукции с добавленной стоимостью и продукции нефтехимии);

- доставка и транспортировка (логистика) – приобретение действующих или строительство новых объектов по перевалке, транспортировке, размещению продуктов нефтепереработки и сырья, ремонту и обслуживанию транспортных сетей (приобретение танкеров, трубопроводов по транспортировке нефти и газа, нефтяных терминалов и баз хранения нефтяной продукции и т. д.);

- инновационная - развитие производства в рамках выпуска продуктов-заменителей или новых продуктов в целях дополнения к выпускаемому ассортименту нефтегазовой продукции (покупка или постройка объектов возобновляемой энергетики, позволяющих в будущем сменить привычные). Данное направление имеет цель вхождения нефтегазодобывающего предприятия в другие отрасли экономики, необходимым условием для которых являются усовершенствованные технологии вне зависимости его сбытовой и технологической связи и соответствия стратегии основным видам деятельности [22, с.142, 24, с.145].

По масштабу охвата территории диверсификация производства на нефтедобывающих предприятиях Казахстана подразделяется следующим образом:

- узкая диверсификация производства реализуется в пределах

функционирования нефтегазового комплекса и внутренних рынков сбыта нефтепродуктов и газа по Казахстану;

-широкая диверсификация производства на казахстанских нефтегазодобывающих предприятиях характеризуется проникновением в производственные системы других отраслей.

Узкая и широкая могут быть взаимосвязаны или отдельными, относительно основной деятельности нефтегазодобывающего предприятия [24, с.146].

В таблице 1 дана авторская интерпретация категории «диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии» и классификация диверсификации, присущая казахстанским нефтегазовым предприятиям.

Таблица 1 – Классификация видов и направлений диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях Казахстана

Направление и вид диверсификации	Экономическое содержание
1	2
Диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии	Расширение диверсификации производства в нефтегазодобывающих компаниях Казахстана проводится через реализацию инновационно-инвестиционных проектов по внедрению новых технологий для увеличения объемов добычи углеводородных продуктов, выпуска новых видов нефтепродуктов и продукции нефтехимии с высокой добавленной стоимостью, проникновения на связанные и несвязанные отраслевые рынки, развития логистики, установки контроля над производством и хозяйственно-экономической деятельностью в целях обеспечения устойчивости нефтегазовых предприятий
Направление	
Вертикальная диверсификация	Привлечение инвестиций для расширения переработки основной товарной продукции (переработка и приобретение сбытовых сетей)
Горизонтальная диверсификация	Расширение производства или торговля на АЗС
Чистая диверсификация	Проникновение в новые виды производственной деятельности
Связанная вертикальная	
Прямая диверсификация	Выполнение функций дистрибьютеров (наличие собственных ПНЗ или АЗС, объектов распределения газа или энергии)
Обратная диверсификация	Самостоятельное выполнение функций поставщиков, установление контроля над переработкой или добычей нефти и газа
Связанная горизонтальная	
Добыча нефти и газа	Расширение или обновление производства для роста добыча углеводородного сырья (разработка и создание новых месторождений, покупка добывающих

## Продолжение таблицы 1

1	2
	предприятий)
Переработка нефти и газа	Расширение производственных объектов по нефтепереработке
Доставка и транспортировка (логистика)	Расширение объектов по размещению нефтяной продукции, ремонту и обслуживанию транспортных сетей
Инновационное развитие	Реализация результатов НИОКР, реализация инвестиционных проектов по выпуску новых видов нефтепродуктов
По масштабу охвата территории	
Узкая диверсификация	В территориальных границах функционирования нефтегазодобывающего предприятия (внутри Казахстана)
Широкая диверсификация	Проникновение в мировые и новые отраслевые рынки нефти, газа и нефтепродуктов (продукции нефтехимии, продуктов-заменителей), в другие отрасли
Примечание – составлена автором.	

Представленная авторская общая классификация диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях в основном применительна к диверсификации нефтегазового комплекса Республики Казахстан. Данная классификация проведена в целях конкретизации категории «диверсификация производства на нефтегазодобывающем предприятии». Предлагаемая классификация позволит выявить основные критерии (показатели) оценки экономической эффективности диверсификации на нефтегазодобывающем предприятии. Определение видов и направлений диверсификации производства является основой для формирования стратегии диверсификации нефтегазового комплекса Казахстана, поиска новых путей преобразования производственных процессов и развития нефтегазового сектора в целях обеспечения устойчивости на отраслевых рынках и получения высокой доходности от продажи конкурентоспособной продукции, управления рисками при реализации инвестиционных решений или проектов, возможности быстро перестраивать основное производство в условиях глобальных экономических вызовов.

### **1.2 Методические подходы определения экономической эффективности диверсификации производства**

В научной и учебно-методической литературе на сегодня не имеется единой методики определения экономической эффективности диверсификации производства. В целях выработки единой методики и определения критериев оценки диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях стоит обратиться к отдельным результатам научных исследований, где рассматриваются аспекты оценки диверсификации.

Рассмотрим три методики определения экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.

*Первый методический подход - оценка эффективности диверсификации.*

Само экономическое содержание категории «эффективность» есть показатель результативности реализации каких-либо проектов или проектных решений по отношению к затратам. Процесс диверсификации производства является деятельностью предприятия для увеличения капитала (основных фондов, расширения портфеля активов) в целях повышения устойчивости предприятия и управления рисками в кризисные периоды времени. Как правило, внедрение диверсификации производства сопровождается дополнительными инвестициями, которые формирует денежные затраты.

Величина затрат (расходов) на диверсификацию процесса производства зависит от выбора направления или вида диверсификации на нефтегазодобывающем предприятии.

Виды затрат, которые могут быть при диверсификации производства:

- стоимость разработки бизнес-плана, проектно-сметной документации, маркетинговых исследований, затраты на проведение научно-исследовательских работ, на патентование инновационных результатов;

- стоимость приобретаемых капитальных активов (производственных зданий и сооружений, помещений, трубопроводов, нефтехранилищ, НПЗ, АСЗ, скважин и др.), затраты на строительство новых или модернизацию действующих основных фондов (объектов, цехов, нефтегазовых сооружений и др.), стоимость покупки сборных конструкций, их транспортировки и монтажа, новых технологических линий или производственного оборудования и их монтажа, стоимость приобретаемых машин (транспортных средств для перевозки нефти и газа) и инструментов, стоимость, в случае аренды, помещений или оборудования (буровых установок, нефтяного и газового оборудования, геологических линий для НПЗ, для проведения геологических разведок) и другие расходы, затраченные на расширение основных производственных фондов;

- затраты на покупку сырья, материалов, запасов и малоценного инвентаря, расходы на их транспортировку и хранение, другие логистические затраты;

- расходы на подготовку и переподготовку кадров для работы на новом оборудовании, на прием новых работников в связи с изменением производственно-хозяйственной деятельности нефтегазодобывающего оборудования;

- плата за пользование заемными средствами, связанными с реализацией инвестиционных проектов или решений по диверсификации (плата за кредиты банка);

- расходы на сервисное обслуживание, аутсорсинг, франшизу, консалтинговые услуги, связанные с реализацией диверсификации производства;

- прочие неучтенные расходы, затраты на непредвиденные случаи (риски).

Для каждой отдельно взятой диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии будут определяться индивидуальные показатели с учетом специфики и ценовых предложений стоимости элементов

затрат, связанных с диверсификацией.

Так, можно предположить следующий обобщенный вид суммарных значений всех затрат на диверсификацию производства:

$$\sum C_{Д} = \sum C_{ПР} + \sum C_{КА} + \sum C_{СМ} + \sum C_{ПК} + \sum C_{КБ} + \sum C_{СУ} + \sum C_{ПЗ} \quad (1)$$

где:

$\sum C_{Д}$  – стоимость (суммарные затраты) диверсификации, денежная единица;

$\sum C_{ПР}$  – сумма стоимости на проведение подготовительных работ, денежная единица;

$\sum C_{КА}$  – сумма стоимости на приобретение капитальных активов, денежная единица;

$\sum C_{СМ}$  – суммарная стоимость сырья и материалов, денежная единица;

$\sum C_{ПК}$  – суммарные затраты на переподготовку и подготовку кадров, денежная единица;

$\sum C_{КБ}$  – суммарная стоимость кредитов банка, денежная единица;

$\sum C_{СУ}$  – суммарная стоимость сервисных и прочих обслуживающих услуг, денежная единица;

$\sum C_{ПЗ}$  – прочие неучтенные затраты, денежная единица.

Эффективность диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий зависит от результативности. Суммарные затраты на проведение диверсификации должны быть по истечению срока окупаемости инвестиционного проекта ниже показателей результативности. Простое экономическое содержание – доходы от диверсификации должны превышать расходы.

Показатели результативности диверсификации производства отдельные авторы трактуют по-разному. Так, Сафонова Т. Ю. [25] подразделяет показатели эффекта от диверсификации организаций нефтегазового комплекса на ожидаемые эффекты за счет снижения издержек на проведение производственных процессов и реализацию продукции, транзакционных издержек, роста продаж на нефтяную продукцию, увеличения объемов выпуска продукции, снижения нормативных затрат, достижения социально-экономической результативности.

Войтович Ю. А. [26] предлагает классифицировать виды получаемых эффектов от диверсификации производства с учетом синергетической результативности. Автор рекомендует выявить определенные синергетические связи на всем пути реализации инвестиционного проекта по диверсификации производства, направленные на достижение критериев по повышению эффективности деятельности предприятия.

С точки зрения Войтовича Ю. А. [26, с.65] определяются следующие основные показатели эффекта синергии: эффект масштаба, эффект интеграции, эффект комплексных преимуществ, эффект конгломерата в результате расширения продукции для разных отраслевых рынков. Синергетические связи

проявляются на стадиях реализации инвестиционного проекта диверсификации производства, производственного процесса, эксплуатации объектов диверсификации и реализации продукции.

Классификацию показателей эффектов от диверсификации производства авторы предлагают проводить на уровне нефтегазового комплекса или же с учетом синергии связи.

В настоящем исследовании предлагается авторская классификация эффектов от диверсификации на нефтегазодобывающем предприятии как отдельно взятой организации нефтегазового сектора национальной экономики Казахстана.

С учетом авторской классификации направлений и видов диверсификации казахстанских нефтегазодобывающих предприятий, рассмотренных в разделе 1.2, рекомендуется выделить следующих показателей результативности (эффекта):

- дополнительный ожидаемый доход предприятия, полученный в результате реализации новых видов нефтяной продукции (нефтепродуктов, продукции нефтехимии);

- ожидаемая прибыль от реализации увеличенного объема продукции на новых отраслевых рынках, полученного в результате диверсификации (замена технологического оборудования, реализации инновационного проекта и др.);

- эффект от снижения себестоимости продукции за счет использования роботизированного или инновационного оборудования;

- ожидаемый эффект за счет сокращения посреднических услуг поставщиков сырья и материалов;

- ожидаемый эффект за счет использования эффективных форм организации производственных процессов от диверсификации;

- ожидаемые другие эффекты (возможность получения дополнительных доходов сервисными компаниями, создание новых рабочих мест (в виде полученной заработной платы работниками, социальные эффекты, экологические эффекты и др.).

Сумма эффективности по аспектам результативности от диверсификации производства для каждого конкретного инвестиционного проекта определяется индивидуально. Но в общем виде суммарное значение эффектов от диверсификации можно представить так:

$$\sum \mathcal{E}_d = \sum \mathcal{E}_{pp} + \sum \mathcal{E}_o + \sum \mathcal{E}_{c/c} + \sum \mathcal{E}_{пу} + \sum \mathcal{E}_{op} + \sum \mathcal{E}_{cy} + \sum \mathcal{E}_{др} \quad (2)$$

где:

$\sum \mathcal{E}_d$  – суммарные эффекты от диверсификации, денежная единица;

$\sum \mathcal{E}_{pp}$  – суммарные эффекты от реализации расширенного ассортимента продукции, денежная единица;

$\sum \mathcal{E}_o$  – суммарные эффекты от увеличения объемов выпуска товарной продукции, денежная единица;

$\sum \mathcal{E}_{c/c}$  – суммарные эффекты от снижения себестоимости продукции и других видов издержек, тенге;

$\Sigma C_{пу}$ – эффект от сокращения посреднических услуг поставщиков, денежная единица;

$\Sigma Э_{ор}$ – эффект от внедрения новых форм организации производства, денежная единица;

$\Sigma C_{су}$ – эффекты, получаемые сервисными услугами, денежная единица;

$\Sigma C_{др}$ – сумма других эффектов, денежная единица.

Безусловно, модели суммарных затрат и ожидаемых эффектов от диверсификации производства являются весьма условными, поскольку в реальной практике на каждый процесс диверсификации определяются и рассчитываются показатели, присущие индивидуально реализуемому инвестиционному проекту диверсификации.

Экономическую эффективность диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия можно определить таким весьма простым, распространенным методом в экономике, как соотношение этих двух показателей при условии наличия ряда показателей по затратам и результативности:

$$Э_{дп} = \Sigma C_{д} / \Sigma Э_{д} \quad (3)$$

где:

$Э_{дп}$ – экономическая эффективность диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия.

*Второй методический подход – экономическая целесообразность диверсификации.*

Предлагаемая методика оценки экономической эффективности диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия основана на конечной стоимости товарной продукции. При таком подходе цель диверсификации производства – выпуск продукции с добавленной стоимостью. Предприятия нефтегазового сектора в основном стремятся к переработке сырьевых нефтегазовых ресурсов в готовые виды товарной продукции.

Цепочка создания добавленной стоимости нефтяной продукции включает взаимосвязанные процессы, состоящие из трех этапов:

-разведка месторождений и добыча нефти и газа (в том числе и вспомогательные нефтепромысловые сервисные структуры) – апстрим;

-транспортировка, хранение, перевалочные объекты (все виды логистики в нефтегазовом секторе) - мидстрим;

-нефте- и газопереработка сырья (выпуск нефтепродуктов, продуктов нефтехимии, в т.ч и маркетинг) – даунстрим [27].

Термины «апстрим», «мидстрим» и «даунстрим» в международную терминологию нефтегазовых понятий заимствованы от английских и американских нефтяных компаний.

Апстрим - самый рискованный, но в тоже время самый прибыльный сектор добычи нефти и газа, который включает геологоразведку на нефть и газ.

Такие виды работ могут проводить только крупные нефтегазодобывающие предприятия (ВИНК), которые контролируются государством. Они, как правило, имеют собственные ГПЗ, нефтепромысловые хозяйства, сервисные и обслуживающие структуры.

Мидстрим – морская, трубопроводная, железнодорожная, автомобильная транспортировка нефти и газа и нефтепродуктов. Очень большие нефтегазовые компании могут иметь подразделения по транспортировке углеводородов. В основном транспортировкой нефти и газа занимаются отдельные организации.

Даунстрим – нефтеперерабатывающие заводы, сети по сбыту нефтепродуктов, базы хранения продукции нефтепереработки. В настоящее время нефтегазодобывающие предприятия стремятся иметь сектор даунстрим для создания продуктов с добавленной стоимостью [28].

Рассмотрим пример оценки диверсификации производства по сектору даунстрим, поскольку данный этап цепочки создания добавленной стоимости наиболее распространённый процесс диверсификации предприятий нефтегазового сектора и направлен на расширение ассортимента выпуска продукции (услуг).

Данный метод также основан на сравнении показателей: объема реализованной продукции и полученной прибыли предприятия.

Расчет объема реализованной продукции в стоимостном выражении, полученной в результате диверсификации производства, определяется:

$$C_0 = C_{O1} + C_{O2} + C_{O3} + \dots + C_{Oi} = O_1 \times Ц_1 + O_2 \times Ц_2 + O_3 \times Ц_3 + \dots + O_i \times Ц_i \quad (4)$$

где:

$C_0$  – стоимость объема реализованной продукции, выпущенной в результате диверсификации, денежная единица;

$C_{O1}, C_{O2}, C_{O3}, \dots, C_{Oi}$  – объем реализации 1-го, 2-го, 3-го, ...,  $i$ -го вида продукции в стоимостном (денежном) выражении, денежная единица;

$O_1, O_2, O_3, \dots, O_i$  – объем реализованной 1-го, 2-го, 3-го, ...,  $i$ -го вида продукции в натуральном выражении;

$Ц_1, Ц_2, Ц_3, \dots, Ц_i$  – цена продажи 1-го, 2-го, 3-го, ...,  $i$ -го вида продукции, денежная единица.

При оценке принимаются во внимание только проданный объем продукции, равный выпущенному объему продукции без учета на складах.

Прибыль от реализации продукции, полученной в результате диверсификации производства:

$$P_{рп} = O_1 \times (Ц_1 - C_{C1}) + O_2 \times (Ц_2 - C_{C2}) + O_3 \times (Ц_3 - C_{C3}) + \dots + O_i \times (Ц_i - C_{Ci}) \quad (5)$$

где:

$P_{рп}$  – прибыль от реализации продукции, денежная единица;

$C_{C1}, C_{C2}, C_{C3}, \dots, C_{Ci}$  – себестоимость 1-го, 2-го, 3-го, ...,  $i$ -го вида продукции, денежная единица.



Почему в данной методике оценки диверсификации производства предлагается выбирать именно показатели по объему выпущенной продукции и прибыль от реализации дополнительной продукции?

Во-первых, чем больше предприятие будет выпускать нефтяной продукции и чем больше будет спрос на отраслевом рынке на данную продукцию, тем больше предприятие будет находиться на устойчивых конкурентных позициях, и будет иметь возможность изменять цену и себестоимость товарного продукта в зависимости от сложившегося спроса на рынке. Во-вторых, прибыль от реализации продукции является источником инвестирования для дальнейшего развития и диверсификации производства предприятия.

Наличие большого объема производимой продукции без обеспечения прибыли приведет к сокращению ресурсов предприятия. Такое положение имело место на мировых рынках нефти и нефтепродуктов в марте-апреле 2020 года, когда спрос упал, цены практически обнулились, имело место перепроизводство товарной продукции, нехватка объектов и баз для хранения нефти и нефтепродуктов. В результате страны-экспортеры нефти пришли к соглашению ОПЕК+ (сокращение суточной добычи нефти суммарно по миру на 9,7 млн. баррелей на 2 года) [29].

И наоборот, если предприятие будет иметь высокую прибыль при низком объеме реализованной продукции, оно будет более уязвимо по отношению к текущему состоянию отраслевого рынка, чем могут воспользоваться конкуренты.

Чтобы определить ожидаемую экономическую эффективность диверсификацию производства, стоит обратиться к диверсификационному потенциалу.

С учетом производственных возможностей нефтегазодобывающего предприятия отбираются те направления производственной деятельности (новые продукты или расширения ассортимента товарной продукции, рост объемов выпускаемой продукции), при которых обеспечивается максимизация объемов производимой товарной продукции при наличии безубыточности предприятия с учётом емкостей объемов рынков сбыта товара.

Для определения эффективности диверсификации можно использовать экономическую модель оптимизационной задачи, направленную на оценку возможностей диверсификации производства на предприятии: производственные ограничения, уровень спроса и экономическую целесообразность диверсификации. Для оценки диверсификации производства полученные показатели численных величин оптимизационной задачи надо сравнить с показателями объема производимой продукции и прибыли от реализации продукции.

Как правило, ни одна экономическая или математико-экономическая модель не является универсальной для применения.

Модель оптимизационной задачи рассматривается индивидуально в зависимости от предмета и объекта исследования. В связи с таким положением могут иметь место следующие допущения: 1) обычно на этапе входа в границы

экономической модели численные значения по спросу и цене товарной продукции принимаются согласно установившимся рыночным законам;

2) учитываются те ресурсы, которые имеются на предприятии.

В экономической модели принимаются отдельные ограничения:

- по спросу на продукцию:

$$O_i \leq S_i \text{ или } i = 1 \dots I, O_i \leq S_i, i = 1 \dots I \quad (6)$$

где:

$S_i$  – ожидаемый спрос на  $i$ -тый ( $I$ ) вид товарной продукции;

- по использованию ресурсов предприятия:

$$O_i \times R_{i,q} \leq R_i, i = 1 \dots I, q = 1 \dots Q \quad (7)$$

где:

$R_{i,q}$  – затраты на использование ресурсов для производства  $i$ -той товарной продукции.

$q$  ( $Q$ ) – потребление ресурсов;

- по расходам на подготовку к производству товарной продукции

$$O_i \times Z_i - \min \quad (8)$$

где:

$Z_i$  – затраты на подготовку к производству  $i$ -той товарной продукции;

- по финансированию:

$$O_i \times C_{ci} \leq C_o, i = 1 \dots I \quad (9)$$

- по безубыточности предприятия при производстве каждого вида (ассортимента) товарной продукции:

$$\Pi_i - C_{ci} \geq 0, i = 1 \dots I \quad (10)$$

где:

$\Pi_i$  – прибыль от реализации  $i$ -той товарной продукции.

В представленной экономической модели определяется сумма предстоящих к использованию ресурсов по каждому  $i$ -тому виду товарной продукции в отдельности. При этом основной задачей выбора вида диверсификации производства выступает определение количества (объемов) и ассортимента предстоящей к производству (выпуску) продукции. Такая методика выбора диверсификации производства по расширению ассортимента

и объемов выпускаемой продукции позволит дать экономическую оценку деятельности предприятия для производства различного ассортимента продуктов.

Нефтегазодобывающие предприятия, как и любой другой промышленный субъект хозяйственной деятельности, не всегда имеют возможность реализовать сразу все направления диверсификации, так как имеет место ограничение производственно-финансовых ресурсов.

Применение экономической модели определения целесообразности диверсификации производства поможет предприятию при разработке стратегии по диверсификации его производственных процессов. Определив диверсификационный потенциал, нефтегазодобывающее предприятие будет проводить все возможные мероприятия по повышению своей прибыльности и устойчивости на отраслевых рынках.

Поскольку результаты, полученные в результате использования экономической модели, бывают чувствительными, при сравнительных оценках стоит принимать средние геометрические значения. Одни численные значения могут быть низкими, другие - высокими.

Оценка показателя экономической целесообразности диверсификации производства проводится при следующем ограничении:

$$ДП > 0 \dots \dots \infty \quad (11)$$

где:

ДП – диверсификация производства.

Таким образом, при использовании экономической модели можно оценить «разумность» диверсификации производства:

- если показатель ДП больше 0 до «бесконечности», то предприятие может пересматривать инвестиционный портфель проектов по диверсификации производства;
- если показатель ДП равен 1, то предприятие может выйти на безубыточность при прочих равных условиях.

Экономическое содержание определения показателя потенциала диверсификации производства состоит в том, что предприятие без рисков может само выбирать решение по изменению ассортимента и объёму выпускаемой товарной продукции.

Третий методический подход – оценка диверсификации через определение показателей эффектов инвестиционных проектов.

В настоящей диссертации выше указывалось, что нефтегазодобывающие предприятия Казахстана в настоящее время разрабатывают новые стратегии по диверсификации производства в условиях мировых экономических вызовов через пересмотр портфеля инвестиционных проектов. Каждый инвестиционный проект – это новое направление по диверсификации производства для каждого отдельно взятого нефтегазодобывающего предприятия. Однако инвестор всегда просит дать экономическое обоснование

эффективности инвестиционного проектного решения или проекта [34].

Для выбора инвестиционного проекта разрабатывается бизнес-план и технико-экономическое обоснование, где рассматриваются все этапы жизненного цикла проекта: прединвестиционный, инвестиционный и эксплуатационный.

В имеющихся учебниках и учебной литературе по оценке эффективности проектов дано информационно-ознакомительное содержание, которое нужно дорабатывать для каждой отдельно взятой отрасли экономики, проводить какие-либо «привязки» [30-36]. Вопросы эффективности инвестиционной деятельности предприятий раскрыты в учебниках и научных монографиях авторов, проводящих исследования в области экономики нефти и газа: Дунаева В. Ф., Шпакова В.Д., Андреева А. Ф., Зубаревой В. Д., Колесова С. Б., Конопляника А.А. [37-42]. Отдельные экономические аспекты оценки инвестиционных проектов представлены в трудах Кузьмина Г., Молодых П.В., Макарова А. В., Ильсова И. Т. [44-47]. В периодической литературе представлены результаты исследований по оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовом секторе, которые носят индивидуальный характер и рассмотрены на примере отдельно взятого проекта [48-55].

Среди казахстанских авторов вопросам развития нефтегазового комплекса с учетом инвестирования в его развитие и оценки инвестиционных проектов по отдельным направлениям посвящены работы Егорова О.И., Чигаркиной О.А, Шалболовой У.Ж., Елпановой М.А. [56-63].

В диссертационной работе представлена методика оценки эффективности инвестиционных проектов, направленных на реализацию процесса диверсификации нефтегазового предприятия как самостоятельного хозяйствующего субъекта. Поскольку автором ранее рассмотрены методики оценки экономической эффективности диверсификации производства общего характера и методика экономической оценки потенциала диверсификации по расширению ассортимента и объемов нефтяной продукции, то по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов выбраны направления диверсификации непосредственной разработки месторождений нефти и газа как основного вида деятельности нефтегазодобывающего предприятия.

Самым главным фактором для привлечения инвестора в разработку углеводородного сырья является инвестиционная привлекательность нефтегазового месторождения. Как правило, нефтегазодобывающее предприятие проводит операционную деятельность на нескольких месторождениях, которые имеют разные запасы сырья, различны по качественным характеристикам добываемой нефти, имеют разные приоритетные направления для дальнейшей разработки. Для оценки инвестиционного проектного решения или проекта надо сегментировать все месторождения по их специфическим признакам и для каждого проекта выделить отдельные условия оценки.

1) Должна быть проведена оценка экономической эффективности по

объемам добычи нефти по единому методическому подходу, принятому на нефтегазодобывающем предприятии.

2) Показатели оценки для проведения расчетов для всех месторождений должны пересчитываться на конкретные периоды времени с учетом ценовой политики на мировых отраслевых рынках.

3) Для каждого месторождения должны быть определены в отдельности эксплуатационные затраты и их удельный вес в общих издержках производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия.

4) Каждое предприятие в обязательном порядке проводит прогнозные расчеты по добыче нефти на текущий и будущие периоды времени. Объемы добычи могут изменяться в зависимости от интенсивности разработки месторождения, или же нефтяные предприятия будут вынуждены сокращать объемы нефтяной продукции в случае снижения спроса на отраслевых рынках. Например, такая ситуация имела место в мире во второй половине 2020 года с перспективой снижения объемов добычи нефти до 2023 года (по соглашению ОПЕК+).

По окончании предварительной оценки инвестиционных проектов месторождения ранжируются по признакам высокой инвестиционной привлекательности на малорентабельные и нерентабельные. Как правило, нефтегазодобывающие предприятия нерентабельные месторождения выносят на отраслевые рынки для продажи. Для рентабельных месторождений разрабатываются стратегические программы по диверсификации (могут быть инвестиционные проекты по строительству или модернизации инфраструктурах объектов, по приобретению инновационных технологий для бурения и добычи нефти, строительство ГПЗ для продажи попутного газа, выбор новых направлений по экспорту или транспортировке нефти и газа, по проведению дальнейших геологических и изыскательных работ и др.).

Виды диверсификации на нефтегазодобывающем предприятии определяются в зависимости от целей и сроков реализации инвестиционных проектов. Если инвестиционный проект направлен на решения текущих проблемных задач (текущий ремонт нефтяного оборудования и инфраструктурных объектов, повышение уровня нефтеотдачи, приобретение технологического или транспортного оборудования, машин и механизмов), то срок реализации проекта определятся не более чем на 1 год [35].

Сроки от 3-х до 5-ти лет устанавливаются на реализацию инвестиционных проектов, направленных на диверсификацию более крупных производственных процессов (капитальный ремонт или модернизация объектов и сооружений, установка и монтаж новых бурильных скважин или технологического оборудования, внедрение инновационных технологий по добыче углеводородов, введение дополнительных стволов, проведение работ по разрыву пласта нефтяных залежей, резервуарные объекты, НПЗ, АЗС, нефтепроводы, газопроводы, и др.).

Много времени требуется на реализацию инвестиционных проектов по проведению геологических работ и разведки месторождений, реализацию новых проектов бурения нефтяных месторождений – порядка 15 лет и более.

При планировании инвестиционных проектов по диверсификации производства надо также учитывать и непредвиденные расходы, экономические риски, аварийные ситуации, изменение сроков денежных потоков на реализацию проекта. Все непредвиденные и прочие затраты по реализации инвестиционного проекта должны закладываться при разработке бизнес-планов и технико-экономического обоснования, учитываться на стадиях экономической оценки.

Проводя экономическую оценку диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии через реализацию инвестиционного проекта надо учитывать ряд показателей (таблица 2).

Таблица 2 – Классификация показателей для оценки инвестиционных проектов

Показатель	Содержание
1	2
Объемы потребления	Спрос на мировых рынках, какие страны являются импортерами нефтяной и газовой продукции, прогнозные расчеты на объемы продаж
Конкуренты	Страны-конкуренты, динамика поставок объемов нефтяной продукции странами ОПЕК и другими странами-экспортерами нефти и газа
Доступность на рынки сбыта продукции	Транспортная и географическая доступность на региональные рынки (Западная Европа, Восточная Европа, Южная Европа, Юго-Восточная Азия, Китай, Турция, Россия, Центральная и Средняя Азия, Афганистан - основные региональные рынки нефти и газа, куда поставляется казахстанская нефтяная продукция)
Цена продукции	Ценовая волатильность, курс доллара по отношению к национальной денежной единице, темпы инфляции
Темпы инфляции	Из-за больших сроков реализации проектов необходимо прогнозировать денежные потоки с учетом инфляции
Капитальные вложения	Единовременные затраты на приобретение оборудования, строительных материалов и конструкций с учетом транспортных расходов до месторождения. Затраты на монтаж и установку оборудования и строительно-монтажные работы. Амортизация учитывается с начала реализации инвестиционного проекта
Операционные расходы и текущие расходы	Расчет производится на основе нормативных условно-переменных и условно-постоянных затрат на основе имеющихся показателей по предыдущим периодам времени конкретно по каждому месторождению в отдельности. Текущие затраты на временные здания и сооружения, на содержание работников на месторождении, на малоценный инвентарь и оборудование и др. Нефтяные компании приобретают услуги сторонних сервисных структур по надземным и подземным работам, бурению скважин и текущему обслуживанию оборудования
Эксплуатационные расходы	Затраты на электричество и горюче-смазочные материалы, заработная плата, затраты на эксплуатацию и амортизацию машин и механизмов, эксплуатации введенного инвестиционного объекта до выхода на безубыточность и в дальнейшем – до показателя прибыльности

Продолжение таблицы 2

1	2
Преинвестиционные производственные затраты	Подготовка проектно-сметной документации, изыскательские работы, затраты по утверждению инвестиционного проекта и включению его в план по диверсификации производства, маркетинговые исследования и другие специфические работы, присущие каждому проекту в отдельности
Непроизводственные административные расходы	Оплата кредитов банка (по заемным денежным ресурсам), на подготовку и переподготовку кадров, консалтинговые выплаты, услуги сторонних организаций и др.
Управление проектом	Затраты по управлению инвестиционным проектом на всех этапах его жизненного цикла до выхода на прибыль по реализации нефтяной и газовой продукции
Прочие расходы	Неучтенные расходы по операционному управлению рисками проекта, затраты, свойственные реализации проекта с учетом его специфики и особенностей
Примечание - составлена автором.	

Как правило, для каждого инвестиционного проекта могут быть необходимы и другие показатели, или же не все показатели, приведенные в таблице 2, потребуются для проведения расчетов по оценке экономической эффективности.

Непосредственная оценка экономической эффективности инвестиционного проекта проводится на основе «привязанных» показателей по известной методике [30, с.44]. На основе изучения и использования ранее известных методических подходов автором показаны модели последовательности расчетов (примеры расчетов).

1) Определяется чистый дисконтированный доход (NV) – сумма всех денежных потоков в течение всего периода реализации инвестиционного проекта.

2) Рассчитывается срок окупаемости инвестиционного проекта — количество лет (или месяцев), которые необходимы для полного возврата первоначальных капитальных вложений. Определяется точка равновесия денежных потоков по затратам и денежных потоков по доходам по простой формуле:

$$PP = \frac{\text{Затраты на инвестиции}}{\text{Денежный поток}} \quad (12)$$

где:

Затраты на инвестиции – это первоначальные инвестиции (капитальные вложения) в инвестиционный проект;

Денежный поток (NV) учитывается за определенные периоды времени (годы, месяцы).

3) Показателем определения изменений потока денежных средств и разницы между дисконтированными денежными доходами и расходами является чистый дисконтированный доход.

Метод оценки по чистому дисконтированному доходу применяется с целью отбора наиболее эффективного проекта или проектного решения для инвестирования. Во всех литературных источниках дается единая формула расчета чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CF_0, \quad (13)$$

где:

$NPV$  – чистый дисконтированный доход проекта;

$CF_t$  – денежный поток в период времени  $t$ ;

$CF_0$  – денежный поток в первоначальный момент.

Первоначальный денежный поток равняется инвестиционному капиталу ( $CF_0 = IC$ );  $r$  – ставка дисконтирования (барьерная ставка).

Для сравнения можно рассмотреть вариант расчета через определение чистой приведенной стоимости проекта (ЧПС). Данный показатель определяется использованием чистых денежных потоков и определяется по формуле:

$$\text{ЧПС} = \frac{\text{сумма всех денежных потоков}}{(1+r)^t} - \text{начальные инвестиции}, \quad (14)$$

где:

$CF_i$  – чистый денежный поток для  $i$ -го периода;

$IC$  – начальные инвестиции;

$r$  – ставка дисконтирования (стоимость капитала, привлеченного для инвестиционного проекта).

4) Для определения ставки дисконтирования определяются коэффициент внутренней нормы прибыльности инвестиционного проекта (IRR). При этом чистый дисконтированный доход должен равняться нулю.

Коэффициент внутренней нормы прибыли инвестиционного проекта определяется по формуле:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - CF_0 \quad (15)$$



где:

CF – поток денежных средств, направленный на объект инвестирования;  
IRR – показатель внутренней нормы прибыли;  $CF_0$  – поток денежных средств в момент начала реализации проекта.

5) Проводится расчет индекса прибыльности инвестиций (PI) - индекса доходности по отношению к чистому дисконтированному доходу. При положительном значении чистого дисконтированного дохода индекс доходности показывает значение больше 1.

Экономической сущностью показателя коэффициента индекса доходности выступает оценка веса инвестиционных средств, направленных на каждую вложенную денежную единицу [31].

Показатель коэффициента индекса доходности рассчитывается путем соотношения дисконтированной стоимости будущих денежных потоков к стоимости первоначальных инвестиций. PI определяется по формуле:

$$PI = \frac{NPV}{IC} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{IC} \quad (16)$$

где:

NPV – чистый дисконтированный доход;

CF – денежный поток;

n – срок реализации проекта;

r – ставка дисконтирования (%);

IC – вложенный (затраченный) инвестиционный капитал.

В случае разновременной реализации инвестиционных выплат следует все величины инвестиционного капитала (IC) привести к единой стоимости, другими словами, дисконтировать его. Формула (8) в этом случае примет следующий вид:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{IC}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

Таким образом, при более высокой величине коэффициента прибыльности инвестиций инвестор получает наибольший возврат денежных средств в расчете на вложенный капитал.

Представленный выше критерий, как правило, применяется при выборе разных или альтернативных инвестиционных проектов. Практика показывает, что большая величина коэффициента индекса прибыли не всегда может указывать на эффективность проекта. Причина в том, что может иметь место завышение оценки стоимости будущих доходов или не совсем корректное распределение периодов [33].

б) Помимо расчета срока окупаемости статическим методом также следует еще рассчитать дисконтированный срок окупаемости инвестиций (DPP) - определение срока окупаемости инвестиций (капитальных вложений) с учетом дисконтированных затрат. Принимаются во внимание временная стоимость денег и будущая возможность реинвестирования денег.

DPP рассчитывается по формуле:

$$DPP = \min n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} > IC \quad (18)$$

где:

IC – капитальные вложения

CF – поток денежных средств, созданный объектом инвестиций;

r – ставка дисконтирования;

t – время

Любые деньги с течением времени уменьшают свою стоимость из-за инфляции. Метод оценки периода дисконтированного срока окупаемости инвестиций более точно определяет срок возврата первоначальных капитальных вложений. Однако расчет показателя дисконтированного срока окупаемости проекта зависит от того, насколько вовремя будут поступать денежные средства для реализации проекта. Надо также учитывать, что на протяжении жизненного цикла инвестиционного проекта зачастую на практике изменяется ставка дисконтирования. На изменение ставки дисконтирования в период реализации проекта могут влиять как внутренние (производственные, организационные), так и внешние (политические, экономические, непредвиденные) факторы.

7) По итогам полученных критериев экономической эффективности инвестиционного проекта инвестор выбирает наиболее прибыльный (привлекательный) вариант проекта (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор эффективного варианта инвестиционного проекта через использование разных методических подходов оценки количественных показателей (критериев)

Количественные показатели	Критерий выбора инвестиционного проекта
Период окупаемости	Минимальный срок из всех вариантов
Рентабельность инвестиционного капитала	Должно быть больше 0
Чистый дисконтированный доход	Должно быть больше 0
Внутренняя норма прибыли	Должно быть больше средневзвешенной стоимости капитала
Индекс прибыльности	Должно быть больше 1
Дисконтированный период окупаемости	Минимальный срок из всех вариантов
Примечание - составлена автором.	

Наиболее результативные инвестиционные проекты отбираются на основе применения разных методических подходов и методов оценки инвестиционных проектов по диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях.

8) Одним из основных экономических инструментов оценки эффективности инвестиционного проекта является анализ показателя - точки безубыточности инвестиций.

Это критический показатель оценки проекта, когда нефтегазовое предприятия в результате диверсификации производства не имеет убытков, но и не имеет доходов. Точка безубыточности прогнозирует минимальное количество выпускаемой продукции, при котором затраты компенсируются доходами (издержки производства в точке безубыточности окупаются).

Анализ точки безубыточности можно проводить в зависимости от цели инвестиционного проекта, его отраслевой принадлежности:

- через натуральные или стоимостные измерители продаж объемов нефтяной продукции, т. е. определить, какой объем товарной продукции (по количеству или стоимости) нужно продать для достижения точки безубыточности в результате реализации инвестиционного проекта;

- через показатели использования мощностей объекта инвестирования в период реализации проекта – на сколько процентов максимально можно использовать основное технологическое оборудование в промежуток времени (смена, рабочий день, месяц, год) для производства определенного объема нефтяной продукции, чтобы достигнуть точки безубыточности к запланированному (прогнозируемому) времени в течение жизненного цикла инвестиционного проекта [32].

Первый этап расчета безубыточности проекта - определение количества продукции для достижения безубыточности (Q).

Для расчета точки безубыточности инвестиционного проекта необходима определенная информация: объем проданной продукции (выручка, объем продаж); цена продукции: показатель постоянных и переменных затрат) [36].

$$Q = \frac{\text{Постоянные затраты предприятия}}{\text{цена продукции} - \text{переменные затраты на единицу продукции}} \quad (19)$$

Второй этап расчета безубыточности проекта – коэффициент использования мощности объекта инвестирования в точке безубыточности продукции ( $K_m$ )

$$K_m = \frac{Q}{Q_{\max} \times 100} \quad (20)$$

где:

$Q_{\max}$  – максимальный объем выпуска продукции при использовании на полную мощность объекта инвестирования.

На основании исследованных и рекомендованных методических подходов по оценке диверсификации производства в таблице 8 представлена авторская методика оценки диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях (таблица 4).

Таблица 4 – Методические подходы определения экономической эффективности диверсификации производства

Методический подход по оценке диверсификации производства	Принципы подхода для оценки диверсификации производства	Экономическое содержание
1	2	3
Оценка эффективности диверсификации		Результативность диверсификации производства через определение показателя соотношения суммарной стоимости затрат к общей сумме всех конечных эффектов от диверсификации производства
Экономическая целесообразность диверсификации производства	<p>Ограничение:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- спрос на товарную продукцию <math>O_i \leq S_i</math>;</li> <li>-ресурсное ограничение: <math>O_i \times R_{i,q} \leq R_i</math>;</li> <li>-производственные расходы на создание продукции: <math>O_i \times Z_i - \min</math>.</li> <li>-финансовые ограничения: <math>O_i \times C_{ci}</math> ;</li> <li>-показатель безубыточности диверсификационного проекта: <math>\Pi_i - C_{ci} \geq 0</math> ;</li> <li>-расчет необходимости диверсификации: <math>ДП &gt; 0 \dots \dots \infty</math></li> </ul>	Основана на конечной стоимости товарной продукции с добавленной стоимостью. Сравнение ожидаемых показателей стоимости объема реализованной нефтяной продукции и полученной прибыли в результате планируемой диверсификации производства. Имеются ограничения по использованию различных ресурсов. При условии ожидаемого показателя диверсификации больше 0 до бесконечности проект принимается как эффективный
Оценка показателей экономической эффективности инвестиционных проектов, показателей результативности диверсификации производства	<p>Показатели для оценки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-оценка объемов потребления нефтяной продукции;</li> <li>-рынки сбыта;</li> <li>-цена продукции;</li> <li>-темпы инфляции;</li> <li>-капитальные вложения;</li> <li>-операционные расходы;</li> <li>-предынвестиционные расходы;</li> <li>-непроизводственные расходы;</li> <li>-управление проектом;</li> </ul>	В инвестиционных проектах по диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях предварительно надо составить прогнозы продаж и объемы предложений на рынках нефти и газа со стороны конкурентов, рассчитать все единовременные вложения и операционные расходы, учитывать все затраты на этапах жизненного цикла инвестиционного проекта с учетом специфики нефтегазового

Продолжение таблицы 4

1	2	3
	-прочие расходы	сектора, расчеты проводить с учётом ценовой волатильности на мировых рынках и ожидаемых темпов инфляции, расходы по управлению проектом и операционному управлениями рисками.
Методы оценки инвестиционных проектов	Определение показателей: NV; T <sub>0</sub> ; NPV; IRR; PI; DPP; точка безубыточности	Денежные потоки, простой и дисконтированные периоды окупаемости инвестиционного проекта, чистый дисконтированный доход; внутренняя норма прибыли, индекс прибыльности, точка безубыточности проекта.
Примечание – составлена автором.		

Во второй и третьей главах диссертационного исследования будут даны результаты оценки диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях на материале нефтегазового сектора, функционирующего на территории Кызылординской области. Также будет проведена оценка экономической эффективности отдельно взятых реальных инвестиционных проектов.

### 1.3 Мировая практика диверсификации нефтегазового сектора экономики

Мировые экономические системы, развивающиеся благодаря наличию больших объемов природно-сырьевых ресурсов, все больше специализируются на добыче и экспорте энергетических продуктов, которые в основном экспортируются на отраслевые рынки в необработанном виде. Страны, поставляющие на мировые рынки углеводородное сырье, зависят от волатильности цен и ценовой политики, в результате чего экономика стран-экспортеров нефти и газа не всегда устойчива. Исторически сложилось так, что такие страны, пополняя государственные бюджеты за счет быстрых поступлений от экспорта нефти и газа, меньше развивают обрабатывающие сектора промышленности, где производятся товары с добавленной стоимостью. Эти страны на определенный период времени получили шанс развивать свою экономику за счет продажи сырья, но в долгосрочной перспективе переходят на диверсификацию экономики для обеспечения устойчивости в условиях неопределенностей (снижения спроса на сырье, волатильность цен на ресурсы, экологические вызовы, научно-техническое развитие, расширение использования нетрадиционных источников энергии, влияние пандемии COVID-19 и др.).

Страны-производители и экспортеры нефти и газа в течение последних двух десятилетий проводят реформы в целях обеспечения сильного роста экономики через расширение промышленных секторов экономики путем

выпуска продуктов глубокой переработки с высокой добавленной стоимостью.

Казахстан, обладая богатыми сырьевыми ресурсами, является страной с относительно высокими динамическими величинами ВВП на душу населения. Казахстан начал свою структурную трансформацию по расширению доли обрабатывающей промышленности по отношению с другими странами, экспортирующими нефть и газ, сравнительно недавно. При этом страна опирается на опыт диверсификации нефтегазового комплекса других стран - производителей нефти и газа с учетом наличия собственных производственных мощностей, ресурсных возможностей, размещения производительных сил по территориальным признакам, кадровой обеспеченности, транспортной доступности рынков сбыта, спроса на ту или иную товарную продукцию и других возможностей организации производств для выпуска и экспорта продуктов с высокой добавленной стоимостью. В контексте диверсификации нефтегазового сектора национальной экономики Казахстан получает возможность отойти от зависимости цен на нефть и газ.

До 1990-х годов в течение длительного времени цены на нефть были на уровне 18 долларов США за баррель. Политические события оказывают существенное влияние на волатильность цен на энергоносители. Так, война между Ираком и Кувейтом в 1990 году стимулировала повышение цен с 15 до 41 доллара, впоследствии в 1991 году цена вернулась на прежнюю позицию – 19 долларов. Финансовый кризис в Юго-Восточной Азии в 1998 году снизил цену до 10 долларов. Постепенное возвращение цены на нефть имело место в 1999 году – до 20 долларов за баррель с возрастанием свыше 30 долларов до 2001 года. Терракт 2011 года в США оказал негативное влияние на ценовую политику, в результате чего цена нефти снизилась до 18 долларов.

В период с 2002 по 2008 годы темпы увеличения цены сырой нефти на мировых рынках имели динамический рост, при котором в 2008 году цена превысила 100 долларов за баррель. В 2008 году в июне была зафиксирована самая высокая цена, сложившаяся на мировом отраслевом рынке. Так, стоимость нефти марки Brent1 достигла своего исторического максимума – 143,95 долларов США за баррель. Однако повторный мировой кризис 2008 года обвалил стоимость одного барреля нефти до 80 долларов, возврат к превышению цен произошёл к 2012 году – 115 долларов за баррель. До 2014 года колебания цен на нефть составляли порядка 10 долларов в сторону снижения.

В связи со снижением мирового спроса на нефть по причине расширения производства нетрадиционных источников энергии и начала перехода на создания электромобилей мировые цены, начиная с 2014 года, начали постепенно снижаться до 80 долларов за баррель. В последний день 2014 года стоимость нефти была отмечена на уровне чуть выше 55 долларов за баррель. Уже в начале 2015 года цена была ниже 50 долларов. Постепенное возвращение цены на нефть в 70 долларов за баррель происходило в течение 4-х лет [64].

На рисунках 3 и 4 представлены изменения цен за 1 баррель нефти за последние 35 лет.

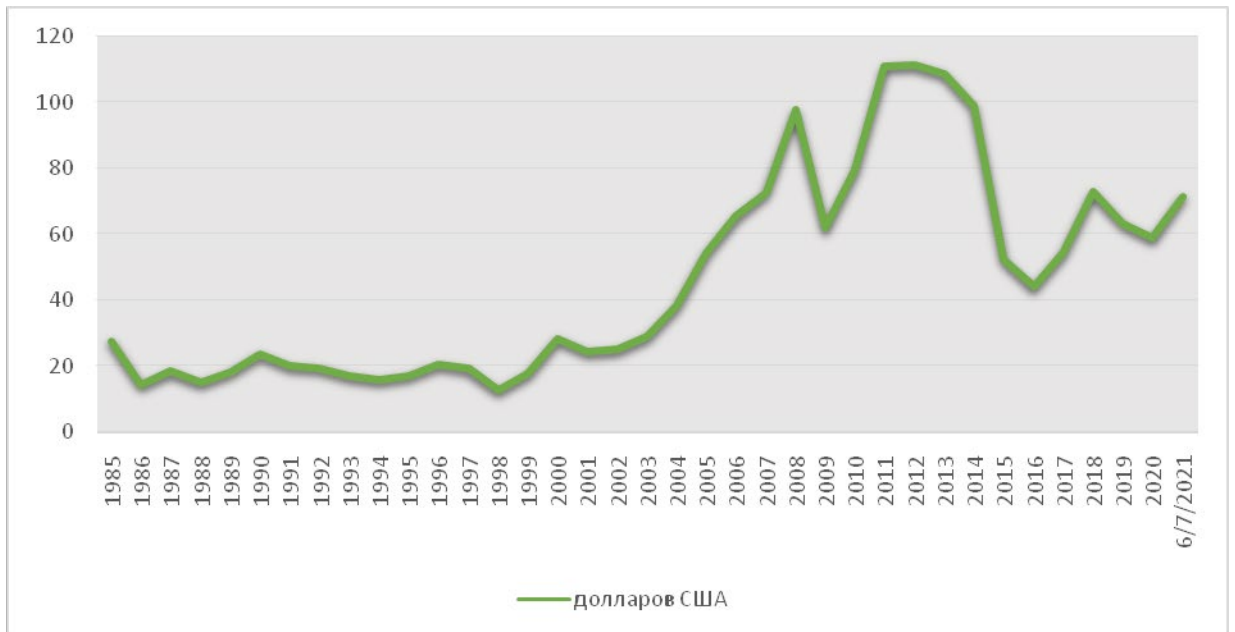


Рисунок 3 - Динамика изменений цены на нефть марки Brent за 1985-2020 годы на мировых рынках, долларов США за 1 баррель

Примечание – составлен автором по источнику [65].

В настоящее время под влиянием пандемии COVID-19 мировые цены на нефть сильно снизились, особенно начиная с марта 2020 года (рисунок 4). В динамике за 2020 год, начиная с начала года, мировые цены на основные марки товарной нефти снизились более чем на 40% за единицу (1 баррель).

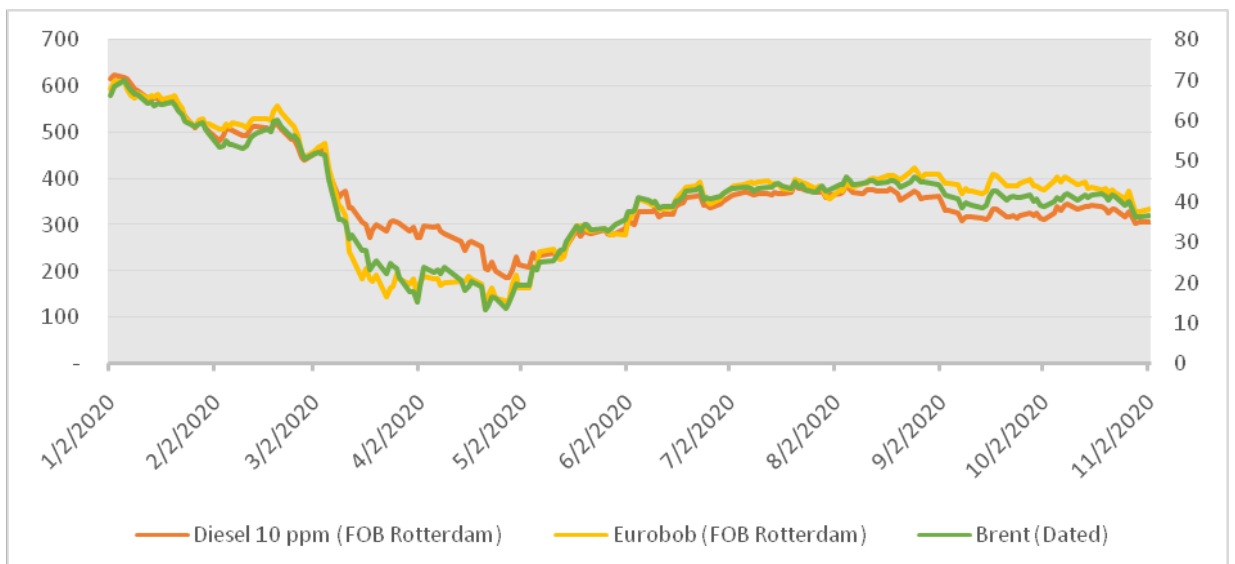


Рисунок 4 - Динамика изменений цен на нефть марок Brent (\$/bbl), Diesel 10 ppm (\$/тонна) и Eurobob (\$/тонна) FOB Rotterdam на мировых отраслевых рынках

Примечание – составлен автором по источнику [66].

Среди стран, добывающих нефть и газ, по состоянию на 2019 год 49 из них членами ОПЕК [67]. (Организация стран экспортеров нефти «Organization of the Petroleum Exporting Countries», создана в 1960 году) являются 13 стран (на март 2020 года). В 2016 году в «картель» ОПЕК+ вступили 10 стран [68].

На долю стран ОПЕК приходится порядка 35% от всей мировой добычи и 50% экспорта нефти. Члены «картели» ОПЕК+ в 2019 году произвели 14% от мирового объема добытой нефти.

В мировой структуре годовой добычи углеводородного сырья по показателям 2019 года первые три места принадлежат США – 16,7%, России – 12,7% и Саудовской Аравии – 12,4%. Все остальные страны имеют удельный вес по добыче нефти, начиная от 6,1% (Канада) до 0,1% (последние 12 стран). В 2019 году Казахстан занимал 13-е место по объему добытой нефти с долей 2% в общей мировой структуре (Приложение А). По запасам нефти Казахстан занимает 11 место в мире (на 2020 год) [69].

Мировой кризис 2008 года и падение потребления нефти в 2014-2015 годах стали основными периодами времени для реализации программы ускоренной диверсификации нефтегазового комплекса экономики Казахстана.

Казахстан в своих стратегических планах индустриально-инновационного развития во многом опирается на практику диверсификации мировых ведущих экономик с богатыми ресурсами. Учитывая опыт «голландской болезни» [4, с.182], многие страны, экспортирующие энергоресурсы, имеют накопленный опыт и практику диверсификации своего нефтегазового сектора.

Рассмотрим практику диверсификации нефтегазового сектора ведущих мировых стран-производителей и экспортеров нефтяных и газовых продуктов.

*Соединенные Штаты Америки* – страна, добившаяся в 2019 году самых высоких показателей по объемам добытой нефти (более 747 млн. тонн). Более 70% запасов нефти разведаны и добываются на территориях шести штатов: Техас, Северная Дакота, Нью-Мексика, Аляска и Калифорния. Крупнейшие нефтегазодобывающие компании США – «Chevron», «ExxonMobil», «EOG Resources», «ConocoPhillips», «Anadarko Petroleum» и «BP» (всего 20 крупных компаний). 15 крупнейших нефтеперерабатывающих заводов выпускают товарную продукцию с добавленной стоимостью, из которых 10 принадлежат нефтегазодобывающим предприятиям США (Приложение А), [70].

По состоянию на 2019 год мощности НПЗ составляют свыше 15 млн. тонн первичной переработки сырой нефти. Основными странами-потребителями американских нефтепродуктов выступают Мексика, Канада, Япония, Бразилия, Нидерланды, Китай, Южная Корея, Сингапур.

Пандемия COVID-19 в апреле 2020 года повлияла на уровень спроса на американские нефтепродукты, сократив его на 30%, основное потребление авиакеросина было снижено на 72% и автомобильного бензина – на 46%. Хотя к концу года потребление нефтепродуктов (бензина и дизельного топлива) в среднем выросло на 40-45%, эксперты прогнозируют спад потребления нефтяной продукции порядка на 10 % [71]. Кроме того, снижение цен на сланцевую нефть вынудило порядка 40 нефтегазодобывающих компаний, разрабатывающих углеводороды на северных территориях США, объявить о



банкротстве [72].

Крупные американские нефтяные компании с высокими издержками планируют снижение инвестиций в 2021 году. По итогам работы 3-х кварталов 2020 года 9 крупнейших нефтегазодобывающих предприятий планируют в будущем сократить инвестиции в разработку нефти и газа на 23 % в общей сумме более, чем на 43 млрд. долларов. «ЕххонMobil» – крупнейшая ВИНК снижает инвестиции в добычу углеводородов на 30%, национальная нефтегазовая компания США «Saudi Aramco» планирует снижение бюджета на 29% [73].

В экономике США в настоящее время наблюдаются сложности по восстановлению, наступает время жесткого регулирования государством уровня потребления энергии. Переход на производство энергии низкоуглеродного содержания – еще одно из направлений диверсификации нефтегазового сектора в экономике США.

Крупнейшая американская нефтегазодобывающая компания «ЕххонMobil» в последние 10 лет инвестировала более 250 млн. долларов на проведение исследований в области создания нетрадиционных источников энергии, на организацию производства возобновляемых источников энергии. На сегодня «ЕххонMobil» имеет подразделения по выпуску продуктов, применяемых в ветровых турбинах, гидроэлектростанциях, геотермальных станциях.

Компания «ЕххонMobil» производит синтетическое трансмиссионное масло, которое используется более 40 ветровыми турбинами по всему миру. Смазочные масла, выпускаемые «ЕххонMobil», используются при получении энергии по геотермальной технологии. Например, в Новой Зеландии, где 10% электроэнергии вырабатывается геотермальными станциями, практически вся нетрадиционная энергетика вырабатывается с использованием продукции данной американской нефтяной компании.

«ЕххонMobil» проводит диверсификацию по разработке биотоплива, где сырьем служат переработанная целлюлоза и водоросли. Исследования проводятся совместно с Мичиганским университетом, университетом Висконсин [74].

*Российская Федерация* в 2019 году добыла более 562 тонн нефти, что выше периода 2018 года на 5, 2 млн. тонн. На территории России работают 292 нефтегазодобывающих предприятия, из которых 105 входят в структуру 11-ти ВИНК. Доля добычи углеводородов структурами ВИНК в России превышает 84 % всей добытой нефти и газа по стране [75]. Основные всемирно известные нефтегазодобывающие компании России – это «Газпром», «ЛУКойл», «ТНК», «Роснефть», «Сургутнефтегаз».

В России в 2020 рассмотрен проект Энергетической стратегии до 2030 года, где выделены основные направления диверсификации топливно-энергетического комплекса:

- инвестиции: в 2035 году увеличить объемы добычи на 25%, рост инвестиций – на 40%, завершение программы модернизации НПЗ, стимулирование выпуска нефтепродуктов высоких переделов;

- диверсификация: создание 6-ти нефтегазохимических кластеров в России, увеличение производства сжиженного газа и его экспорта в 3,4 раза в 2024 году, расширение потребления водорода и гелия в получении энергоресурсов;

-инфраструктурное развитие: рост газоснабжения населения до 83% в 2035 году, расширение сибирских и восточных магистральных трубопроводов, строительство АЗС для электромобилей, освоение Арктики по разработке новых месторождений углеводородов, развитие ВИЭ;

- технологические инновации: ускоренное технологическое развитие до 50% в 2024 году;

- цифровизация: реализация программы «EnergeNet» [76].

В настоящее время диверсификация на нефтегазодобывающих предприятиях направлена на совершенствование технологий и инфраструктуры, реализацию инвестиционных проектов по расширению ассортимента нефтепродуктов и нефтехимии. Есть малая доля нефтяных компаний по диверсификации своих активов на развитие ВИЭ.

Диверсификация производства нефтегазовых компаний России на расширение ВИЭ находится на начальной стадии с долей на внутреннем рынке, равной 0,4 %. Так, по итогам 2017 года удельный вес электроэнергии, полученной нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ», составил 5,2% от всех «зеленых» программ России, компания принимает участие в программе по строительству солнечных ветровых станций. «Газпромнефть» в 2017 году произвел 8,6% «зеленой» энергии от всего объема по стране, на своих НПЗ разместил солнечные станции. Нефтяная компания «Татнефть» в 2018 году диверсифицировала свои активы в строительство ветросолнечного комплекса мощностью 7,8 кВт.

Нефтегазодобывающие предприятия России инвестируют строительство станций по ВИЭ в зарубежные страны, поскольку применение возобновляемых источников энергии в Европе более развито из-за большой стоимости на углеводородные энергоресурсы. Так, нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» имеет собственные мощности по получению ВИЭ в Румынии и Болгарии [77].

Российские нефтяные компании на сегодня не проявляют большого интереса к инвестированию в развитие ВИЭ на территории РФ в связи с несовершенством внутреннего рынка, низкой рентабельностью. Принятие Правительством РФ Энергетической стратегии и волатильность цен на мировых рынках будут способствовать пересмотру портфеля инвестиций и росту диверсификации российских нефтегазовых компаний к расширению продуктов ВИЭ.

Программы по сохранению глобального климата приведут к росту спроса на «зеленую» нефть и «зеленый» газ, будет расти тренд в сторону использования низкоуглеродной энергии через расширение ВИЭ. Диверсификация нефтегазового сектора будет направлена на обратную закачку в пласт углеводородов и расширение инвестиций в нетрадиционные или альтернативные источники энергии на месторождениях.

В России широко внедряется диверсификация в нефтепереработку не

только внутри страны, но и за рубежом. «ЛУКОЙЛ» имеет НПЗ в Болгарии, Румынии, Италии и 45% доли на НПЗ «Зееланд» в Нидерландах. «Роснефть» на своем балансе имеет украинское ЗАО «Лунник». Российскими компаниями ВИНК выкуплен 141 объект украинских АЗС и нефтебаз, часть из которых сегодня выставлена на продажу [16, с.87].

Производство продукции нефтепереработки - одно из основных направлений диверсификации нефтегазодобывающих предприятий России.

По состоянию на первое полугодие 2020 года российские нефтяные компании увеличили производство первичной переработки нефти: «Роснефть» на своих НПЗ за анализируемый период произвела порядка 22 млн. тонн продуктов, «ЛУКОЙЛ» – более 17 млн. тонн, «Газпромнефть» – 2,3 млн. тонн, «Сургутнефтегаз» – порядка 8 млн. тонн, «ТАНЕКО» – более 5 млн. тонн. На НПЗ нефтяной компании «Башнефть» произошло снижение выпуска нефтепродуктов на 8%. [78]. Нефтегазовый сектор РФ располагает диверсифицированным производством по созданию товарных продуктов с добавочной стоимостью.

Однако негативный мировой спрос на светлые нефтепродукты (снижение потребления нефти, светлых нефтепродуктов – авиационного керосина) в первом квартале 2020 года вынудили 15 НПЗ приостановить свою деятельность, во втором квартале – 23 НПЗ. По прогнозам, общий объем производства нефтепродуктов (базовых и вторичной переработки) по всей России будет ниже относительно показателей 2019 года.

В условиях глобальных вызовов экономики под влиянием пандемии COVID-2019 нефтегазовый сектор России и группа ВИНК переходят на выпуск продукции глубокой переработки с высокой добавленной стоимостью – продукции нефтехимии.

Значительная часть нефтегазодобывающих предприятий России нашли место на рынке полимеров и полимерной продукции через диверсификацию основного производства. В 2020 году вырос мировой спрос на полимерную продукцию (посуда, банки, пленки), медицинскую одежду из нетканых материалов. Инфляционные ожидания привели к ажиотажному спросу на полимерные строительные материалы, трубы, на комплектующие для выпуска домашней бытовой техники.

Основной прирост полимерной продукции, на которую увеличился спрос на внутренних рынках РФ в 2020 году, обеспечил холдинг «Сибур». Завод «ЗапСибНефтехим» был введен в действие в конце 2019 года и числится как один из пяти крупных мировых инвестиционных проектов по диверсификации нефтегазового сектора. За первое полугодие 2020 года завод произвел 206 тонн полипропилена и 507 тонн полиэтилена, что позволило интегрированной компании «Сибур» увеличить продажу товарной продукции полипропилена на 81,6% (509 тысяч тонн) и полиэтилена – на 100% (551 тысяч тонн) [79].

Для обеспечения спроса на рынках полимерной продукции нефтегазовый комплекс РФ через диверсификацию производства в первом квартале 2020 года ввел дополнительные мощности и нарастил объемы выпуска и продаж

российской продукции нефтехимии по сравнению с анализируемым периодом 2019 года (рисунок 5).

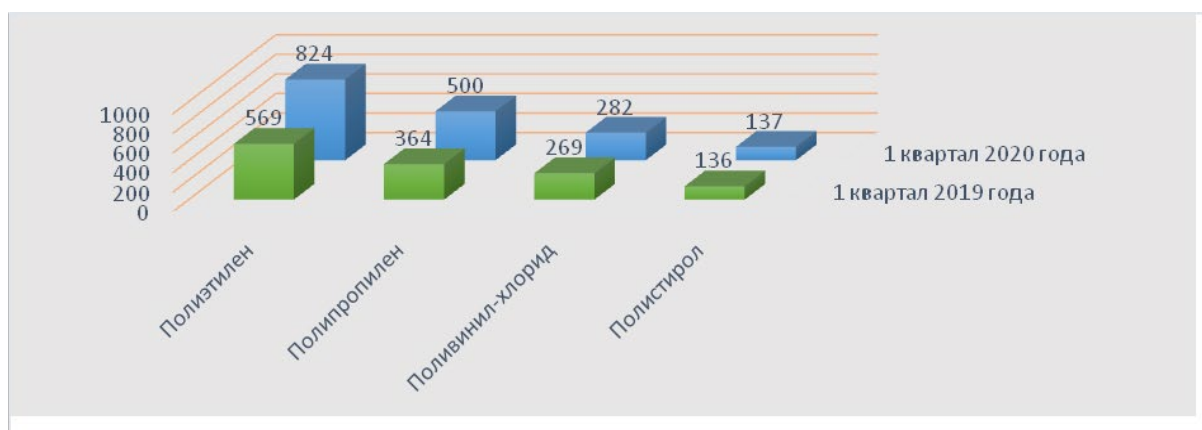


Рисунок 5 - Объем выпуска полимеров в России по видам товарной продукции (сравнительный анализ), тысяч тонн

Примечание – составлен автором по источнику [79, с.33].

Основными компаниями по нефтепереработке в российском нефтегазовом секторе являются интегрированная нефтехимическая компания «Сибур», группа компаний «Таииф» (Казань), химическая компания «Казаньоргсинтез», нефтегазодобывающие предприятия «Роснефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ». Из 6-ти крупнейших производителей нефтепродуктов и продукции нефтехимии, функционирующих в России, 3 принадлежат нефтегазодобывающим компаниям. Так, «Роснефть» диверсифицировала производство по направлению нефтепереработки в 5 НПЗ, «Газпром» – в 6 НПЗ, «ЛУКОЙЛ» – в 2 НПЗ, которые в общей численности выпускают порядка более 11 наименований нефтехимической продукции высоких переделов.

*Саудовская Аравия* по объемам добычи и экспорту углеводородной продукции возглавляет список стран-членов ОПЕК, имея на своей территории 20 % всех мировых запасов нефти, уступая только Венесуэле. Ежегодные добычи объемов сырой нефти в стране – свыше 550 тысяч тонн. Себестоимость добычи нефти в Саудовской Аравии самая низкая в мире, поскольку более 60% нефтей – это легкие и сверхлёгкие углеводороды.

Крупнейшая нефтяная компания «SaudiAramco» контролирует 98% всей добываемой государственной нефти и имеет более 100 месторождений углеводородного сырья. Самое крупное месторождение - Аль-Гавар с запасами нефти 4,8 млрд. тонн ежегодно даёт порядка 50% всей добываемой нефти по стране [80].

«SaudiAramco» также является оператором второго по площади месторождения нефти в Саудовской Аравии – Сафания-Хафджи с запасами нефти 10,5 млрд. тонн и годовым объемом добычи в 60 млн. тонн. На востоке страны расположено месторождение Шайба с запасами нефти 2,9 млрд. тонн и годовым объемом добычи в 50 млн. тонн. Кроме того, на территориях

крупных месторождений Manifa, Zuluf, Khursaniya, Qatif и Abqaiq суммарный объем добычи нефти в год составляет 149 млн. тонн.

Крупнейший НПЗ, принадлежащий «SaudiAramco», очищает нефть с месторождений Абкайк, Гавар, Хурайс и Шайба с мощностью переработки 7 млн. баррелей в сутки. «SaudiAramco» владеет заводами по переработке нефти на базе комплекса Ras Tanura на побережье Персидского залива с объемом выпуска продукции 550 тысяч баррелей в день и с выходом на морской порт по экспорту нефти на мировые рынки.

Государственный бюджет Саудовской Аравии формирует 90-95% поступлений нефтедолларов от экспорта нефти. Основными потребителями являются 50% всех мировых покупателей нефти (США, Китай, Индия, Сингапур, Южная Корея, Япония и Европейские государства).

Нефтегазовый комплекс Саудовской Аравии диверсифицировал свое производство в три крупнейшие терминалы мира: «Ras Tanura» (3,4 млн. бар/сутки), «Ju'aumah» (3,12 млн. бар/сутки) и «Ju'aumah LPG» (6,6 млн. бар/сутки).

«Saudi Aramco» имеет сеть из 90 трубопроводов по транспортировке нефти общей протяженностью более 19 тысяч км. Нефтяная компания имеет собственный морской флот, состоящий из 80-ти нефтеналивных танкеров (судов).

Весной (в апреле) 2020 года на фоне роста пандемии коронавируса Саудовская Аравия поставила такое количество нефти, которое привело к переизбытку предложения товарной продукции на мировых рынках. В результате «Saudi Aramco» снизила апрельские цены до уровня 4-6 \$ за 1 баррель нефти, для США – 7\$, для стран Северной и Западной Европы – 8 \$. И только достигнутое соглашение ОПЕК+ по суточному снижению объемов добычи нефти по 2,5 баррелей (май 2020 года) повлияло на стабилизацию мировых цен. В итоге к концу 2020 года был достигнут выход на уровень цены в 52 \$ за 1 баррель нефти.

Неизвестно, как долго COVID-19 будет негативно влиять на мировую экономику. В связи с возникшим мировым экономическим кризисом 2020 года нефтегазодобывающие предприятия ведущей арабской страны по добыче и экспорту нефти пересматривают свои инвестиционные портфели в сторону диверсификации производства по несвязанным секторам экономики.

Нефтегазовый комплекс Саудовской Аравии реализует программу диверсификацию производства в развитие ВИЭ в целях производства низкоуглеродной энергии.

Ведущая нефтяная компания «Saudi Aramco» диверсифицирует производство на сокращение выбросов по достижению высоких экологических показателей. После мирового падения цен на нефть в 2014 году в Саудовской Аравии приняты программы по диверсификации экономики страны за пределы нефтяного сектора: к 2030 году планируется довести инвестиции в области развития ВИЭ до 30-50 млрд. долларов США. Порядка 5% акций «Saudi Aramco» выведены на IPO, и вырученные средства вкладываются в развитие солнечной энергетики. «Saudi Aramco» инвестирует свои ресурсы в проведение

научных исследований по ВИЭ. Компания планирует до 2025 года направить на развитие диверсификации производства 200 млрд. долларов США на сделки по зеленой энергетике [74, с.17].

*Канада* – один из крупнейших разработчиков месторождений нефти и газа в мире, входящий в шестерку ведущих стран-производителей и экспортеров углеводородного сырья. По запасам нефти Канада находится на третьем месте после Венесуэлы и Саудовской Аравии. Практически вся нефть, добываемая в Канаде, размещена на территориях трех провинций – Альберта (80% всей добываемой канадской нефти), Саскачеван (13%), Ньюфаундленд и Лабрадор (4%). Порядка 1% объемов добычи нефти в Канаде приходится на Манитобу и Британскую Колумбию [81].

Себестоимость канадской нефти довольно высокая в силу ее качественных свойств. В провинции Алберта, где сосредоточены основные месторождения нефти, имеются нефтяные пески, пропитанные природным битумом или высоковязкой нефтью. Для доведения такой нефти до товарной продукции предварительно канадская сырая нефть проходит стадию разбавления легкой нефтью или газовым конденсатом на НПЗ. После прохождения стадии разбавления канадская нефть сорта WCS, приведенная в товарный вид, все же уступает по качеству американской нефти сорта WTI, что в итоге оказывает влияние на конечную цену. Основное экспортное направление канадской нефти – это рынок США. Максимальная цена канадской тяжелой нефти была установлена в ноябре 2018 года (порядка 46 \$/баррель) [82]. Однако весной 2020 года канадская нефть марки WCS продавалась по цене 9 \$/баррель, что поставило канадские нефтегазодобывающие предприятия в экономически трудное положение.

В условиях глобальных вызовов 2020 года стоимость канадской нефти даже если и вернется на уровень цены 40 \$/баррель, нефтяные компании будут продолжать реализацию программ диверсификации производства в направлении снижения себестоимости единицы нефтяной продукции. Все крупнейшие канадские нефтегазодобывающие компании имеют собственные НПЗ по доведению сырой нефти до товарной продукции. После весеннего кризиса 2020 года уже к осени того же года крупнейшие компании «Cenovus Energy», «Husky Energy», «Baytex Energy», «ARC Resources», «Imperial Oil» возобновили добычу на своих месторождениях нефтеносных песков.

Канада вследствие роста экспорта нефти в последнее десятилетие отошла от диверсификации нефтегазового сектора. В 2020 году страна опять возобновила внедрение процессов диверсификации производства нефтяных компаний, поскольку текущие низкие цены на нефть при отсутствии развитой трубопроводной инфраструктуры, необходимости соблюдения экологических норм по выбросам вынуждают нефтегазовую отрасль Канады направить инвестиционные ресурсы на обеспечение устойчивости национальной экономики.

*Китай* – крупнейшая мировая экономическая система, которая не может обеспечить свои внутренние потребности собственными энергетическими ресурсами, хотя по итогам 2019 года занимает почетное 6 место в мире по

добыче нефти. В период с 1980 по 2000 годы был небольшой экспорт нефти в Японию и во Вьетнам. В настоящее время страна только импортирует нефть и газ, полностью прекратив экспортные операции. Все китайские нефтегазовые месторождения объединены нефтепроводами, превышающими 100 тысяч километров. Основные китайские нефтяные промыслы - Чанво, Дацин, Дацин-Е, Синьчжоу, Шэнпин, Гаоси, Сунпантун, Чанцунлинь и Путаохуа-Абобаота.

Крупнейшие нефтяные компании «CNPC» (имеет контроль на 70% всех разведанных запасов китайской нефти), корпорация «CNOOC» (морская нефтедобыча), корпорация «Sinorec» (нефтепереработка) с сетью дочерних предприятий по переработке, транспортировке, сервисными услугами, инфраструктурными работами и объектами составляют нефтегазовый комплекс Китая.

Нефтегазовые компании Китая реализуют инвестиционные проекты по разработке нефти и газа более чем в 40 странах, диверсифицируя производство в разных направлениях. Китайские компании, присутствуя на месторождениях углеводородных ресурсов в Африке, Средней Азии и Казахстане, России, обеспечивают внутренние потребности страны в энергоресурсах. Значительная часть импорта нефти поступает из стран Персидского залива. Китай проводит широкомасштабную работу по экспорту диверсификации транспортных путей, в том числе и по морской транспортировке углеводородов.

Одно из направлений диверсификации нефтегазового сектора Китая - строительство новых и диверсификация в модернизацию действующих нефтепроводов из Казахстана и России, поскольку морские перевозки подвержены рискам из-за политических взглядов и разногласий с США.

Природный газ Китай импортирует из Туркменистана, Узбекистана и Бирмы. По газопроводу из Туркменистана через территории Казахстана и Узбекистана поставляется в Китай порядка 50-ти млрд. кубометров газа в год (планируется расширение – до 80 млрд. кубометров). В июне 2019 года завершено строительство газопровода из России «Сила Сибири» с объемом поставок до 39 млрд. кубометров газа в год [84].

Пандемия COVID – 2019 также оказала влияние на экономику Китая. Вследствие приостановки работы промышленных предприятий, транспорта и многих других секторов экономики страны, снизился внутренний спрос на нефть и нефтяную продукцию. Воспользовавшись падением мировых цен на нефть в мае и июне 2020 года, китайские НПЗ приобрели рекордное количество нефти, доведя объемы нефтехранилищ до крайних состояний. На сегодня Китай имеет большие запасы сырой нефти, следовательно, имеет возможность влиять на уровень формирования цен на сырьевых рынках нефти.

Все больше возрастающая зависимость от импорта нефти и газа вынуждает нефтегазодобывающие предприятия диверсифицировать в развитие ВИЭ. Компания «PetroChina» - крупнейшая компания по добыче нефти в Китае. Компания активно диверсифицирует технологии производства зеленой системы энергообеспечения, в проведение научно-практических исследований по получению нетрадиционных видов энергии (геотермальной, энергии

биомассы). Основные диверсифицированные производства использованы для системы теплоснабжения и добычи нефти на месторождениях, где работают структуры и дочерние предприятия нефтяной компании «PetroChina». На сегодня компания завершила порядка 20 проектов по диверсификации производства ВИЭ на своих месторождениях [74, с.26].

*Норвегия* - страна с успешной экономикой, в мировых рейтингах по качеству жизни занимает лидирующие положения. Норвегия – страна богатая углеводородными ресурсами. Общее с Казахстаном: Норвегия имеет большую территорию и небольшое количество населения. Отличия: наличие выхода к мировому океану, близкая транспортная доступность к рынкам Западной Европы – основных потребителей энергоресурсов. Норвегия практически не прилагаала никаких усилий со стороны государственного управления в диверсификацию нефтегазового сектора, проводит политику невмешательства и создания конкурентной среды [85].

Крупная нефтяная компания «Statoil», которая в настоящее время добывает более 60% норвежской нефти, частично передана зарубежным инвесторам и находится в мировой конкурентной среде, что является важным фактором диверсификации производства в цепочке создания продукции с высокой добавленной стоимостью. «Statoil» диверсифицирует в развитие ВИЭ, реализовала 4 проекта в области наземной ветроэнергетики на побережье Великобритании и Германии, работает также и на офшорных рынках по инвестированию в создание производств по получению низкоуглеродной энергии.

Диверсификация нефтегазовой отрасли в Норвегии формировалась и развивается естественным путем. Правительство не оказывает никакой финансовой помощи, но поддерживает создание нефтяных кластеров консультативно. В стране нет никаких налоговых льгот для бизнес-среды по диверсификации. При этом государство полностью контролирует управление над добычей, переработкой, экспортом углеводородных ресурсов, имея большую нефтяную и земельную ренту, облагая высокими налогами по разработке каждого нового месторождения.

Кроме того, в Норвегии довольно сильно финансируются НИОКР, благодаря результатам которых довольно развиты и другие, не связанные с рынком нефти и газа, отрасли экономики. Норвегия продает на внешних мировых рынках рыбу и морепродукты, металлоизделия, продукцию нефтехимии, сервисные услуги в области нефтегазового сектора и строительства и другие товары. Таким образом, практический опыт Норвегии по диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий не подходит для применения в Казахстане, поскольку экспортный показатель нефти в нашей стране составляет 80%.

Исследования диверсификации нефтяных секторов разных государств показывают, что диверсификация производства в основном проводится только по пути введения новых технологий по снижению себестоимости и увеличению объёмов добываемой нефти, по её переработке и предоставлению сервисных услуг.



Диверсификацией производства с целью получения низкоуглеродной энергии занимается пока ограниченное количество нефтегазодобывающих компаний, среди которых стоит отметить «Royal-DutchShell» из Великобритании. Компания построила сеть станций ВИЭ в США, открыла производство биотоплива в Бразилии, имеет водородные заправочные станции в Германии, солнечные ветровые станции – в Нидерландах. Крупнейшая французская нефтяная компания с мировым брендом «Тотал» с 2011 года работает по диверсификации в реализацию программы солнечной энергии. Другими мировыми нефтяными компаниями, реализующими проекты по развитию ВИЭ, выступают итальянская компания «Eni», испанская компания «Repsol», индийские компании «Reliance Industrial» и «Hindustan Petroleum Corporation», японские компании «Idemitsu» и «Nippon Oil&Energy Group», компания из Кувейта «Kuwait Petroleum Corporation», нефтяная компания из Катара «Qatar Petroleum» [74, с.47].

Быстрое получение прибыли, большие доходы без инвестирования в переработку сырой нефти, безусловно, приводят к неравномерной структуре показателей деятельности различных секторов национальной экономики любой страны. Порождается зависимость от экспортных финансовых поступлений в бюджет страны, имеет место возникновение «голландской болезни». Рассмотрим примеры одностороннего развития нефтегазодобывающих стран, членов ОПЕК.

*Венесуэла*, член ОПЕК – страна с самыми большими объемами месторождений нефти в мире, по итогам объемов добычи нефти в 2019 году в мировом рейтинге расположилась на 22 месте с удельным весом всего в 1% от всей добытой нефти в мире. Страна все последние годы «жила» только от экспорта сырой нефти. Венесуэла на сегодня не может даже обеспечить внутренний спрос на автомобильный бензин (в 2020 году бензин импортировался из Ирана и на «черном» внутреннем рынке продавался по 3 доллара за 1 литр).

Экономика Венесуэлы до сих пор не может выйти на внутреннюю обеспеченность продуктами и товарами народного потребления до уровня 2014 года после падения мировых цен на сырую нефть. В 2018 и 2019 годах инфляция в стране составила 6500%, безработица – свыше 50%. По прогнозам МВФ снижение ВВП в 2020 году может достигнуть 25% [86].

*Иран*, член ОПЕК - по итогам добычи нефти в 2019 году в мировом рейтинге находится в первой десятке - на 8 месте, имея большие запасы нефти. Пополнение государственного бюджета Ирана напрямую зависит от нефтедоходов, что показывает зависимость иранской экономики от волатильности цен. На развитие нефтегазового сектора Ирана оказывают давление различные международные санкции. Месторождения истощены и требуют реализации диверсификационных процессов. Оборудования на предприятиях нефтегазодобычи полностью устаревшие. Потенциальные зарубежные инвесторы отказываются работать на иранских месторождениях и инвестировать из-за нестабильной политической ситуации в стране. Законодательно-правовые документы в Иране в сфере нефтегазодобычи и переработки не имеют конкретных механизмов управления рисками и

повышения инвестиционной привлекательности. Момени И.А [87] в своем научном исследовании по дальнейшему выходу из кризисной ситуации нефтегазового комплекса Ирана представляет экономические тренды и динамику развития нефтегазового сектора Ирана в случае привлечения инвесторов из России. Автор рассматривает возрождение нефтегазового сектора страны в рамках диверсификации производства по обновлению мощностей и развитию нефтепереработки и расширения выпуска продуктов нефтехимии.

Таким образом, в настоящем разделе исследованы практические направления диверсификации нефтегазовых секторов экономики таких крупнейших мировых производителей нефти, как США, Саудовская Аравия, Россия, Канада. Исследована практика диверсификации крупнейшими мировыми нефтегазодобывающими компаниями в развитие объектов по производству нетрадиционных источников энергии. Рассмотрена деятельность нефтегазового комплекса крупнейшего импортера нефти и газа – Китая. Дана характеристика развития нефтегазовой отрасли самой благополучной страны - Норвегии. Исследовано негативное влияние на экономику всей страны одностороннего функционирования нефтегазовой отрасли на примере Венесуэлы и влияние мировой политики на развитие страны на примере Ирана.

Безусловно, из всех экономик к Казахстану ближе всего экономическая система России.

1) Хотя Республика Казахстан и реализует программу «зеленой экономики», нефтегазодобывающие компании не торопятся инвестировать свои средства в развитие ВИЭ на территории страны.

2) В Казахстане нет собственных крупных нефтяных гигантов, которые экспортирует диверсификацию в такие зарубежные страны, как США, Франция, Великобритания, Китай, Норвегия.

3) Нефтегазовый сектор Казахстана во многом зависит от государственно-регулятивных документов - нет свободной конкуренции, как в Норвегии.

4) Диверсификация в обновление нефтегазового оборудования во многом находится в зависимости от иностранных инвесторов.

5) По состоянию на 2020 год Казахстан пересматривает портфель инвестиционных проектов в пользу диверсификации в развитие нефтепереработки и выпуск продукции нефтехимии, как в России.

6) На сегодня в Казахстане реализуются отдельные проекты локального характера, направленные на развитие отдельных нефтегазодобывающих предприятий в области роста объемов добычи нефти и попутного газа, диверсификации по расширению нефтесервисных услуг.

7) Диверсификация нефтегазового сектора Казахстан в транспортировку нефти и газа, в расширение экспортных направлений, в расширение ассортимента продуктов НПЗ в основном проводится на государственном уровне.

8) В Законе РК «О нефти и нефтепродуктах» [88] обозначено направление - 1% от дохода при разработке нового месторождения направлять на развитие

НИОКР. Однако на практике такое финансирование получают только 2-3 университета на реализацию инновационных проектов по диверсификации производства в нефтегазовой отрасли Казахстана. Выделение подобных грантов на НИОКР сильно забюрократизировано со стороны нефтегазодобывающих компаний, поскольку предприятия входят в ВИНК или имеют иностранных держателей акций, поэтому трудно «решить» или «подписать» проект.

### **Выводы по главе 1**

Вследствие мировой пандемии коронавируса страны-экспортёры нефти перешли на диверсификацию нефтегазовой отрасли, чтобы отойти от экспорта сырой нефти в пользу развития производства нефтегазодобывающих предприятий по выпуску продукции нефтепереработки с высокой добавленной стоимостью. Диверсификация нефтегазового сектора экономики выступает основным приоритетом устойчивого развития национальной экономики страны. Реализация «Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы» и утверждение «Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020-2025 годы» – основные документы, демонстрирующие подготовленность страны к мировым глобальным вызовам, имеющим место в 2020 году.

Нефтегазовый комплекс Казахстана реализует процессы диверсификации по следующим направлениям:

- создание совместных предприятий и структурных подразделений предприятий для реализации новых производственных процессов;
- инвестиции на приобретение компаний или долей в компаниях, которые добывают или перерабатывают сырье непосредственно на выбранном рынке;
- инвестиции в НИОКР на разработку инновационных источников энергии и другое.

Исследование эволюции воззрений на диверсификацию производства с учетом особенностей продукции нефтегазовой отрасли позволило выделить авторскую интерпретацию экономического содержания деятельности нефтегазодобывающих предприятий: расширение диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях Казахстана проводится через реализацию инновационно-инвестиционных проектов по внедрению новых технологий для увеличения объемов добычи углеводородных продуктов, выпуска новых видов нефтепродуктов и продукции нефтехимии с высокой добавленной стоимостью, проникновения на связанные и несвязанные отраслевые рынки, развития логистики, установки контроля над производством и хозяйственно-экономической деятельностью в целях обеспечения устойчивости нефтегазовых предприятий.

Для определения экономической эффективности диверсификации нефтегазодобывающего предприятия рекомендуется использовать следующие методики:

- оценка эффективности диверсификации через определение показателя соотношения суммарной стоимости затрат к общей сумме всех конечных

эффектов от диверсификации производства;

-экономическая целесообразность диверсификации производства, основанная на определении конечной стоимости товарной нефтяной продукции с добавленной стоимостью и сравнении ожидаемых показателей стоимости объема реализованной нефтяной продукции и полученной прибыли в результате планируемой диверсификации производства;

- определение показателей эффекта инвестиционных проектов по диверсификации производства с учетом качественных и количественных показателей продукции нефтегазового сектора.

Обзор мировой практики диверсификации нефтегазового сектора ведущими странами-производителями и экспортерами нефтегазовой продукции проведен по состоянию в США, Российской Федерации, Саудовской Аравии, Канаде. Китай исследован как крупнейший экспортер нефти, реализующий проекты диверсификации нефтегазового сектора, как на своей территории, так и за рубежом. Норвегия рассмотрена как страна с успешной экономикой, широко реализующая процессы диверсификации норвежскими нефтяными компаниями. Также приведен обзор состояния Венесуэлы, страны, имеющей самые большие месторождения нефти в мире, но при этом подвергшейся «голландкой болезни». Также дана информация по современному состоянию нефтегазового сектора Ирана-члена ОПЕК, подвергшегося международным санкциям. В результате сравнения диверсификации и недиверсификации нефтегазовой отрасли мировых нефтяных держав выделены особенности, присущие Республике Казахстан: хотя страна реализует программу «зеленой экономики», но пока нефтегазодобывающие компании не торопятся инвестировать свои средства в развитие ВИЭ на территории страны; нет собственных крупных нефтяных гигантов, которые экспортирует диверсификацию в зарубежные страны; нефтегазовый сектор Казахстана во многом зависит от государственно-регулятивных документов - нет свободной конкуренции, как в Норвегии. По состоянию на 2020 год Казахстан пересматривает портфель инвестиционных проектов в пользу диверсификации на расширение нефтепереработки и выпуска продукции нефтехимии, расширение их ассортимента, на рост объемов добычи нефти и попутного газа, на увеличение нефтесервисных услуг; на расширение экспортных направлений и развитие транспортных направлений.

## **2 ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ**

### **2.1 Уровень развития нефтегазового сектора Казахстана и Кызылординского региона**

Нефть стала гарантом энергетической безопасности Казахстана на долгие годы вперед. Начало истории казахстанской нефти было положено в ноябре 1899 года, когда в урочище Карашунгул из скважины глубиной 40 метров ударил первый фонтан. Это была первая нефть, полученная механическим способом бурения. Сегодня казахстанские нефтяники с гордостью вспоминают историю становления и развития нефтегазовой отрасли: за многие годы страна прошла непростой путь в развитии, и в результате именно нефтегазовый комплекс стал фундаментом ее успеха и благополучия. На сегодняшний день нефть и газ являются одним из основных природных богатств Казахстана, гарантом энергетической безопасности страны на многие десятилетия вперед. В республике разрабатываются десятки нефтегазоносных месторождений, и нефтегазовая отрасль является ведущей привлекательной сферой вложения капитала для иностранных инвесторов.

В Республике общий объем запасов нефти на сегодняшний день составляет 30 млрд. баррелей или 1,7% от мировых запасов. Казахстан находится на 12 позиции в мире. В этом отношении наблюдается отставание от стран Ближнего Востока, Латинской Америки, а также России и США [89].

В стране добычу нефти и газа осуществляют 104 предприятия на 250 месторождений. Для сравнения отметим, что в 2018 году предприятий было 100, в 2017 году - 99.

Модернизация нефтеперерабатывающих заводов позволила достичь добычи нефти и газа в 2018 году – 90,4 млн. тонн, что составило в денежном выражении — 12,2 трлн. тенге. Данный показатель по сравнению с 2017 годом возрос на 33%. Основной объем добытой нефти приходится на три крупнейшие проекты – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак, совокупно добывших 53,9 млн. тонн.

Проведение в 2019 году капитальных ремонтных работ на таких крупных проектах, как Тенгиз, Карачаганак, Кашаган позволило достичь объема добычи нефти - 90,5 млн. тонн (рисунок 6), в денежном выражении — 12,3 трлн. тенге. Из них добыча сырой нефти составила 78,64 млн. тонн, газового конденсата – 1186 млн. тонн (рисунок 7). Месторождения Атырауской (49,4 млн. тонн), Мангистауской (17,9 млн. тонн), Западно-Казахстанской (11,7 млн. тонн) областей обеспечили наибольший удельный вес.

Добыча нефти конденсата в Казахстане в 2020 году снизилась на 5% относительно 2019 года (рисунок 6).

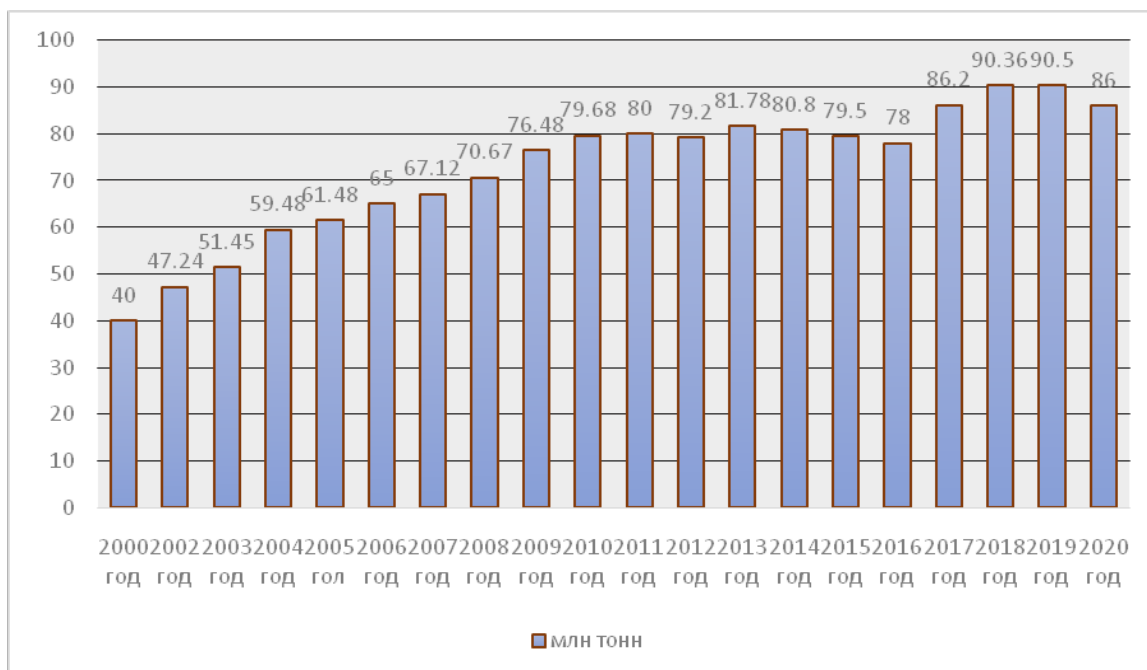


Рисунок 6 - Добыча нефти в Республике Казахстан (2000-2020 годы), млн. тонн

Примечание – составлен автором по источнику [90].

На рисунке 7 представлена динамика добычи сырой нефти и газового конденсата по отдельности за последние 20 лет.

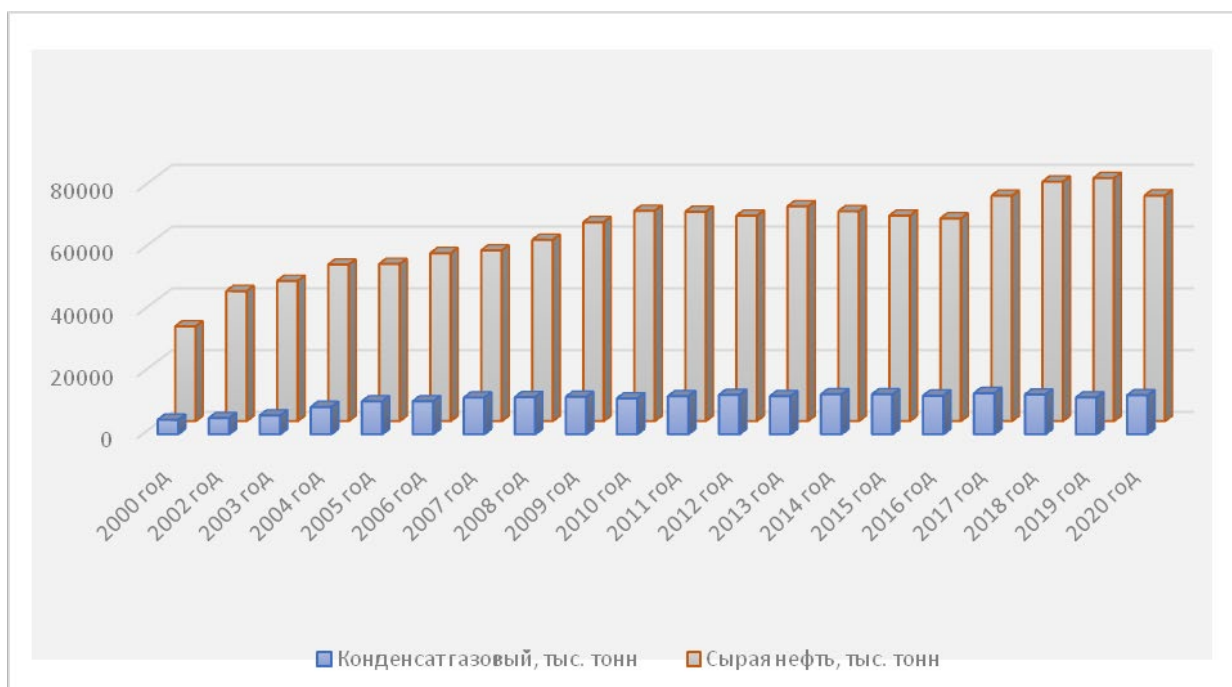


Рисунок 7 - Динамика добычи сырой нефти и конденсата газового в Республике Казахстан с 2000 по 2020 годы, тыс. тонн

Примечание – Составлен автором по источнику [91].

В стране извлекаемые запасы газа составляют 3,9 трлн. м<sup>3</sup>. Это составляет 1,7% от мировых запасов газа. Довольно большой объем природного газа находится в Атырауской (43%), Мангистауской (29%) и Западно-Казахстанской (19 %) областях [90]. В 2020 году в Казахстане добыча природного газа снижена на 9% относительно 2019 года (рисунок 8). Благодаря реализации диверсификационных мероприятий в стране наблюдается постоянный рост добычи попутного природного газа.

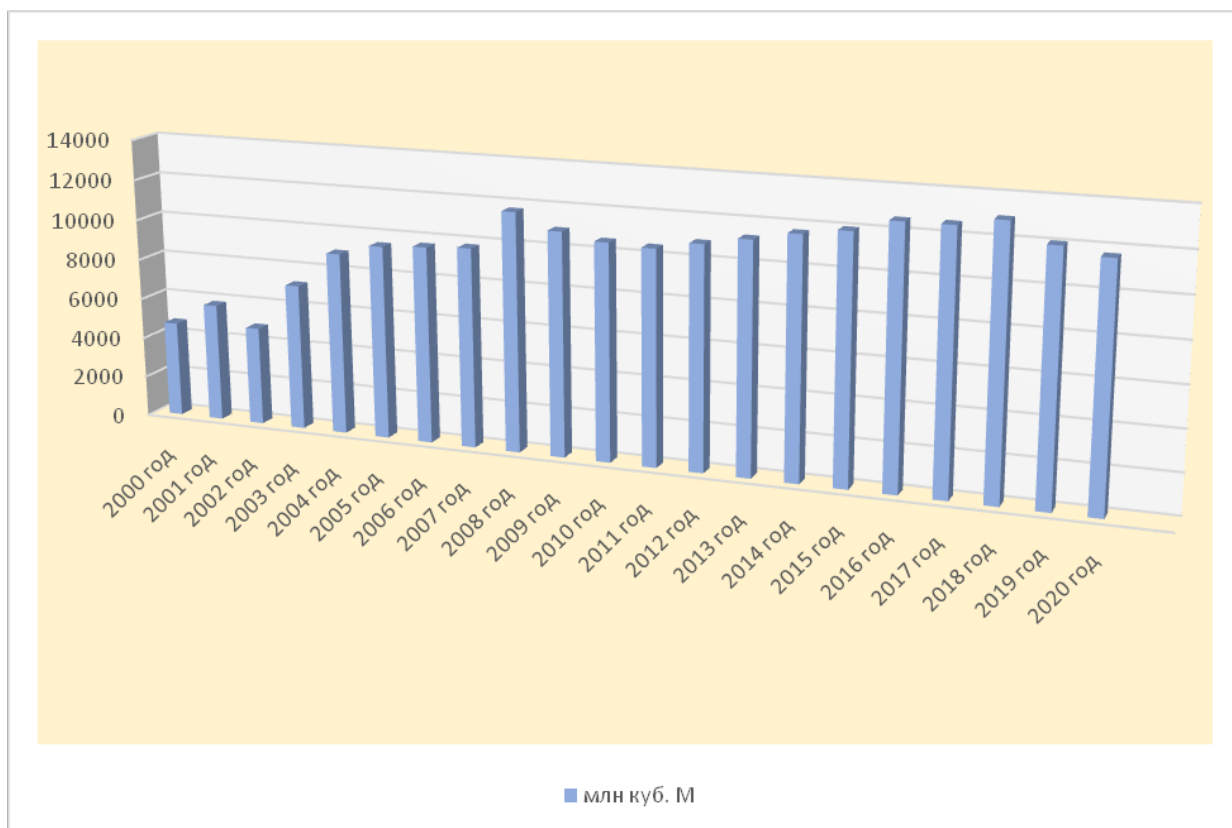


Рисунок 8 - Динамика добычи природного газа в Республике Казахстан с 2000 по 2020 годы, млн. куб. м

Примечание – Составлен автором по источнику [91].

По итогам 2019 года относительно предыдущего периода экспорт продукции сохранился благодаря тому, что объем добычи нефти остался почти на прежнем уровне — 59,6 млн. тонн. Экспорт нефтяной продукции в 2018 году был на уровне 72,5 млн. тонн.

Благодаря реализуемым проектам роста на месторождениях Тенгиз, Кашаган и Карачаганак (рисунок 9), являющихся оплотом отрасли, в скором времени добыча нефти в стране будет увеличена до 110 млн. тонн в год.

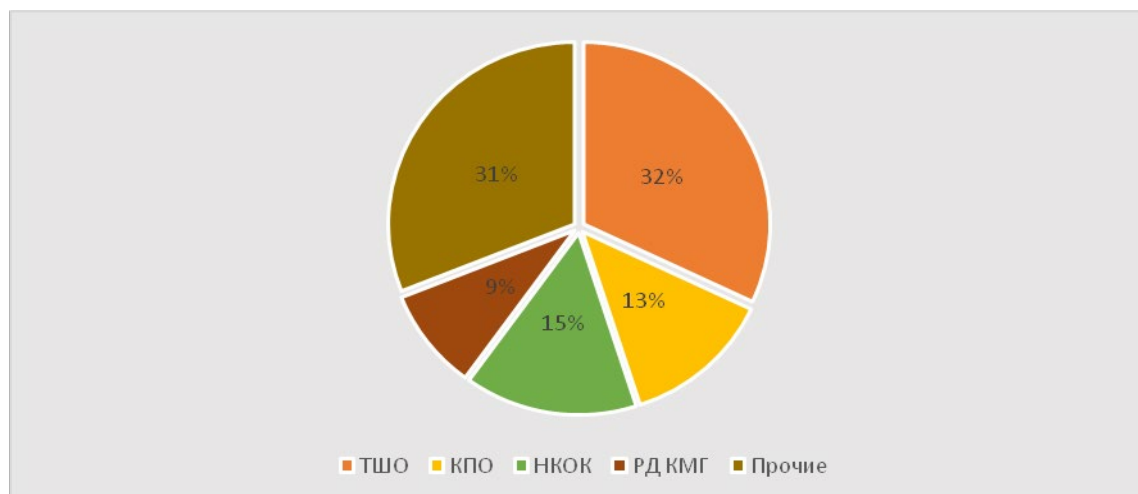


Рисунок 9 - Структура добычи нефти в Казахстане в 2018-2019 годах

Примечание – составлен автором по источнику [90].

Из 94 компаний – недропользователей по запросу МЭ РК информацию по финансовым показателям за 2016-2019 годы предоставили 43 компании, объем добычи которых составляет 90% от общего объема, без учета ТОО «Тенгизшевройл», Karachaganak Petroleum Operating B.V. и North Caspian Operating Company N.V. (таблица 5).

Таблица 5 – Основные экономические показатели по нефтегазовой отрасли Казахстана

№	Показатели	2018 г.	2019 г.	2019/2018 гг	
				+/-	%
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти, тыс. тонн	34093	86200	52107	2,5р
1.1	Добыча нефти, млн. барр.	240	232	-8	96,7
2	Капитальные вложения, всего, млн. тенге	361380	479408	118	132,7
2.1	Поисково-разведочное бурение, млн. тенге	23891	29294	5403	122,6
2.2	Строительство эксплуатационных скважин, млн. тенге	153380	229645	76265	149,8
2.3	Прочие капитальные вложения, млн. тенге	184109	220469	36360	119,7
3	Капитальный ремонт скважин, млн. тенге	47811	62119	14308	129,9
4	Количество работников, чел.	33668	33965	297	100,9
5	Ставка ЭТП (среднее значение за год), \$/тн	34	41	7	120,6
6	Курс доллара (среднее значение за год), тенге	342	326	-16	95,32
7	Коэффициент баррелизации	7	7	0	-
8	Объем реализации нефти, всего, тыс. тонн	33771	32482	-1289	96,9
8.1	Объем реализации нефти на экспорт, тыс. тонн	21040	19519	-1521	92,8
8.2	Объем реализации нефти на внутренний рынок, тыс. тонн	12730	12964	234	101,8
9	Цена реализации нефти на экспорт, тенге/тонна	89474	106812	17338	119,4
9.1	Цена реализации нефти на экспорт, \$/тонна	262	328	66	125,2
9.2	Цена реализации нефти на экспорт, \$/барр.	37	47	10	127,0



Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
10	Цена реализации нефти на внутренний рынок, тенге/тонна	35653	50085	14432	140,5
10.1	Цена реализации нефти на внутренний рынок, \$/тонна	104	154	50	148,1
10.2	Цена реализации нефти на внутренний рынок, \$/барр.	15	22	7	146,6
11	СГД, всего млн. тенге	2580138	2961860	381722	114,8
11.1	Доход от реализации нефти на экспорт и внутренний рынок, млн. тенге	2248831	2676909	428078	119,0
11.2	Финансовый доход, млн. тенге	52564	25825	-26739	49,1
11.3	Прочие доходы, млн. тенге	278744	259125	-19619	92,9
12	Вычеты, всего, млн. тенге	1684076	1653756	-30320	98,2
12.1	Себестоимость реализованной продукции, млн. тенге	725570	741935	16365	102,2
12.1.1	Фонд оплаты труда, млн. тенге	60948	65926	4978	108,2
12.1.2	Амортизация, млн. тенге	326445	297297	-29148	91,0
12.1.3	НДПИ, млн. тенге	138885	140096	1211	100,9
12.1.4	Соц.обязательства по контракту, млн. тенге	199292	238617	39325	119,7
12.2	Расходы по реализации готовой продукции, млн. тенге	578173	553967	-24206	95,8
12.2.1	Транспортные расходы на экспорт, млн. тенге	222200	179889	-42311	80,9
12.2.2	Транспортные расходы на внутренний рынок, млн. тенге	62057	60986	-1071	98,3
12.2.3	Рентный налог, млн. тенге	121534	161 51		
12.2.4	ЭТП, млн. тенге	172382	151541	-20841	87,9
12.3	Административные расходы, млн. тенге	103401	59 08	-	-
12.4	Финансовые расходы, млн. тенге	86765	109339	-64191	126,0
12.5	Прочие расходы, млн. тенге	190168	188806	-1362	99,3
13	Доход до налогообложения, млн. тенге	896063	1308104	412041	145,9
14	Корпоративный подоходный налог, млн. тенге	179213	261621	82408	146,0
15	Налог на сверхприбыль, млн. тенге	16290	54516	38226	334,6
16	Чистый доход, млн. тенге	700560	991968	291408	141,6
17	Всего налоги и выплаты, млн. тенге	827595	1007941	180346	121,8
18	Коэффициент налоговой нагрузки (всего налоги и выплаты/СГД), %	32%	34%	2	106,3
19	Рентабельность продаж (ЧД/СГД), %	27%	33%	6	122,2
20	СГД на 1 баррель нефти, долл./барр.	31,79	39,85	8,06	125,3
21	Вычеты на 1 баррель нефти, долл./барр.	20,75	22,25	1,5	107,2
22	Себестоимость на 1 баррель нефти, долл./барр.	8,94	9,14	0,2	102,4
23	Всего налоги и выплаты на 1 баррель нефти, долл./барр.	10,20	13,56	3,36	132,9
24	Чистый доход на 1 баррель нефти, долл./барр.	8,63	13,35	4,72	154,7
Примечание – составлена автором по источнику [92].					

Таблица, по 43 компаниям (Приложение Б), показывает следующие изменения показателей в 2019 году относительно 2018 году:

- уменьшение объемов добычи нефти на 3%;
- рост капитальных вложений на 33%, в том числе разведочное бурение на 23%, строительство эксплуатационных скважин на 50%;
- рост ставок вывозной таможенной пошлины (ЭТП) на 21% в связи с увеличением цен на нефть;
- экспорт возрос на 19%, в связи с ростом цен реализации нефти и на внутреннем рынке рост составил 40%;
- увеличение совокупного годового дохода (СГД) на 15%;
- увеличение затрат на реализацию продукции на 2%;
- снижение объемов вычетов на 2%;
- рост чистого дохода на 42%;
- увеличение коэффициента налоговой нагрузки на 2% (НДПИ, социальные обязательства по контракту, рентный налог, ЭТП, КПН, НСП) / СГД.

Состав затрат продукции нефтегазовой отрасли представлен расходами на производство и реализацию продукции, таможенными пошлинами и рентным налогом, административным, финансовым и прочими расходами. В этом перечне затрат наибольший удельный вес (43-45%) занимают расходы на производство продукции, (22-23%) - административные, финансовые и прочие расходы, (17-19%) - расходы, связанные с реализацией продукции и ЭТП и рентный налог. Анализ совокупных расходов/издержек продукции нефтегазовой отрасли представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Анализ совокупных расходов/издержек продукции нефтегазовой отрасли по Казахстану

Показатели	2018 г.	2019 г.	Изменение 2019/2018гг.	
			+/-	%
1	2	3	4	5
Себестоимость реализованной продукции, млн. тенге	725570	741935	16365	102,2
тенге/баррель	3027	3204	177	105,8
долл./баррель	8,9	9,8	0,9	110,1
Расходы, связанные с реализацией продукции, млн. тенге	284257	240750	-43507	84,7
тенге/баррель	1186	1040	-146	87,6
долл./баррель	3,5	3,2	-0,3	91,4
ЭТП и рентный налог, млн. тенге	293916	313092	19176	103,5
тенге/баррель	1226	1352	126	110,3
долл./баррель	3,6	4,1	0,5	113,9
Административные, финансовые и прочие расходы, млн. тенге	380709	358063	-22646	94,0
тенге/баррель	1588	1546	-42	97,3
долл./баррель	4,6	4,7	0,1	102,2
Итого, млн. тенге	1684451	1653966	-30485	91,2

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
тенге/баррель	7026	7142	116	101,6
долл./баррель	20,6	21,9	1,3	106,3
Примечание – рассчитано автором.				

Себестоимость реализованной продукции нефтегазовой отрасли по регионам Казахстана представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Себестоимость реализованной продукции нефтегазовой отрасли по регионам Казахстана, на баррель

Регионы РК	2018 г.	2019 г.	2019/2018 гг.	
			+/-	%
Атырауская область				
долл.	11,86	11,98	0,12	101,0
тенге	4052	3 905	-147	96,4
Мангистауская область				
долл.	13,83	15,14	1,31	109,5
тенге	4725	4 938	213	104,5
Актюбинская область				
долл.	12,13	14,35	2,22	118,3
тенге	4146	4 680	534	112,9
Кызылординская область				
долл.	9,65	10,61	0,96	109,9
тенге	3299	3459	160	104,8
Примечание – составлена автором.				

В Республике Казахстан на два ключевых региона – Атыраускую и Мангистаускую области – пришлось 64,3% и 22,8% добычи нефти соответственно. В этих регионах работают филиал «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (месторождение Кашаган), ТОО «Тенгизшевройл» (месторождение Тенгиз), АО «Эмбаунайгаз», АО «Каражанбасмунай», АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «Каракудукмунай» и другие.

По данным Комитета по статистике Республики Казахстан по состоянию на 01 июня 2019 года 52,1% добычи нефти (включая газовый конденсат) пришлось на Атыраускую область (19,0 млн. тонн), 20,3% – на Мангистаускую область (7,4 млн. тонн) и 14,2% – на Западно-Казахстанскую область (5,2 млн. тонн). В Атырауской области крупными добытчиками сырой нефти и попутного газа являются филиал «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (месторождение Кашаган), ТОО «Тенгизшевройл» (месторождение Тенгиз), АО «Эмбаунайгаз». В Мангистауской области работают АО «Каражанбасмунай», АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «Каракудукмунай». В Кызылординской области это компании (АО «ПКР», АО «Тургай-Петролеум», ТОО СП «Казгермунай» АО «НК «КОР» и др.), осуществляющие разработку месторождений Кумколь, Нуралы, Кызылкия, Майбулак, Нуралы,

Ащисай и др.

В следующих таблицах представлены показатели изменения рентабельности продаж нефти на экспорт (таблица 8) и внутренний рынок (таблица 9) по Казахстану.

Таблица 8 – Изменение рентабельности продаж нефти на экспорт

Показатели	2018 г.	2019 г.	2019/2018 гг.	
			+/-	%
Доходы от экспорта сырой нефти, тыс. тенге	1882581	2084825	202244	11
Транспортные расходы на экспорт, тыс. тенге	222200	179889	-42311	-19
ЭТП	172382	151541	-20840	-12
Рентный налог, тыс. тенге	121534	16151	40017	33
Чистые доходы от экспорта за минусом расходов по реализации на 1 тонну, тыс. тенге	1366465	1591844	225379	16
Физические объемы экспорта, тыс. тенге	21040	19519	-1522	-7
Чистые доходы от экспорта за минусом расходов по реализации на 1 тонну, тыс. тенге/тонну	65	82	17	26
Примечание – составлена автором.				

Как видно из таблицы 8, доход от экспорта сырой нефти за 2018-2019 годы возрос на 11%, транспортные расходы снизились на 19% в 2019 году. Это снижение связано с уменьшением объемов экспорта нефти за последние годы. Заметен рост рентного налога за период 2016-2017 годы и соответственно его рост и в 2018-2019 годы. Чистый доход от экспорта за минусом расходов по реализации на 1 тонну увеличился на 16%. Анализ изменения рентабельности продаж нефти на внутренний рынок представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Изменение рентабельности продаж нефти на внутренний рынок

Показатели	2018 г.	2019 г.	2019/2018 гг.	
			+/-	%
Доходы от продаж сырой нефти внутренний рынок, тыс. тенге	453876	649284	195408	43
Транспортные расходы на внутренний рынок, тыс. тенге	62057	60986	-1071	-2
Чистые доходы от от продаж сырой нефти внутренний рынок за минусом расходов по реализации на 1 тонну, тыс. тенге/тонну	391818	588297	196479	50
Физические объемы экспорта, тыс. тенге	12730	12964	233	2
Чистые доходы от экспорта за минусом расходов по реализации на 1 тонну, тыс. тенге/тонну	31	45	15	47
Примечание – составлена автором.				

В настоящее время безопасность поставок нефти на мировой рынок выходит на первый план, и страны-производители не заинтересованы в слишком высоких ценах. Казахстан будет соблюдать соглашение ОПЕК+ об ограничении добычи нефти, но в перспективе, на фоне развития мега-проектов в нефтегазовой отрасли, продолжит наращивать объемы.

Существующие тенденции говорят о том, что нефтегазовая отрасль Казахстана продолжает находиться в зоне активного роста наряду с сохранением ее высокой инвестиционной привлекательности. По отчетным материалам Национального банка Республики Казахстан в первом квартале 2019 года в нефтегазовую отрасль страны привлечены чистые инвестиции в размере 1 888,2 млн. долларов США или 77,8 % от общего объема прямых инвестиций в Казахстан. За 2016–2018 годы приток инвестиций в нефтегазовую отрасль Республики Казахстан увеличился на 95,9 % (на 2 012,2 млн. долларов США).

Проведем анализ нефтегазовой отрасли Кызылординской области. По объему добычи углеводородов на регион приходится 6% добычи нефти и 1,6% добычи газа в Республике Казахстан (по итогам 2019 года). К наиболее крупным нефтяным месторождениям области можно отнести Акшабулак, Кумколь, Коныс и Северо-Западный Кызылкия. На данный момент по Кызылординской области зарегистрированы 14 нефтегазодобывающих компаний, разрабатывающих 59 нефтегазовых месторождений (6% от общего количества месторождений в РК). В последние годы объемы добычи в области ежегодно снижаются.

Крупнейшими компаниями по объемам добычи нефти и газового конденсата в области являются – ТОО «СП «Казгермунай», АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», ТОО «Кольжан», АО «Тургай Петролеум» и ТОО «Саутс-Ойл». На долю этих пяти компаний приходится более 80% от общей добычи нефти и газового конденсата. Наибольшие объемы добычи газа приходятся на долю таких компаний, как ТОО «СП «Казгермунай», АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «СП «КуатАмлонмунай». Кызылординская область занимает пятое место по объему добычи нефти и газового конденсата в стране [93].

Вместе с этим, в связи с переходом большей части месторождений области на третью и четвертую стадии разработки при отсутствии проведения мероприятий по увеличению и поддержанию уровня извлечения объемов добычи нефти и газа в этой области, продолжается снижение объемов добычи. В таких условиях необходимо разрабатывать мероприятия по повышению эффективности деятельности нефтегазовых компаний.

При этом нефтегазовые месторождения области по соразмерности относятся к разряду средних и, в большинстве, мелких, и в этом отношении уже наблюдается скорая истощаемость ресурсов при активном промысле, за исключением недавно открытых небольших месторождений. Так, если в 2007 году на долю области приходилось 17,4% от общего объема добытой нефти по стране, то в 2017 году - всего 7,9%. В 2017 году в области было добыто 6813,8 тыс. тонн нефти и газового конденсата. В среднем в сутки в области

добывалось 18,6 тыс. тонн, что составляет 7,9% добычи по республике. В последние годы объемы добычи в области ежегодно снижаются. В 2017 году (по сравнению с 2016 годом) снижение составило 11,2%. В 2018 году в области было добыто 6 393,0 тыс. тонн нефти, в 2019 году 5 564,6 тыс. тонн. Заметно резкое снижение добычи нефти на 12,9%.

В исторической ретроспективе наибольший пик добычи по области пришелся на 2007 год в объеме 11,7 млн. тонн. После достижения своего пика добыча нефти и газового конденсата ежегодно снижается в среднем на 5% в год. К числу основных причин падения уровня добычи относятся истощение и увеличение обводненности разрабатываемых месторождений. До 2013 года объем добычи поддерживался за счет вложения компаниями средств в проведение дополнительных мероприятий по сохранению уровня добычи: бурение новых скважин, гидроразрыв пласта (ГРП), кислотные обработки призабойной зоны и другие дополнительные геологотехнические мероприятия (ГТМ). С 2014 года вместе со снижением мировых цен на нефть и последующим сокращением объемов проведения бурения и ГТМ большинство компаний продолжило более высокими темпами снижение добычи нефти и газового конденсата. В 2017 году среднегодовая цена на нефть марки Brent зафиксирована в размере 59,5 долл. за баррель, что на 31,9% выше уровня 2016 года (45,1 долл. за баррель), в 2018 году среднегодовая цена на нефть марки Brent достигла отметки в 70 долл. за баррель. В 2019 году наблюдается снижение до 60 долл. за баррель (рисунки 4, 5). Вместе с ростом цен выросли и объемы буровых работ. В 2017 году, впервые с 2013 года, падение объемов буровых работ сменилось на их рост. Замедлились темпы снижения добычи, в 2017 году снижение добычи в области составило 0,9 млн. тонн (11%) против падения на 1,3 млн. тонн (15%) в 2016 году. В 2018 году объем добытой нефти составил 6393 тыс. тонн, что на 420,9 тыс. тонн ниже предыдущего 2017 года, и в 2019 году происходит падение объемов добычи до уровня 5564,6 тыс. тонн или на 12,9 % (рисунок 10).

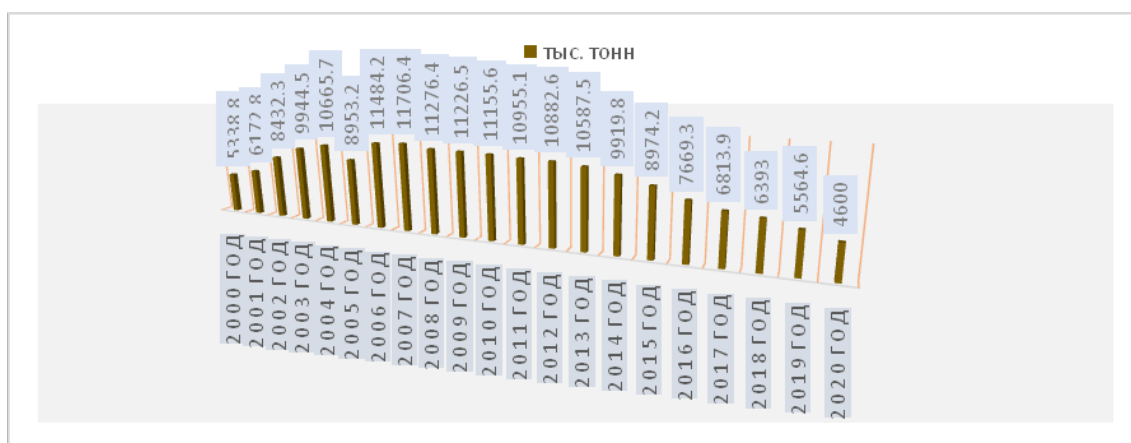


Рисунок 10 - Добыча нефти по Кызылординской области с 2000 по 2020 годы

Примечание – составлено автором по источнику [91].

До октября 2015 года компания Platts вела оценку стоимости нефти сорта CIF Augusta Kumkol, поставляемую на Средиземное море из Казахстана. По данным Platts, данный сорт нефти из Казахстана доставлялся по железной дороге до порта Батуми в Черном море, откуда в дальнейшем она уже отправлялась на Средиземноморье.

Дальнейшая оценка стоимости этого сорта прекратилась в связи с низкими объемами и прекращением поставок нефти Kumkol на Черное море. В области добываются небольшие объемы попутного газа. Вместе с добычей нефти добыча газа также идет на снижение (в среднем на 5% в год). За 2017 год в области было добыто 1 152 млн. куб. м, что на 10,1% ниже уровня 2016 года. Среднесуточная добыча газа за 2017 год составляла 3,2 млн. куб. м. (2,2% от общей добычи по стране). В 2019 году в области было добыто 910,6 млн. куб. м газа, что на 13,4% ниже уровня 2018 года (1051,7 млн. куб. м) (рисунок 11).

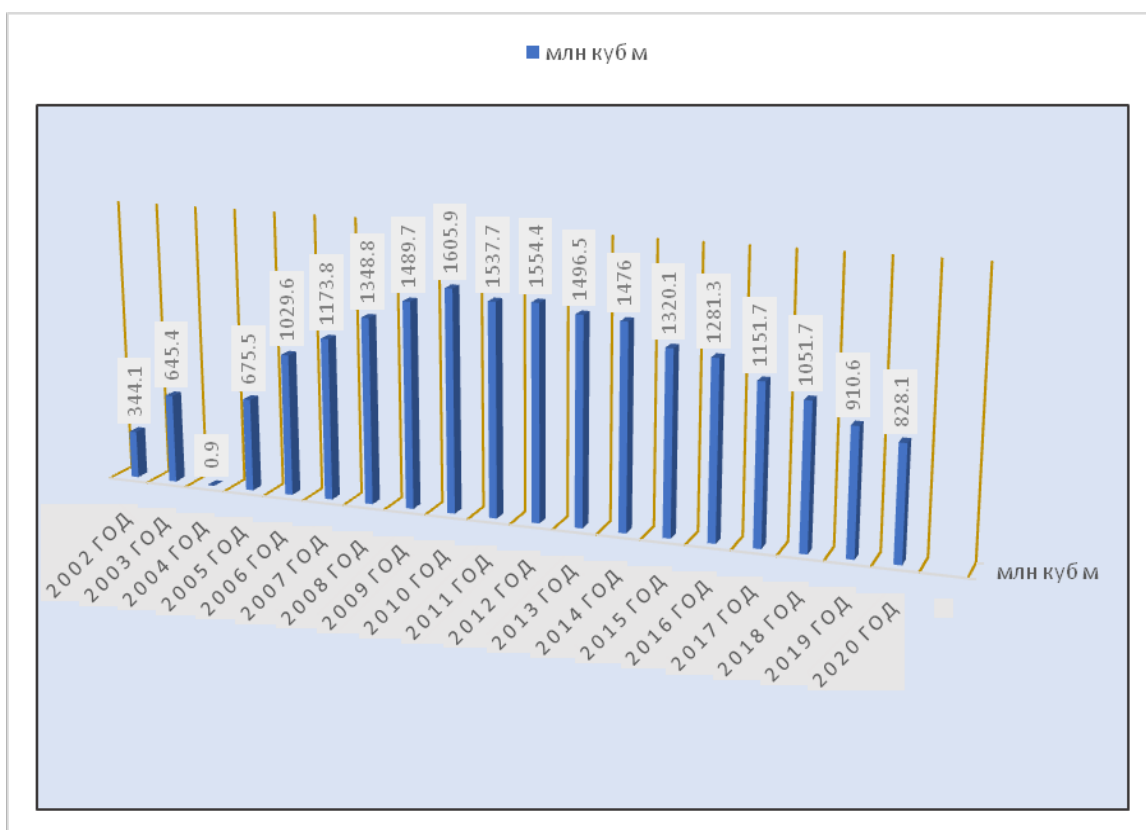


Рисунок 1- Добыча газа в Кызылординской области с 2002по 2020 годы

Примечание – составлен автором по источнику [91].

Крупнейшими компаниями области по объемам добычи нефти и газового конденсата являются ТОО «СП «Казгермунай», АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», АО «Тургай Петролеум» и ТОО «Саутс Ойл». На долю этих пяти компаний приходится более 80% от общей добычи нефти и газового конденсата в области (рисунок 12).

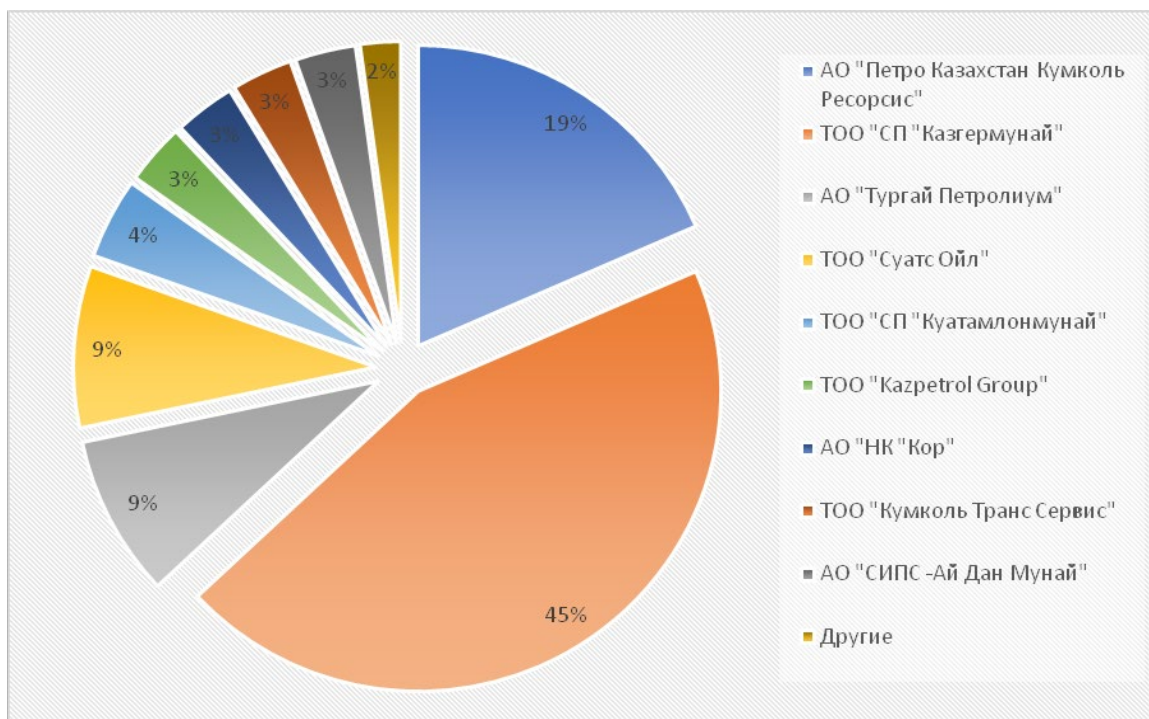


Рисунок 12 - Доля нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области в добыче нефти

Примечание – составлен автором по источнику [93].

Добыча нефти и газового конденсата в 2019 году в Кызылординской области составила 5,6 млн. тонн, в среднем – 15,2 тыс. тонн ежедневно (показатель по РК – 248,1 тыс. тонн в сутки). Так, если в 2010 году на долю области приходилось около 14% от общего объема добытой в стране нефти, то к 2019 году ее доля снизилась в 2,3 раза – до 6%. Так в 2018 году потери составили 420 тыс. тонн, в 2019 году – в 3 раза больше. Это негативно повлияло на экономику региона. В 2020 году наблюдается снижение по всем показателям. Регион все еще во многом зависит от добычи нефти и цены на нее.

Наибольшие объемы добычи газа в Кызылординской области приходятся на долю таких компаний, как ТОО СП «Казгермунай», АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «СП «Куат Амлонмунай». Вклад этих компаний - 82% от общей добычи газа области (рисунок 13).



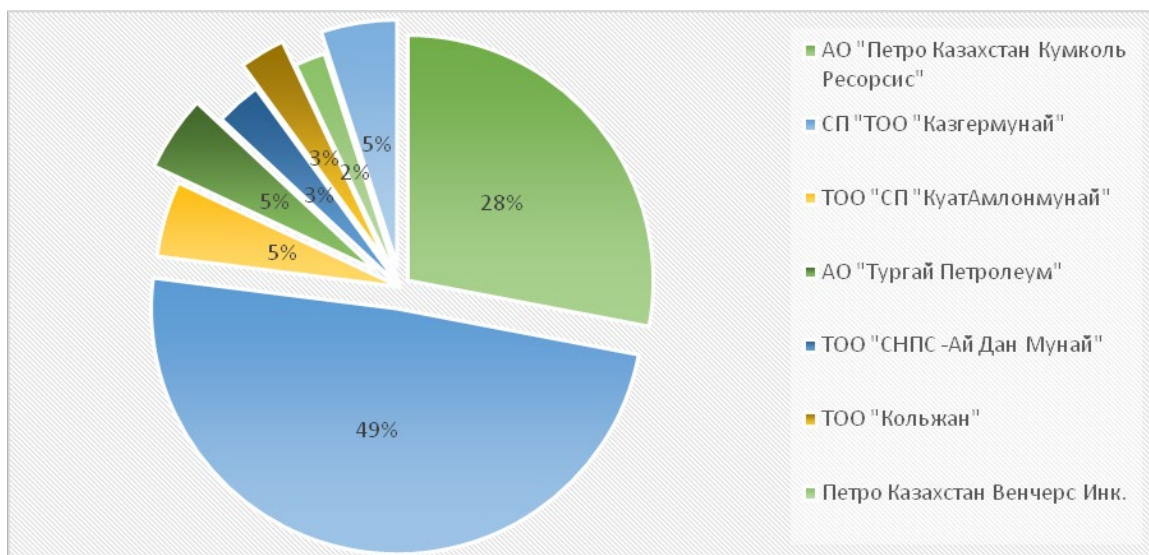


Рисунок 13 - Доля компаний Кызылординской области в добыче газа

Примечание – составлен автором по источнику [93].

Все нефтегазодобывающие предприятия Кызылординской области разделены на две категории. Это дочерние предприятия наиболее крупных нефтяных компаний мира и нефтяные компании казахстанских физических лиц, являющихся акционерами и их участниками (таблица 10).

Таблица 10 – Группировка на категории нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области

Группы/ Категории	Наименование компании	Акционеры/участники	Преимущества
1	2	3	4
Нефтяные компании, являющиеся дочерними предприятиями крупных нефтяных компаний мира.	АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»	Акционерами являются АО «РД «КазМунайГаз» и Китайская компания CNPC	-неограниченность масштабов деятельности. -профессиональный многоуровневый менеджмент; -диверсификация деятельности; -устоявшиеся отношения при взаимодействии с государственными органами.
	ТОО СП «КазГермунай»	Участниками являются АО «РД «КазМунайГаз» и Китайская компания CNPC	
	АО «Тургай-Петролеум»	Акционерами являются Компания «ПетроКазахстан Инк.» и Российская нефтяная компания «Лукойл»	
	АО «СНПС «Ай-Дан Мунай», ТОО «Куатамлонмунай»	Акционерами и участниками являются китайские нефтяные компании	

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
Казахстанские нефтяные компании (акционерами могут выступать отечественные юридические или физические лица)	ТОО «Саутс-Ойл», ТОО «КазПетролГрупп» ТОО «Кольжан», ТОО «КумкольТранс Сервис», ТОО «Марсель Петролеум», ТОО «Галаз и Компания», ТОО «SSMOйл».	Акционерами и участниками являются казахстанские физические лица	-полная самостоятельность, гибкость и оперативность в процессе принятия решений; -простота организации и реорганизации деятельности компании; -единство собственности и управления; -сосредоточение капитала и прибыли у одного акционера; -одноуровневая финансовая отчётность и налогообложение.
Примечание - составлена автором.			

Анализ данных таблицы 11 позволил установить уровень развития структурного состава акционеров и участников нефтегазодобывающих предприятий. В частности, предприятия, входящие в первую категорию, зависимы от решений вышестоящих компаний, порой не всегда имеют право на самостоятельное управление.

Предприятия, расположенные во второй категории, имеют приоритеты относительно компаний первой категории, поскольку управление производством, организация деятельности могут быть на начальном этапе развития.

Поступления в местный бюджет с учетом доли нефтегазодобывающих предприятий по Кызылординской области представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Поступления в местный бюджет по Кызылординской области

Показатели	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Доходы и поступления с учетом разовых вложений в местный бюджет по Кызылординской области, млн. тенге	42 178,9	45 639,3	54 957,9	48 697,2	60 300
В том числе нефтегазовыми предприятиями, млн. тенге	6 908,75	5 251	15 413,2	9308,4	14 320
Доля нефтегазодобывающих предприятий, %	16,4	11,5	28,0	23,0	26
Примечание - составлена автором.					

Как видно, доля поступлений в местный бюджет имела наибольший пик в 2018 году, а в последующие периоды опять вследствие финансового кризиса идет спад. Кроме того, в рамках Дорожной карты по развитию нефтегазовой отрасли Кызылординской области на 2018-2019 годы нефтяными компаниями региона проведена работа по внедрению новых технологий для добычи труднодоступной и неподвижной нефти. В 2019 году нефтедобывающие компании получили инвестиции на сумму 78,8 млрд. тенге на проведение бурения 67 нефтегазовых скважин с увеличением глубины бурения до 3 500 метров. Это позволило снизить прогнозируемые в 2019 году объемы потерь нефти более чем на 300 тыс. тонн.

Что касается месторождений, разрабатываемых, эксплуатируемых и находящихся в стадии освоения, то они представлены следующим перечнем:

- АО «ПККР» - Южный Кумколь, Юго-Восточный Кумколь, Кызылкия, Арысқум, Майбулак, Северный Нуралы, Восточный Кумколь;
- ТОО СП «КГМ» - Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы, Аксай;
- АО «Тургай Петролеум» - Северо-Западный Кумколь;
- ТОО СП «КАМ» - Коныс, Бектас;
- АО «Ай-Дан Мунай» - Арысское, Блиновское;
- АО НК «КОР» - Ащисай;
- ТОО «Саутс Ойл» - Кенлык, Кыртуз;
- ТОО «Кольжан» - Кентап.

По территории региона проходит газопровод «Акшабулак – Кызылорда» (124,0 км), нефтепровод «Кумколь-Каракойын» (200 км), «Акшабулак-Кумколь» (58,3 км), «Кумколь-Жосалы» (177,0 км). Самая дешевая нефть добывается на месторождениях Коныс и Бектас совместным предприятием «КуатАмлонмунай», самая дорогая - на месторождении Акшабулак совместным предприятием «Казгермунай».

Сравнительный анализ основных технико-экономических показателей крупных нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнительный анализ основных технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области

Наименование предприятия	Выручка, тыс. тенге						Чистый доход, тыс. тенге					
	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г.
АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», тыс. тенге	103100899	99820 728	101796857	119479606	98 775 363	60 702 550	59039616	- 8210873	24048181	73195064	13390809	-2607814
ТОО «СП «Казгермунай», тыс. тенге	133984929	155279844	187482823	234631751	190545539	101569257	80 410346	855 513	13068809	54780828	37299422	4 012301
АО «Тургай Петролеум», тыс.тенге	46 356 373	48 244 180	49 192 971	46 874 561	41 307 981	26 622 110	- 19104913	1411090	-7937 142	2 190 103	-1600284	7218276
АО НК «КОР», тыс. тенге	15 823 521	17 468 641	19 181 097	24036605	21847284	17 002 239	1 211 687	3220330	4 875 482	9687318	7759249	41587425
АО «СНРС «Ай-Дан Мунай», тыс. тенге	18 550 300	16 060 202	15 898 526	17029727	13044606	-	- 12667841	5231642	2 408 353	-2331939	-1124702	-
ТОО «КуатАмлон мунай» тыс. долл.	-	58 236	63 127	72 736	-	-	-	-19 502	-13 436	-6 203	-	-
Примечание – составлена автором по данным источников [94-99].												

В таблице представлены выручка от реализации продукции и чистый доход предприятий. По всем нефтегазодобывающим предприятиям идет резкое снижение дохода от реализации продукции и, соответственно, очень низкие значения чистого дохода. Это объясняется снижением темпов добычи нефти, снижением цен на нефть и последствия COVID-19, оказавшего влияние на весь мировой рынок нефти.

Оценка эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий может быть представлена посредством системы показателей, называемых единичными. Она включает ключевые показатели эффективности (KPI), которые классифицированы как финансовые и функциональные. Как правило, достижение показателей KPI возлагается на топ-менеджмент: (первый руководитель (контролирует финансовую часть) и начальники структурных подразделений (курируют функциональные процессы).

Далее функциональные показатели подразделяются на направления: Upstream (разведка и добыча) и Downstream (нефтехимия и нефтепереработка).

В показатели разведки и добычи нефти включены: валовый объем добычи нефти и газа, затраты на поиск и разведку углеводородного сырья, коэффициент восполнения запасов, прирост добычи нефти и газа. Нефтехимия и нефтепереработка характеризуется коэффициентом использования мощности предприятия, прибылью за счет переработки сырья, степенью переработки, показателями получения светлых нефтепродуктов, объемами производства горючего-смазочных продуктов.

В таблице 13 представлен анализ KPI показателей по ведущим нефтегазодобывающим предприятиям региона АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», ТОО «СП «Казгермунай», АО «Тургай Петролеум», АО НК «КОР», АО «СНПС «Ай-Дан Мунай», ТОО «КуатАмлонМунай».

Таблица 13 – Основные KPI ведущих нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области

	Основные KPI	АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»	ТОО «СП «Казгермунай»	АО «Тургай Петролеум»	АО НК «КОР»	АО «СНПС «Ай-Дан Мунай»	ТОО «КуатАмлонМунай»
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Финансовые KPI</b>							
1	ROCE/ROACE	+	+	+	-	-	-
2	ROE	+	+	+	--	+	-
<b>Функциональные KPI – Upstream</b>							
1	Затраты на поисково-разведочные работы	+	+	+	-	-	-
2	Коэффициент восполнения запасов	+	+	+	--	+	-

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Коэффициент успешности поисково-разведочного бурения	+	+	+	--	-	-
4	Прирост добычи	--	--	--	--	-	-
5	Валовая добыча	+	+	+	-	-	-
6	Удельные затраты на поисково-разведочные работы	+	+	+	-	-	--
7	Удельные затраты на замещение резервов (RRC)	+	-	+	--	-	-
8	Удельные затраты на освоение	+	-	+	-	-	
9	Удельные затраты на извлечение/ добыча	-	+	+	--	-	-
10	Удельные затраты на транспортировку	-	-	+	--	-	-
11	Амортизация на ед. продукции	+	+	-	-	-	-
Функциональные KPI – Downstream							
1	Коэффициент использования мощностей	--	--	--	--	--	-
2	Маржа переработки	--	--	--	--	-	-
3	Выход светлых НП	--	--	--	--	--	--
4	Объем переработки	--	--	--	--	--	--
5	Глубина переработки	--	--	--	--	--	--
Примечание – составлена автором.							

Создание значения показателя в углеводородной цепочке даст возможность успешного ведения производства с помощью осуществления мероприятий на определённом этапе деятельности отрасли. В данной ситуации на предприятии процесс должен начаться добычей нефти и газа и закончиться маркетинговыми исследованиями, и это дает возможность создания

дополнительной стоимости для акционеров.

Анализ ключевых показателей эффективности крупных нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области дал возможность определить, что их деятельность соответствует направлению «апстрим»/ Upstream. Для повышения эффективности диверсификации производства предприятиям необходимо идти в направлении развития «даунстрим» /Downstream.

Возможность использования вышеприведенной группы основных ключевых показателей эффективности позволила выработать стратегию и цели стратегического развития определенного нефтегазодобывающего предприятия. Изменения стратегии и ключевых показателей эффективности взаимосвязаны. Несомненно, в связи с этим необходимо делать акцент при диверсификации производства на увеличение показателей КРІ каждого нефтегазодобывающего предприятия. В конечном итоге это будет являться фактором, оказавшим влияние на диверсификацию производства в деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

## **2.2 Диверсификация деятельности нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области**

Современное состояние и перспективы развития отраслей топливно-энергетического сектора Казахстана сфокусированы на инвестициях, ценовой политике и проблемах тарифообразования. Проводимая государством экологическая политика, газификация центральных регионов страны, активное развитие возобновляемых источников энергии, а также запуск рынка мощности и интеграционные процессы в рамках ЕАЭС – все это определяет необходимость принципиальных изменений тарифной и ценовой политики

Несмотря на активное продвижение Казахстана по пути диверсификации, энергоресурсы сохраняют за собой первостепенную значимость для его экономики. На текущий момент нефтегазовый сектор обеспечивает 1/5 ВВП (21,3% в 2018 году), около 2/3 совокупной экспортной выручки (70% в 2018 году) и почти половину доходов государственного бюджета страны (44% в 2018 году)[100].

Топливо-энергетический комплекс также занимает лидирующие позиции по привлечению в Казахстан прямых иностранных инвестиций. Одной из значимых для Казахстана тенденций является соглашение «ОПЕК +», которое положительно повлияло на конъюнктуру цен на нефть. Однако на рынке нефти все же сохраняется нестабильность. В этой связи чрезвычайно важно обеспечить сокращение затрат на добычу и благоприятные условия для привлечения внешних инвестиций.

Выработаны рекомендации в пользу инвестиций в разведку, добычу и экспорт углеводородных энергоресурсов – «когда это экономически оправдано в текущих условиях и с учетом предполагаемого развития ситуации в перспективе, включая инвестиционную среду». «Применительно к добывающей отрасли данная рекомендация в равной мере распространяется на плановое расширение реализуемых в Казахстане мега-проектов, разработку

новых перспективных участков недр, а также на меры по интенсификации добычи на зрелых месторождениях.

Цена на нефть во всем мире меняется ежедневно. Основные факторы изменения цены на нефть – текущий спрос и предложение, бюджет ведущих стран-нефтеэкспортеров, политический фактор. В свою очередь изменение цены на нефть влияет на многие сектора экономики, и один из них – это промышленность. В течение первого полугодия 2019 года цены на нефть колебались в диапазоне 21 633 - 28 870 тенге.

В настоящее время безопасность поставок нефти на мировой рынок выходит на первый план, и страны-производители не заинтересованы в слишком высоких ценах. Казахстан будет соблюдать соглашение ОПЕК+ об ограничении добычи нефти, но в перспективе, на фоне развития мега-проектов в нефтегазовой отрасли, продолжит наращивать объемы.

Нефтяная компания АО «Тургай-Петролеум» в свою функциональную деятельность включает добычу углеводородного сырья, продажу сырой нефти и сжиженного газа как на отечественном, так и на внутреннем и мировых рынках. Компания выводит свою продукцию на внешние рынки по нефтепроводом (КазТрансОйл и Казахстанско-Китайский нефтепровод) в Китай, а также в Узбекистан по трубопроводной системе и железным дорогам.

Нефтегазодобывающее предприятие АО «Тургай-Петролеум» имеет юридический статус с 22 августа 1995 года. Предприятие являлось изначально закрытым акционерным обществом «Кумколь-ЛУКойл», в 2000 году преобразовано в закрытое АО «Тургай-Петролеум» [101].

Нефтяные компании «ЛУКойл Оверсиз Кумколь Б.В.» («ЛУКойл Оверсиз») и «ПетроКазахстанИнк.» являются акционерами АО «Тургай-Петролеум» и владеют 50% простых акций.

Нефтегазодобывающее предприятие работало на основе контракта на недропользование от 26 апреля 1996 года, который прекратил свое право на ведение разведки и добычи нефти 20 декабря 2020 года.

Компания занимается продажей сырой нефти казахстанским предприятиям для переработки, на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод и Павлодарский нефтехимический завод. Поставка сырой нефти на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы осуществляется по согласованию с компетентным государственным органом.

Динамика отпуска сырой нефти:

- на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод (ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»): 2016 год - 198 тыс. тонн, 2017 год - 248 тыс. тонн, 2018 год - 55 тыс. тонн; 2019 год - 4 тыс. тонн;

- на Павлодарский НХЗ: 2016 год - 198 тыс. тонн, 2017 год - 139 тыс. тонн, 2018 год - 302 тыс. тонн; 2019 год - 355 тыс. тонн [16, с.92].

Как видно происходило снижение поставок сырья на частный НПЗ в Шымкент с увеличением поставок в государственные НХЗ в Павлодар.

АО «Тургай-Петролеум» совместно АО «ПККР» использует производственные мощности системы «Кумколь-Арысум» и нефтепровода



«Арысқум-Джусалы» («КАМ»), а также завода по переработке газа и производству электроэнергии на месторождении Кумколь (ГУП).

Рассмотрим и проанализируем основные технико-экономические показатели производственно-хозяйственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» (таблица 14).

Таблица 14 – Техничко-экономические показатели производственной деятельности нефтяной компании АО «Тургай - Петролеум»

Показатели	2017 г.	2018г.	2019г.	2020 г.	Отклонение 2019/2018гг.		Отклонение 2020/2019гг.	
					+/-	%	+/-	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Объем добычи нефти, тыс. тонн	2 563	1 759	1535	747	-224	87,3	-	-
2. Доход от реализации продукции, тыс. тенге	49192 971	46874 561	41307 981	26622110	-5566580	88,1	-14685871	64,4
3. Себестоимость реализованной продукции, тыс. тенге	27416 036	27735 168	23663 295	15 903033	-4071873	85,3	-7760262	67,2
4. Валовый доход, тыс. тенге	21 776 935	19 139 393	17 644 686	10719077	-1494707	92,2	-6925609	60,7
6. Среднесписочная численность работников, чел.	535	526	495	477	-31	94,1	-18	96,4
- производственный персонал	416	407	383	373	-24	94,1	-10	97,4
- административные работники	119	119	112	104	-7	94,1	-8	92,8
6. Годовой фонд заработной платы, тыс. тенге	2309 252	2414 084	2 436 754	2481776	22670	100,9	45022	101,8
7. Среднемесячная заработная плата 1-го работника, тенге	359 696	382 459	410 228	433 574	27769	107,3	23346	105,7
8. Основные фонды, тыс. тенге	26860 761	18304 298	4778 366	12850978	-13525932	26,1	8072612	2,6 p
9. Оборотные фонды, тыс. тенге	13 979 593	18 351 173	19 085 866	7424429	734693	104,0	-11841437	38,9

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.Чистый доход, тыс. тенге	-7 937 142	2190 103	-1600 284	7218276	589 819	-	5617992	-
11.Производительность труда, тыс. тенге/чел.	118 252	115171	107 854	55 811	-7317	93,6	-52043	51,7
12.Фондоотдача, тенге	1,83	2,56	8,64	2,07	6,08	3,4р	-6,57	23,9
13.Фондоемкость,тенге	0,55	0,39	0,12	0,48	-0,27	30,8	0,36	в 4 раза
14.Фондовооруженность труда, тыс.тенге	64 569	44 998	12 476	26 941	-32522	27,7	14465	в 2,2 раза
15.Доходность реализованной продукции, %	-	7,9	-	45,4	-7,9	-	45,4	-
17.Уровень рентабельности продаж, %	-	4,7	-	27,1	-4,7	-	27,1	-
Примечание –составлено автором по источнику [102].								

Анализ показателей таблицы 14 показывает, что согласно условиям контрактного договора наблюдается ежегодное уменьшение объемов разрабатываемой сырой нефти на 6%-11%. Так, в 2017 году было добыто 2563 тыс. тонн, в 2018 году -1759 тыс. тонн, в 2019 году- 1535 тыс. тонн. Мировой кризис на ценовые величины 2020 года оказал существенное влияние – объем добываемой продукции составил 747 тыс. тонн. Кроме того, месторождения истощаются. Запасы сырой нефти были оценены по состоянию на 31.12.2020, исходя из доказанных и вероятных запасов в размере 2 349 864 тонн (по состоянию на 31.12.2019-2 704 849 тонн). Цена продажи нефти на внутренний рынок в 2020 году составила 23,03 долл. США за баррель (2019 год-29,03 долл. США за баррель).

Снижение объемов добываемой сырой нефти влечет и уменьшение показателей выручки: в 2018 году относительно 2017 года величина продаж снизилась на 2318410 тыс. тенге (или 95,3%). В 2019 году по сравнению с предыдущим годом реализация уменьшилась на 5 566 580 тыс. тенге (на 88,1%). За период с 2019 по 2020 годы уменьшение на 14685871 тыс. тонн (или 64,4%).

Одним из значительных экономических показателей хозяйственной деятельности предприятия выступают себестоимость продукции и издержки производства. В таблице 15 даны показатели себестоимости продукции нефтяной компании АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 15 – Структура себестоимости реализованной продукции АО «Тургай-Петролеум»

Показатели	2017г.	Уд вес, %	2018г.	Уд вес, %	2019г.	Уд вес, %	2020 г.	Уд вес, %	2019/2018 гг.		2020/2019гг	
									+/-	%	+/-	%
Себестоимость реализации, тыс. тенге в том числе:	27416036	100	27735168	100	23663295	100	15903033	100	-4071873	-	-7760262	-
- износ основных средств и амортизация нематериальных активов	13296782	48,5	11157446	40,2	7005805	29,7	558 959	3,51	-4151641	62,8	-6446846	7,9
- налог на добычу полезных ископаемых	900112	3,3	3236559	11,8	1998163	8,4	1158460	7,3	-1238396	61,7	-839703	57,9
- расходы по обслуживанию месторождения	8650829	31,5	8990013	32,4	9880494	41,7	9160826	57,6	890481	109,9	-719668	92,7
- материалы	1640568	6,0	1600844	5,8	1790823	7,6	1771608	11,1	189979	111,8	-19215	98,9
- оплата труда и связанные расходы	1590192	5,8	1461238	5,2	1568773	6,6	1718392	10,8	107535	107,4	149619	109,5
-налоги, кроме подоходного налога	541585	1,9	392158	1,4	304720	1,3	299420	1,9	-1087438	77,7	-5300	98,3
- операционные расходы ГУПа	451025	1,6	389958	1,4	619531	2,6	728807	4,5	229573	158,9	109276	117,6
- расходы по страхованию	213083	0,9	216625	0,8	219947	0,9	209925	1,3	3322	101,5	-10022	95,4
- прочие	131860	0,5	290327	1,0	275039	1,2	296636	1,9	-15288	94,7	21597	107,8
Примечание – составлено автором по источнику [102].												

Аналитические показатели расходов на производство продукции дают возможность судить о неравных темпах их изменений в динамике за период с 2017 по 2020 годы. Если в 2018 году относительно 2017 года наблюдается увеличение расходной части на 1,2 %, то в 2019 году по сравнению с 2018 годом имеет место резкого снижения расходов на 85,3%. В 2020 году далее происходит снижение затратной части себестоимости продукции, что связано с падением объема добываемой нефти. Следовательно, и объем реализации, и величина дохода уменьшились.

По структуре основными затратными показателями являются денежные средства, направленные на обслуживание самого месторождения (31,5-57,6%). Также за период 2017 по 2020 годы не происходило обновления и расширения основных фондов с одновременным выходом износившегося оборудования. В результате чего удельный вес износа основных фондов в структуре себестоимости продукции снизились до 3,51%.

Также увеличиваются ежегодные расходы на обслуживание месторождения: за анализируемый период они возросли с 31,5% в 2017 году до 32,4% в 2018 году, 41,7% в 2019 году, до 57,6% в 2020 году. Величины показателей по другим статьям расходов себестоимости продукции имеют незначительные колебания в динамике.

Эффективность деятельности нефтяного предприятия определяется величиной валового дохода. Темпы снижения дохода за анализируемые годы составили: в 2018 году – на 13,1%; в 2019 году – на 8%; в 2020 году – на 39,4%. Безусловно, снижается показатель выручки, уменьшается и валовый доход нефтегазодобывающего предприятия АО «Тургай-Петролеум».

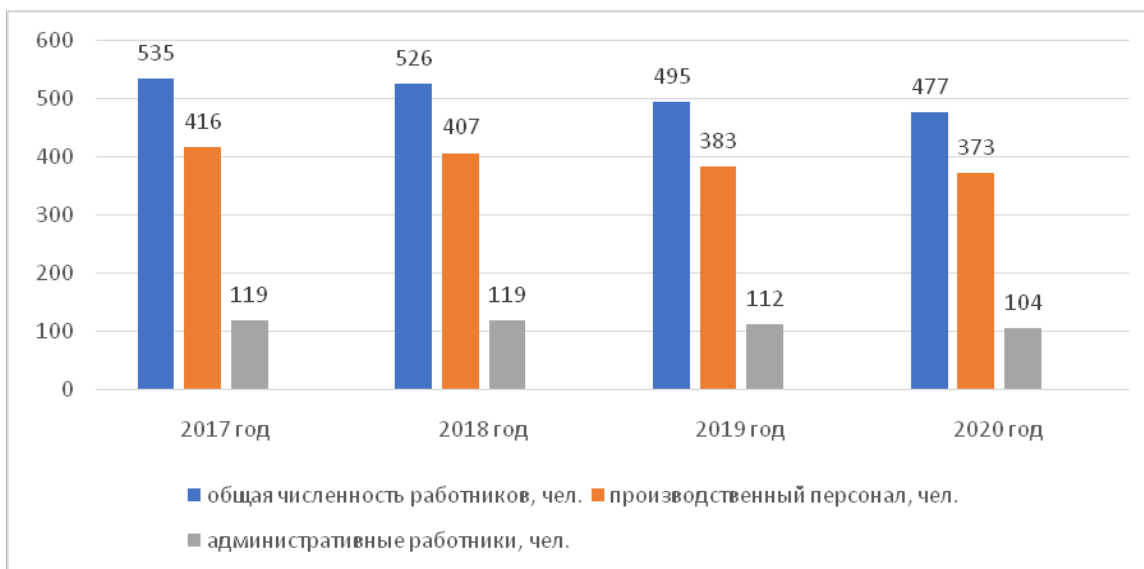


Рисунок 14 - Среднесписочная численность по категориям работников АО «Тургай -Петролеум»

Примечание – составлен автором.

Динамика изменений численности работников компании АО «Тургай Петролеум», представленная на рисунке 14 показывает их снижение: в 2018 году -1,7%, в 2019 году -5,9%, в 2020 году -3,65,9%. При этом заработной платы наблюдается в 2019 году - 2 436 754 тыс. тенге. Среднемесячная заработная плата работников в 2019 году составляла 410 228 тыс. тенге, в 2018 году - 382 459 тенге. Однако, показатель производительности труда из года в год снижается: в 2017 году - 118 252 тыс. тенге, в 2018 году - 115 171 тыс. тенге, в 2019 году – 107 854 тыс. тенге, в 2020 году 55 811 тыс. тенге. Этот факт указывает на нарушение закона соотношения роста производительности труда и заработной платы. Рост производительности труда по закону экономики должен опережать рост заработной платы. Но в компании рост заработной платы связан с сокращением среднесписочной численности работников, в основном, производственного назначения. Безусловно, данное явление выступает как признак нестабильного развития АО «Тургай - Петролеум», являясь негативным фактором, отрицательно влияющим на эффективность управления предприятия в целом.

Показатель фондоотдачи за анализируемый период вырос: с 1,83 тенге в 2017 году до 2,56 тенге в 2018 году и до 8,64 тенге в 2019 году. В 2020 году наблюдается резкое снижение показателя фондоотдачи на 6,57 тенге и составил 2,07 тенге. Фондоёмкость составила в 2017 году 0,55 тенге и снизилась до 0,39 тенге в 2018 году, в 2019 году - 0,12 тенге, в 2020 году - 0,48 тенге. Рост данного показателя за последний период в 4 раза является негативным фактором для роста производства (рисунок 15).

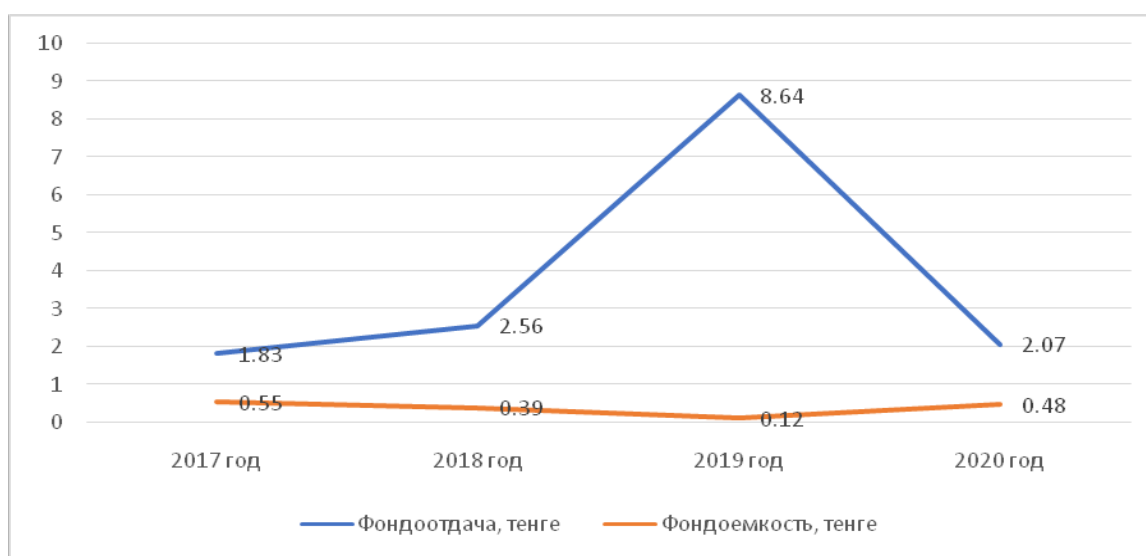


Рисунок 15 - Показатели эффективности использования основных производственных фондов АО «Тургай-Петролеум»

Примечание – составлен автором.

Эффективное использование основных производственных фондов предприятия есть следствие роста фондоотдачи и снижения фондоёмкости.

Оборотный капитал АО «Тургай -Петролеум» возрос в 2017 году - 13 979 593 тыс. тенге, в 2018 году - 18 351 173 тыс. тенге (31,3%), в 2019 году - 19 085 866 тыс. тенге (4%), в 2020 году - 7 424 429 тыс. тенге. В 2020 году произошло снижение на 11 841 437 тыс. тенге. Это объясняется снижением производства во время пандемии.

Величина фондовооруженности труда за 2017-2019 годы на предприятии заметно уменьшилась, в 2020 году наблюдается увеличение на 14465 тыс. тенге.

В 2017 году предприятие работало убыточно. Величина убытка составила 7 937 142 тыс. тенге. В 2018 году получен доход в размере 2 190 103 тыс. тенге. В 2019 году предприятие было вновь убыточным: убыток составил 1 600 284 тыс. тенге. Это связано с падением мировых цен на нефть и снижением объемов добычи нефти на предприятии.

В 2020 году получена прибыль в размере 7 218 276 тыс. тенге. Доходность продукции и доходность продаж за 2018 год составили соответственно 7,9% и 4,7%, за 2020 год соответственно 45% и 27,1%.

Показатели финансовой результативности деятельности АО «Тургай-Петролеум» - доходы за 2017-2020 годы даны на рисунке 16.

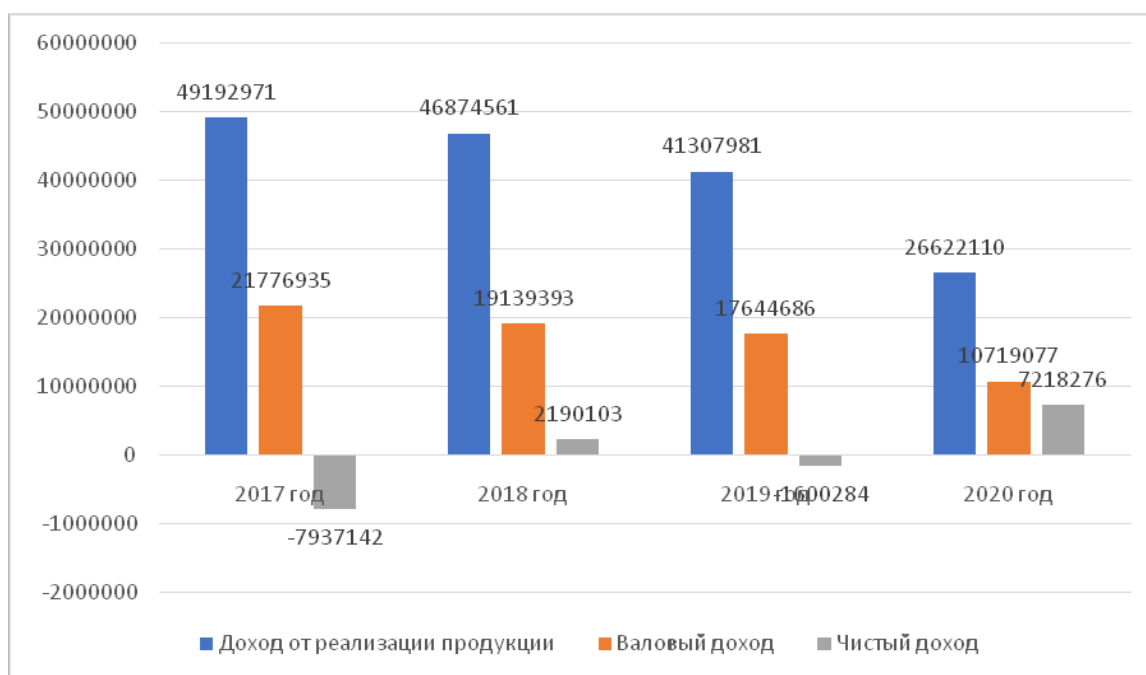


Рисунок 16 - Динамика доходов АО «Тургай-Петролеум» за 2017-2020 годы, тыс. тенге

Примечание – составлен автором.

Таким образом, проведенный анализ основных технико-экономических показателей производственной деятельности нефтедобывающего предприятия АО «Тургай-Петролеум» показывает, что в основном за период с 2017 по 2020 годы практически все показатели снижаются. Такая картина имеет место



вследствие уменьшения уровня объемов добычи нефти в три раза.

Из вышеприведенного анализа динамических изменений основных технико-экономических показателей исследуемого объекта можно судить о нестабильном положении АО «Тургай-Петролеум».

Дальнейшее развитие предприятия будет сопряжено с принятием решения по результатам диверсификации производства и уровня конкурентоспособности продукции, что в свою очередь и определит направления перспектив развития АО «Тургай-Петролеум». В следующей таблице 16 проанализируем внутренние переменные деятельности предприятия по отношению корпоративной культуре, коммуникации и бизнес-процессам (таблица 16).

Таблица 16 – Внутренние переменные деятельности АО «Тургай-Петролеум»

Параметры видения	2015 г.	2020 г.
1	2	3
Корпоративная культура	W	S
	<p>1. Не сформулирован внешний / внутренний образ предприятия</p> <p>2. Не ведется работа по отслеживанию внешнего / внутреннего образа предприятия</p> <p>3. Не сформулированы ценности предприятия</p>	<p>1. Корпоративная культура на предприятии не формализована, не способствует достижению стратегических целей предприятия.</p> <p>2. Формализованы цели, задачи, принципы и инструменты корпоративной культуры и внешнего образа предприятия.</p> <p>3. Определены внешние и внутренние образы предприятия (символы, девизы, гимн, корпоративный журнал).</p> <p>4. Корпоративная культура ориентирована на общекультурные ценности и слабо связана с достижением целей предприятия и бизнес-процесса;</p> <p>5. Эффективность управления, соблюдение дисциплины и мотивация к достижению целей зависит от личных качеств владельца бизнес-процесса, что является системным риском; осознанных целей и корпоративной культуры не имеет.</p>
Система коммуникаций	W	S
	<p>Система коммуникаций не настроена на оптимальную процессную схему предприятия. В АО «Тургай-Петролеум» система совещаний не формализована, каждое совещание может быть</p>	<p>1. В настоящий момент информация на предприятии передается через местные телекоммуникации, путем повышения квалификации работников предприятия и обучения непосредственно на месторождении.</p> <p>2. Информирование также осуществляется через систему совещаний согласно П.1-К-03 «Положению о совещаниях», которое описывает типы совещаний, процесс подготовки и проведения совещаний в рамках предприятия, описывает периодичность, порядок выполнения процесса и работников, ответственных за выполнение пунктов данного положения.</p> <p>3. С целью подтверждения свидетельств</p>

Продолжение таблицы 16

1	2	3
	<p>организовано при необходимости решения проблемы/принятия управленческого решения. Протоколирование совещаний не ведется. Система отслеживания выполнения решений совещаний не сформирована. Система документооборота не формализована, не автоматизирована и не привязана к оптимальной процессной схеме. На предприятии сложилась культура работы с документами, сложился перечень и сроки их подачи, а также соответственные. С другой стороны, при развитии бизнеса Компании документарные взаимосвязи между объектами Компании, внешней среды будут усложнены, что потребует более жесткой формализации процедур документооборота, назначения ответственных,</p>	<p>соответствия требованиям и результативности СМК ведутся и поддерживаются в рабочем состоянии необходимые записи. Записями по качеству являются документы, описанные в руководящем документе «График документооборота» каждого подразделения Компании. Средства управления, необходимые для хранения, защиты, и изъятия записей определены в Р.1–ДЮВ.ОМК–06 «Регламент по управлению записями».</p> <p>4.Предприятие постепенно переходит от бумажного документооборота к электронному. По мере развития этого перехода новые категории документов переводятся из бумажной в электронную систему управления документами. В настоящее время используются обе системы, что описано в ПРЦ.1-К-05 «Процедура внедрения руководящей документации».</p> <p>5.На предприятии инженерно-технический персонал полностью укомплектован компьютерной техникой. Основные программные обеспечения, применяемые и внедряемые на предприятии:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.ServiceDesk – система управления и контроля заявками на обслуживание ИТ;</li> <li>2.SunSystem – система бухгалтерского учета;</li> <li>3.Система электронного документооборота;</li> <li>4.SunHRB – система по управлению персоналом и начислению заработной платы;</li> <li>5.СУНА – Система управления нефтегазовыми активами;</li> <li>6.SAPR/3 – интегрированная автоматизированная система управления предприятием;</li> <li>7.Oilinfosystem – система сбора и обработки геолого-промысловой информации;</li> <li>8.ПК Баспро – система мониторинга разработки месторождения и геологического моделирования;</li> <li>9.Petrel– ПО для 3D моделирования месторождения;</li> <li>10.Eclipse – программа расчета гидродинамической разработки месторождения.</li> </ol> <p>ИС Параграф – нормы действующего законодательства.</p>

Продолжение таблицы 16

1	2	3
	закрепления сроков подачи, и требований к оформлению / составлению документов.	
Система бизнес-процессов	W	S
	Цепочка добавленной стоимости отсутствует, нет перечня бизнес-процессов компании, бизнес-процессы не формализованы и не имеют компьютерных моделей для анализа и оптимизации. Руководящие документы написаны общими фразами и не привязаны к бизнес-процессам, соответственно не работают.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. На предприятии сформирована и зафиксирована документально ЦДС (схема и утвержденный перечень БП)</li> <li>2. Разработаны и утверждены паспорта БП с указанием продуктов на выходе, критериев результативности и эффективности</li> <li>3. Разработаны и утверждены компьютерные модели для анализа и оптимизации бизнес-процессов</li> <li>4. Существуют работающие Руководящие Документы (РД) на базе БП. Модель руководящих документов построена по принципу «разумной достаточности» и описана в специальном документе.</li> </ol>
Примечание – составлена автором.		

В ходе анализа деятельности АО «Тургай-Петролеум» были отмечены следующие недостатки: разработка месторождений находится на третьей стадии; темпы роста обводненности выше среднего; жесткие требования органов контроля; рынок сервисных работ и услуг узкий; загруженность производственных мощностей (УКПГ, ЦППН) находится на низком уровне.

Исходя из проведенного анализа деятельности АО «Тургай-Петролеум» по диверсификации производства, можно констатировать, что на данном предприятии имеет место узкая диверсификация (в границах функционирования нефтегазодобывающего предприятия).

Необходимо расширение диверсификации производства на предприятии через реализацию инновационно-инвестиционных проектов по внедрению новых технологий для увеличения объемов добычи углеводородных продуктов, проникновения на связанные и несвязанные отраслевые рынки, развитие логистики, установки контроля над производством и хозяйственно-экономической деятельностью в целях обеспечения устойчивости

нефтегазового предприятия.

Требуется осуществление вертикальной интеграции через привлечение инвестиций для расширения деятельности предприятия. Проведение связанной горизонтальной диверсификации даст возможность расширения и обновления производства для роста добычи углеводородного сырья. С этой целью произведем в следующем параграфе расчет экономической эффективности проектов по диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий Кызылординского региона.

### **2.3 Экономическая эффективность проектов по диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий**

Нефтегазовая отрасль экономики представляет собой одну из наиболее привлекательных сфер для инвестирования. К разрабатываемым инвестиционным проектам по диверсификации производства есть определенного вида требования. Сам проект представляется специальным документом, без требования крупных вложений и финансируемый только за счет собственных средств предприятия. Эти проекты включают в себя определенный перечень разделов и показателей. В них рассматриваются цели, параметры, необходимые финансовые средства для осуществления проекта и показатели эффективности, принятые в международных стандартах. Что касается проектов, для которых необходим большой объем инвестиций и есть необходимость привлечения внешних источников финансирования, то это позволяет самому предприятию и инвесторам оценить эффективность и целесообразность осуществления реальных инвестиций. К проекту с внешним источником финансирования требования значительно выше, и инвестору или кредитору, принимающему участие в проекте, необходимо иметь более полное представление о проекте.

Инвестиционный проект диверсификации предприятия, как правило, содержит результаты маркетингового исследования, экономические показатели, объемы финансирования и движения денежных потоков, время их возвратности, направления инвестирования [103].

Для оценки эффективности проекта используются различные методики. Это и макроэкономические показатели, и финансовые показатели, и ключевые показатели эффективности. Но тем не менее на практике, кроме системы перечисленных показателей эффективности, изучается и анализируется опыт зарубежной практики экономической оценки проектов с целью их применения в казахстанской практике оценки инвестиционных проектов.

На этапе принятия решения о целесообразности реализации проекта в короткие сроки проведение оценки экономической эффективности инвестиционных вложений включает расчет показателей инвестиционной привлекательности, оценку рисков и проведение анализа чувствительности. Все это является важной составляющей инвестиционного процесса.

К тому же из особенностей нефтегазовой отрасли вытекают требования, предъявляемые к качеству и достоверности инвестиционных проектов, и подчеркивается значимость оценки экономической эффективности проектов.

Всем предприятиям нефтегазового сектора независимо от их формы собственности имеют свои специфические особенности по диверсификации производства.

- по диверсификации производства. Все эти особенности сводятся к следующим специфическим характеристикам:

- быстрый износ и ускоренная амортизация оборудования, требующая непрерывного обновления и модернизации основных фондов;

- очень большой удельный вес материалоемкости и энергоемкости в производственном процессе требуют больших затратных ресурсов, которые должны регламентировать затратную часть себестоимости продукции;

- создание транспортной инфраструктуры, связанной с большой необходимостью;

- большие риски, связанные с отраслевой особенностью: не подтверждение ожиданий по геологическим изысканиям, влияние мировой политики, изменения в налоговом законодательстве.

Расчет по стандартным динамическим показателям экономической эффективности инвестиционных проектов: расчет показателя чистой текущей дисконтированной стоимости, внутренней нормы прибыльности, индекса рентабельности и дисконтированного периода окупаемости. На практике имеет место применение статических показателей оценки экономической эффективности проектов, таких как простая норма окупаемости, кумулятивный доход, которые также имеют применение на практике.

Применение показателей, характеризующих финансово-экономическое положение нефтегазодобывающего предприятия включают объем потока финансовых ресурсов от операционной деятельности (объем выручки без учета оборотных средств, налогов), основные показатели прибыли: на (Earningspershare) на акцию, общей массы прибыли до уплаты налогов и прочих выплат (Earningsbeforeinterests andtax – EBIT), размер показателя прибыли без процентных выплат (Earnings before einterests, taxation, depreciation and amortization – EBITDA), чистую прибыль. Также учитываются дивиденды на акцию (Dividendpershare), цена акции в настоящий момент времени (P/E – Price/Earningsratio – Pricerequity/Earningspershare). Эти основные финансово-экономические показатели, как правило, принимаются во внимание в случае принятия решений о проведении диверсификации нефтегазодобывающего производства, выбора вариантов инвестиционных проектов.

Одной из главных проблем недропользователей Кызылорodinской области, и, в частности, исследуемого предприятия, является утилизация попутных газов на нефтегазовых месторождениях. В ходе анализа внутренней и внешней среды нефтегазодобывающего предприятия были отмечены следующие недостатки: разработка месторождения находится на завершающей третьей стадии; темпы роста обводненности выше среднего; жесткие требования органов контроля; узкий рынок сервисных работ и услуг; загруженность производственных мощностей УКПГ (Установка комплексной подготовки газа,) и ЦППН (Центральный пункт подготовки газа) находится на низком уровне.

К сожалению, недостатки такого характера приводят к некоторым негативным последствиям.

1) по отношению к предприятию внешние недостатки:

в случае необеспечения средних темпов роста при небольшом объеме портфеля инвестиций предприятия будет считаться как в переходной форме. При условии совпадения роста объемов нефтедобычи и увеличения цены на углеводороды на мировых рынках предприятие получит возможность оптимизировать рост продукции.

2) Внутренние по отношению к предприятию: между работниками внутри предприятия могут быть созданы определенные напряжения. В системе материального стимулирования персонала предприятия могут существовать некоторые проблемы. Все это требует неотлагательной необходимости перемен на предприятии.

Являясь предприятием по добыче и первичной переработке углеводородного сырья, руководство предприятия в рамках дальнейшего развития и комплекса мер по повышению доходности могло бы выйти на локальный рынок добычи углеводородов с целью подобрать перспективные компании для инвестиционных вложений как среднесрочного, так и долгосрочного характера.

В силу поправки к закону РК «О нефти» [104], согласно которой в целях соблюдения экологических требований подлежит запрету добыча углеводородного сырья в промышленных объемах без утилизации попутного газа, а также в сжигании имеются ограничения. В мировой практике эти поправки не новы. Во многих развитых государствах, занимающихся добычей нефти, предусмотрены жесткие меры к вопросу сжигания газа. Для нефтяных компаний в экономически развитых странах стандартом является утилизация 90-95% добываемого попутного нефтяного газа.

Анализируя последние изменения законодательства в части требований по использованию газа, можно сделать вывод, что Казахстан в данном отношении вышел на международный уровень. В целом по республике наблюдается ежегодное снижение объемов сжигаемого на факелах газа. Вместе с тем, учитывая ожидаемое увеличение добычи нефти, и, соответственно, газа, работу в данном отношении необходимо усилить.

С одной стороны, в ближайшей перспективе возможности утилизации имеют тенденцию снижения при увеличении объемов добываемого газа на месторождениях группы Кумколь. На сегодня на месторождении Кумколь действующие газотурбинные электростанции общей мощностью 55 МВт пока для принятия попутного нефтяного газа пока достаточны. Кроме того, эти мощности используют для выработки технологического тепла и на реализацию проекта по добыче нефти с искусственным поддержанием энергии пласта.

С другой стороны, прогнозируется рост потребления электроэнергии. Для решения этих задач руководством предприятий АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и «Тургай-Петролеум» было принято решение об увеличении мощности существующей ГТУ (газотурбинная установка) путем строительства дополнительной 4-й газотурбинной установки, мощность которой определена в

данном технико-экономическом обосновании и составляет 26,3 МВт. При этом выбранная мощность газотурбинной установки обеспечит текущие и перспективные потребности компании в электроэнергии и позволит решить основную задачу по утилизации газа.

Было проведено маркетинговое исследование по проекту, в ходе которого выявлена необходимость осуществления данного проекта в Кызылординском регионе. Регион является дефицитным по всем видам энергоносителей и электроэнергии. Промышленность и население региона снабжаются сжиженным газом, который завозится по железной дороге и имеет высокие цены. Теплоэлектроцентрали, от которых поступает в регион электроэнергия, работают на твердом топливе и не покрывают потребностей в электроэнергии. Получение электроэнергии по существующим линиям электропередач за пределами региона связано с высокими потерями и повышенной стоимостью электроэнергии. Прогнозные запасы нефти и газа, географические и геологические особенности не позволяют организовать добычу газа в значительных масштабах на месторождении Кумколь и других месторождениях, что дало бы возможность реализации газа по классической схеме – в магистральный газопровод до потребителя. Проектный замысел основан на концепции рационального использования энергетических ресурсов, снижения вредного воздействия на окружающую среду процесса нефтедобычи на месторождении Кумколь за счет утилизации попутного газа, с одновременным получением электроэнергии, являющейся дефицитной в регионе.

В настоящее время утилизация газа на месторождении Кумколь производится тремя газотурбинными установками общей мощностью 55 МВт. Эти генераторы были изготовлены компанией GeneralElectric and Alstom в 1971 году и приобретены тогда компанией «Харрикейн Кумколь Мунай» (ныне «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз») после капремонта. Существующее состояние газотурбинных установок – удовлетворительное.

Решение о строительстве 4-й ГТУ мощностью 26,3 МВт продиктовано необходимостью утилизировать дополнительный объем попутного газа в период увеличения добычи нефти на месторождении Кумколь в период 2009-2012 годов, а также с учетом того факта, что существующие ГТУ 3x18,5 МВт имеют большой срок эксплуатации и не исключен вариант выхода из строя одной из установок. На существующей газотурбинной электростанции мощностью 55 МВт, построенной на условиях консорциума АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - АО «Тургай-Петролеум», ежегодно утилизируется 170 млн. м<sup>3</sup> газа. Решение о строительстве 4-й ГТУ позволит гарантировать полную утилизацию попутного газа на всех этапах эксплуатации в период до 2015 г.

На основании проведенных исследований и анализа приведем основные данные инвестиционного проекта: наименование проекта: «Проект строительства 4-й газотурбинной установки для утилизации газа на месторождении Кумколь»; предполагаемые источники финансирования - собственные средства АО «Тургай-Петролеум»; период реализации проекта –

2013-2019 годы; цель проекта - утилизация попутного газа с выработкой электроэнергии для собственных нужд и передачи излишков электроэнергии внешним потребителям [105].

По согласованию с заказчиком приняты следующие варианты:

1 вариант - установка газотурбинной установки на территории консорциума «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» - «Тургай-Петролеум» с подключением к существующей инфраструктуре.

2 вариант - установка газотурбинной установки вне территории консорциума, с собственной инфраструктурой.

Финансирование в данном проекте рассматривается в части определения необходимых средств, для реконструкции реконструкция существующей ГТУ за счет строительства дополнительной 4-й газотурбинной установки с рекомендациями по условиям, для инвестора (таблица 17).

Таблица 17 – Состав инвесторов и предполагаемые источники финансирования инвестиционного проекта, млн. тенге

Показатели	Период до начала производства			Период производства			
	Годы						
	1	2	3	4	5	6,7,8	Итого
Сумма финансирования проекта	4877,16	-	-	-	-	-	4877,16
В т.ч. собственные средства	4877,16	-	-	-	-	-	4877,16
Национальные компании (строительство)	100	100	100	100	-	-	100
Примечание – составлена автором по источнику [105].							

В проекте рассматриваются следующие источники инвестиций в качестве источника финансирования проекта. Это могут быть ассигнования за счет собственных средств предприятия, представляемые на беспроцентной основе. Так по нашему проекту финансирование оборотных средств осуществляется за счет собственных средств предприятия. Размер оборотных средств составит 20% от эксплуатационных затрат.

Рассмотрим формирование капитальных затрат по проекту (таблица 18).

Таблица 18 – Формирование капитальных вложений во время производства и строительства, млн. тенге

Виды вложений	Всего	Годы реализации проекта			
		2012г.	2013г.	2014г.	2015-2019гг.
1	2	3	4	5	6
1. Стоимость СМР	562,13	562,13	0,00	0,00	0,00
2. Стоимость оборудования	3349,25	3349,25	0,00	0,00	0,00



Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
3. Прочие затраты	404,37	404,37	0,00	0,00	0,00
4. НДС	561,09	561,09	0,00	0,00	0,00
5. Сметная стоимость строительства	4876,84	4876,84	0,00	0,00	0,00
6. Стоимость основных фондов	6 126,64	6126,64	0,00	0,00	0,00
7. Всего	11003,48	11003,48	0,00	0,00	0,00 0,00
8. Оборотный капитал	273,48	0,00	273,48	0,00	
Итого	11276,96	11003,48	273,48	0,00	
Примечание - составлена автором по источнику [105].					

Общая сметная стоимость строительства определилась в сумме по вариантам: 1 вариант – 4 877 157,95 тыс. тенге; 2 вариант - 4 921 646,00 тыс. тенге.

В таблице 19 приведены статьи инвестиционных издержек для реконструкции существующей ГТУ за счет строительства 4-ой ГТУ.

Таблица 19 – Сводная ведомость инвестиционных издержек проекта

Показатели	Сумма, млн. тенге
1. Производственные здания и сооружения (СМР)	562,13
2. Машины и оборудование	3 349,25
3. Прочие основные фонды	404,37
4. НДС	561,09
5. Итого	4 876,84
6. Стоимость существующих основных фондов	6 126,64
7. Итого	11 003,48
8. Оборотные средства	273,48
9. Всего	11 276,96
Примечание - составлена автором по источнику [105].	

Проектом предусматривается утилизация попутного нефтяного газа с выработкой электроэнергии для собственных нужд и передачи излишков электроэнергии внешним потребителям. Общий объем сжигаемого попутного нефтяного газа на факелах составит за 7 лет 1 110,9 млн. м<sup>3</sup>. Расчетные данные показывают, что общий выброс составит 160 764,9 условных тонн. Плата за выброс одной условной тонны загрязняющих веществ при сжигании попутного нефтяного газа на факелах составляет 55 020,9 тенге, а общая плата по загрязнению окружающей среды за 7 лет при сжигании попутного нефтяного газа на факелах составит 160764,9 x 55020,9=8845,43 млн. тенге, в том числе на 4-й ГТУ - 1472,25 млн. тенге. В работе дан анализ на реализацию проекта по диверсификации на 8 лет, включая срок строительства 1 год (12 месяцев) и эксплуатационный период, равный 7 годам. Время строительства определено на основании нормативных документов.

Выпуск электроэнергии предполагается со 2-го года и составит в первый год 96,4%. Производство электроэнергии и расчеты по производству электроэнергии приведены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Производственная программа проекта

Наименование продукции	Проектная мощность	Объем производства по годам					
		2013 г.		2016 г.		2019 г.	
		% от проектной мощности	Количество, млн кВтч	% от проектной мощности	Количество, млн кВтч	% от проектной мощности	Количество, млн кВтч
Выработка электроэнергии	81,8 млн кВтч	96,64	79,05	74,82	61,20	48,41	39,6
Утилизация газа	1110,9 млн м <sup>3</sup>	18,42	204,6	67,31	747,80	100	1110,9
Примечание - составлена автором по источнику [105].							

Расчеты по производству электроэнергии за 7 - летний период с 2013 г. по 2019 г. приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет выручки проекта от производственной деятельности

Наименование	Цена единицы продукции	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2019 г.
Выработка электроэнергии, млн. тенге	5,19	2 450,36	2 539,69	2 635,76	2 739,03	3 097,26
Примечание – составлена автором по источнику [105].						

Проведем расчет производственных затрат по экономическим элементам и себестоимости продукции (таблица 22).

Таблица 22 – Затраты по производству продукции по экономическим элементам

Затраты	Общая сумма затрат, млн. тенге
1	2
1. Запасы товаров и материалов	2,20
2. Оплата труда работников	52,14
3. Выплаты по социальному страхованию, 10%	5,21
4. Отчисления на социальное страхование 1,5%	0,78
5. Амортизационные отчисления на полное восстановление основных фондов	451,90

Продолжение таблицы 22

1	2
6. Амортизация на капитальный ремонт	409,00
7. Расходы на текущий ремонт	284,30
8. Налог на имущество	110,03
Итого	1 315,57
9. Услуги и прочие затраты	51,82
10. Затраты на производство	1 367,39
Примечание – составлена автором по источнику [105].	

Расходы на эксплуатацию включают: запасы на товары, сырье и материалы; стоимость газа для собственного потребления; стоимость капитального ремонта; затраты для технического обслуживания; затраты на заработную плату работников; административно-управленческие расходы; стоимость амортизации основных фондов; различные отчисления, в том числе и социальные.

Согласно Закону РК от 24.04.1995г. «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» стоимость амортизации основных фондов определяется по нормативным коэффициентам [106].

Определение корпоративного налога проводится следующим образом: от прибыли начисляется 30%; налог на имущество составляет 1 % от капитальных вложений. К прочим затратам относятся налоги на административно-управленческие затраты и содержание охраны – 6 % (без учета амортизационных сумм на полное восстановление).

В нашем случае на 7-летний период выбраны расчеты затрат с учетом инфляции, имеющие место в методических рекомендациях, при этом коэффициент инфляции в проекте - в пределах 7%.

В таблице 23 представлена структура расходов на производственную деятельность по экономическим элементам.

Таблица 23 – Структура затрат по производству по экономическим элементам

Затраты	Значение	
	млн. тенге	Удельный вес элемента, %
1. Стоимость материалов	2,20	0,16
2. Затраты на оплату труда	52,14	3,81
3. Отчисления от фонда оплаты труда	6,00	0,44
4. Амортизация основных средств и затраты на текущий ремонт	1145,20	83,75
5. Налоговые платежи	110,03	8,05
6. Прочие расходы	51,82	3,79
7. Итого	1367,39	100
Примечание – рассчитана автором по источнику [105].		

В Казахстане в настоящее время ценообразование на услуги предприятий энергетического комплекса, функционирующих в условиях монополии, основано на затратном методе. Подход издержек по представлению услуг по производству выработки электроэнергии чаще всего применяется для того, чтобы иметь объективное средство установления цен и стандарта услуг при отсутствии конкуренции. Главной целью этого подхода является отражение структуры издержек представляемой услуги, которая может позволить компании компенсировать свои оперативные издержки и получить прибыль на инвестированном капитале.

После уплаты подоходного налога рассчитывается накопленная величина чистой прибыли (таблица 24).

Таблица 24 – Расчет чистого дохода «Проекта строительства 4-й газотурбинной установки для утилизации газа на месторождении Кумколь»

Показатели	Значения показателей по годам реализации проекта							
	2012 г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Доход от реализации продукции (выручка), млн. тенге	0,00	4079,46	4170,39	4087,30	3981,97	3930,51	3923,92	3953,21
2. Производственные затраты (себестоимость), млн. тенге	0,00	1367,39	1417,24	1470,85	1528,48	1590,41	1656,94	1728,38
3. НДС, млн. тенге	0,00	262,54	272,11	282,40	293,47	305,36	318,13	331,85
4. НДС на покупку, млн. тенге	0,00	0,24	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30	0,32
5. Рост НДС, млн. тенге	0,00	262,30	271,86	282,14	293,20	305,07	317,83	331,53
6. Доход, млн. тенге	0,00	2449,77	2481,29	2334,31	2160,29	2035,03	1949,16	1893,30
7. Налог на прибыль (30%), млн. тенге	0,00	734,93	744,39	700,29	648,09	610,51	584,75	567,99
8. Прибыль после уплаты налога, млн. тенге	0,00	1714,84	1736,90	1634,02	1512,20	1424,52	1364,41	1325,31

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9. Чистый доход, млн. тенге	0,00	1714,84	1736,90	1634,02	1512,20	1424,52	1364,41	1325,31
10. Доходность, %	0,00	13,67	14,17	14,71	15,28	15,90	16,57	17,28
Примечание - составлена автором.								

Чистый доход по проекту по годам реализации проекта имеет тенденцию к снижению, что вызвано уменьшением дохода от реализации продукции и ростом производственных затрат. Расчет по 1-ому году реализации проекта не производился. Расчет показателей проведен на все 8 лет (расчетный период  $t$ ) – от точки начала строительства до завершения периода эксплуатации. Моментом начало проекта ( $t_0=0$ ) предполагается принять момент начала вложения средств в проект.

Для расчета экономической эффективности проекта применяется период времени в 8 лет, период оценки проекта включает период строительства и период эксплуатации, ставка коэффициента дисконтирования  $PV=11\%$ .

Потоки денежной наличности для инвестиционного проекта рассчитываются на базе чистой прибыли и отчислений на износ оборудования (остаточный амортизационный фонд) за вычетом дивидендов, налога на дивиденды и налога на сверхприбыль.

Произведем расчет денежного потока (прогноз потока реальных денег). Определение потребности в денежной наличности является весьма важным моментом. Одной из главных проблем, стоящих перед проектом, на наш взгляд, является правильное планирование потока реальных денег.

Рассмотрим оценку денежного потока анализируемого проекта и представим расчет в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет денежного потока инвестиционного проекта, млн. тенге

Годы	Всего доход	Затраты			Рост чистого дохода
		Всего	Эксплуатационные	Инвестиции	
2012 г.	0,00	11003,48	0,00	11003,48	-11003,48
2013 г.	2335,00	414,18	140,70	273,48	1920,82
2014 г.	2384,91	162,13	162,13	0,00	2222,78
2015 г.	2260,25	185,18	185,18	0,00	2075,06
2016 г.	2111,76	209,98	209,98	0,00	1901,78
2017 г.	2048,64	236,65	236,65	0,00	1811,98
2018 г.	2116,30	265,32	265,32	0,00	1850,98
2019 г.	2187,94	-7544,04	296,13	-7840,17	9731,98
Итого	15444,80	4932,89	1496,10	3436,79	10511,90
Примечание - рассчитано автором.					

При проведении расчетов по оценке чистой текущей стоимости приняты денежные потоки проекта с учетом ставки дисконта 11% (таблица 26).

Таблица 26 – Определение величины чистой дисконтированной стоимости инвестиционного проекта

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Итого
1. Денежные потоки, млн. тенге	-11003,48	1920,82	2222,78	2075,06	1901,78	1811,98	1850,98	9731,98	0,00
2. Множитель дисконта при коэффициенте дисконта 11%	0,9009	0,8116	0,7312	0,6587	0,5934	0,5346	0,4816	0,4339	0,00
3. NPV, млн. тенге	-9913,05	1558,98	1625,28	1366,91	1128,61	968,76	891,54	4222,96	1850,00
Примечание - рассчитано автором.									

Расчет чистой дисконтированной стоимости проекта:

$$NPV = \frac{(11003,48)}{(1+0,11)^1} + \frac{1920,82}{(1+0,11)^2} + \frac{2222,78}{(1+0,11)^3} + \frac{2075,06}{(1+0,11)^4} + \frac{1901,78}{(1+0,11)^5} + \frac{1811,98}{(1+0,11)^6} + \frac{1850,98}{(1+0,11)^7} + \frac{9731,98}{(1+0,11)^8} = 1850,00 \text{ млн. тенге}$$

Из данного расчета показатель *NPV* получился положительный, что свидетельствует об эффективности вложенных средств. Далее, согласно этой методике, проведем расчет интегрального эффекта по проекту, используя вышеприведенные данные (таблица 27).

Таблица 27 – Расчет интегрального эффекта инвестиционного проекта

Годы	Доход, млн. тенге	Амортизация, млн. тенге	Инвестиции, млн. тенге	Рост чистого дохода, млн. тенге	Множитель дисконтирования, 11%	Интегральный эффект, млн. тенге
1	2	3	4	5	6	7
2012 г.	0,00	0,00	-11003,48	-11003,48	0,9009	-9913,05
2013 г.	1714,84	451,90	273,48	1893,27	0,8116	1536,62
2014 г.	1736,90	451,90	0,00	2188,80	0,7312	1600,43
2015 г.	1634,02	451,90	0,00	2085,92	0,6587	1374,06
2016 г.	1512,20	451,90	0,00	1964,11	0,5934	1165,60
2017 г.	1424,52	451,90	0,00	1876,42	0,5346	1003,21

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7
2018 г.	1364,41	451,90	0,00	1816,31	0,4816	874,84
2019 г.	1325,31	451,90	0,00	1777,21	0,4339	771,18
Итого	10712,21	3163,31	11276,96	2598,56	-	-1587,10
Примечание – рассчитано автором.						

Ликвидационная стоимость объекта на 8-ом году составляет 7840,17 млн. тенге, тогда чистый дисконтированный доход по ликвидационной стоимости составит:  $NPV = 7840,17 \times 0,4339 = 3402,06$  млн. тенге. Общий интегральный эффект составит:  $ИЭ = 3402,06 - 1\ 587,1 = 1814,96$  млн. тенге. Из проведенных расчетов видно, что результат получился положительный, т. е.  $1814,96 > 0$ , значит, проект следует принять, т.к. он эффективный.

С помощью накопленного денежного потока делается расчет дисконтированного периода окупаемости (*DPB*). Денежные потоки в виде поступлений по проекту приведены ко времени на настоящий момент.

Интерпретация:

$$-9913,05 + 0 = -9913,05; -9913,05 + 1558,98 = -8354,07;$$

$$-8354,07 + 1625,28 = -6728,79; -6728,79 + 1366,91 = -5361,88 \text{ и т. д.}$$

Часть денежного потока должна покрыть исходный объем инвестиций.

Срок окупаемости инвестиций определяется по методике перехода дисконтированного потока денежной потока в положительную величину. Наименьшая величина данного показателя указывает на эффективность и результативность рассматриваемого варианта. Приведем расчеты в табличной форме (таблица 28).

Таблица 28 – Расчет дисконтированного периода окупаемости инвестиций, млн. тенге

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Итого
Дисконтированный денежный поток	-9913,05	1558,98	1625,28	1366,91	1128,61	968,76	891,54	4222,96	1850,0
Накопленный денежный поток	-9913,05	-8354,07	-6728,79	-5361,88	-4233,27	-3264,51	-2372,97	1850,00	-
Примечание - рассчитано автором.									

Из расчетов видно, что с течением времени величины непокрытых инвестиций уменьшаются. Более конкретно для нашего проекта получим:

$$ДРВ = 7 + \frac{2372,94}{4222,96} \approx 7 \text{ лет}$$

где: 7 - полные года покрытия инвестиций;  
 2372,94 млн. тенге - последний объем непокрытых инвестиций;  
 4222,96 млн. тенге - дисконтированный денежный поток года, следующего за непокрытыми последними инвестициями.

Расчет внутренней нормы доходности (*IRR*) производится аналогично расчету согласно методике, предложенной выше (таблица 29). Как уже отмечалось, необходимость выбора двух значений коэффициента дисконтирования на соответствующем интервале объясняется тем, что значение чистого дисконтированного дохода как можно быстрее (выбор каждого раза интервала) менял свое значение с «+» на «-» или наоборот, т. е. приближался к  $NPV=0$ . Проводим аналогичные расчеты  $NPV$  для соответствующих значений коэффициентов дисконтирования.

Таблица 29 – Расчет показателя внутренней нормы доходности инвестиционного проекта

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014г	2015г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Денежный поток, млн. тенге	-11003,48	-9082,66	-6859,88	-4784,82	-2883,04	-1071,06	779,92	10511,90
Множитель дисконта при коэффициенте дисконта 15%	1,00	0,8695	0,7561	0,6575	0,5717	0,4972	0,4323	0,3759
$NPV$ , млн. тенге	-11003,48	-9338,73	-7669,1	-6318,22	-5245,20	-4359,14	-3574,67	0,00
Примечание – рассчитано автором.								

На основе проведенных расчетов значений текущих стоимостей делаем расчет показателя внутренней нормы доходности *IRR* при различных значениях процентной ставки следующим образом:

$$IRR = 11 + \frac{1850}{1850 - 1721} \cdot (15 - 11) \approx 15,3\%$$

Внутренняя норма доходности превышает стоимость капитала, поэтому соответственно проект следует принять, так как он эффективный.

Величина коэффициента *PI* имеет отличие от показателя  $NPV$ , поскольку его значение определяется как относительное для характеристики



доходов на единицу расходов. Величина коэффициента индекса доходности рассчитывается следующим образом:

$$PI = \frac{13974,42}{11003,48} = 1,27$$

Расчет данного показателя подтверждает целесообразность принятия проекта, так как результат  $1,27 > 1$ .

Бюджетная эффективность проекта выражается через результат осуществления проекта, когда от доходов вычитаются расходы соответствующего бюджета. В состав доходов бюджета включаются ежегодные налоги. Расходы бюджета содержат средства, направленные для прямого бюджетного финансирования проекта. Общая сумма в первом варианте - 11003,48 млн. тенге, во втором варианте - 11047,97 млн. тенге (с учетом замены оборудования и сооружения) (таблица 30).

Таблица 30 – Расчет бюджетной эффективности от реализации проекта, млн. тенге

Показатели	2012 г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1. Доходы бюджета (включая налоги и др.)	675,83	1118,72	1133,78	1096,05	1051,01	1021,45	1004,63	997,78
2. Расходы бюджета (включая дотации, субсидии, долги)	11003,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-7840,17
3. Бюджетный эффект	-10327,65	1118,72	1133,78	1096,05	1051,01	1021,45	1004,63	8837,95
Примечание - рассчитано автором.								

На основании данных получена годовая сумма дохода бюджета: 8 099,25 млн. тенге.

Сводные экономические показатели по проекту представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Сводные экономические показатели инвестиционного проекта

Показатели	Расчетный вариант
1	2
1. Капитальные вложения, млн. тенге	11 003,48
2. Эксплуатационные затраты, млн. тенге	1 496,1
3. Чистая текущая стоимость проекта, NPV, млн. тенге	1 814,96
4. Внутренняя норма доходности, %	15,3

Продолжение таблицы 31

1	2
5. Индекс рентабельности	1,27
6. Общий доход государства за расчетный период, млн. тенге	8 099,25
Примечание - составлено автором.	

В результате внедрения проекта государство получит в качестве налогов и отчислений сумму в размере 8099,25 млн. тенге. Таким образом, экономическая оценка эффективности нефтегазового инвестиционного проекта дает возможность судить о целесообразности его принятия. Полученные результаты благоприятны для проекта при дисконте 11%.

Показатели экономической оценки инвестиционного проекта по диверсификации производства:

- чистый дисконтированный доход ( $NPV$ )  $> 0$ ;
- коэффициент эффективности капитальных вложений  $ИД > 1$ ;
- внутренняя норма доходности больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал  $IRR > PV = 11\%$ ;
- дисконтируемый срок окупаемости 7 лет.

Результаты проведенных расчетов показывают, что вложенные инвестиционные средства возвратные, проект имеет экономически эффективные показатели.

Представленный анализ показывает, что предприятие заинтересовано в использовании инновационных подходов своего дальнейшего развития. Можно определить приоритеты по деятельности предприятия в перспективном периоде времени с выделением основных направлений устойчивости и роста на отраслевом нефтяном рынке.

Важным моментом является определение возможностей увеличения доходности предприятия. Как уже было сказано, для нашего предприятия это увеличение объемов добычи нефти. Но, к сожалению, реальная действительность не позволяет увеличивать объемы добычи нефти, так как предприятие находится уже на поздней стадии разработки месторождения с падающим уровнем добычи. Несомненно, в таких условиях для усиления конкурентоспособности нефтегазодобывающего предприятия необходимо искать новые методы ведения бизнеса. Одной из таких альтернатив является использование высвобожденных и неполно-загруженных производственных мощностей путем предоставления услуг другим нефтяным организациям.

В ходе анализа деятельности нефтегазодобывающего предприятия было выявлено несколько таких направлений. Одним из них является завод по переработке газа. От объема добычи нефти и газа на месторождении зависит объем выпуска продукции. Сейчас в условиях падения объемов добычи остро стоит проблема эффективного функционирования завода УКПГ.

Для загрузки производственной мощности недостаточного того объема попутного газа, который добывается на месторождении на контрактной территории. В целях сохранения опытных и квалифицированных специалистов

компании предложено несколько вариантов дальнейшей работы завода.

1 вариант — это использования УКПГ в виде дополнительной переработки газа с месторождения «СН» и отправки газа на ГТУ (Газотурбинная Установка) для выработки электроэнергии.

2 вариант (менее привлекательный) – это предоставление услуг по определенному тарифу соседним нефтегазовым компаниям для переработки газа [107].

В исследовании принимается во внимание вариант поставки газа с месторождения «СН» на основе создания консорциума с другим нефтегазовым предприятием. Запасы газа месторождения «СН» составляют около 0,91 млрд. м<sup>3</sup>, из них извлекаемые 0,74 млрд. м<sup>3</sup>. Это позволит увеличить объемы поставки газа на УКПГ в 3,2 раза и увеличить объемы производства сжиженного пропан-бутана на заводе УКПГ примерно на 63% и выход сухого газа для ГТУ на 57% (рисунок 17).

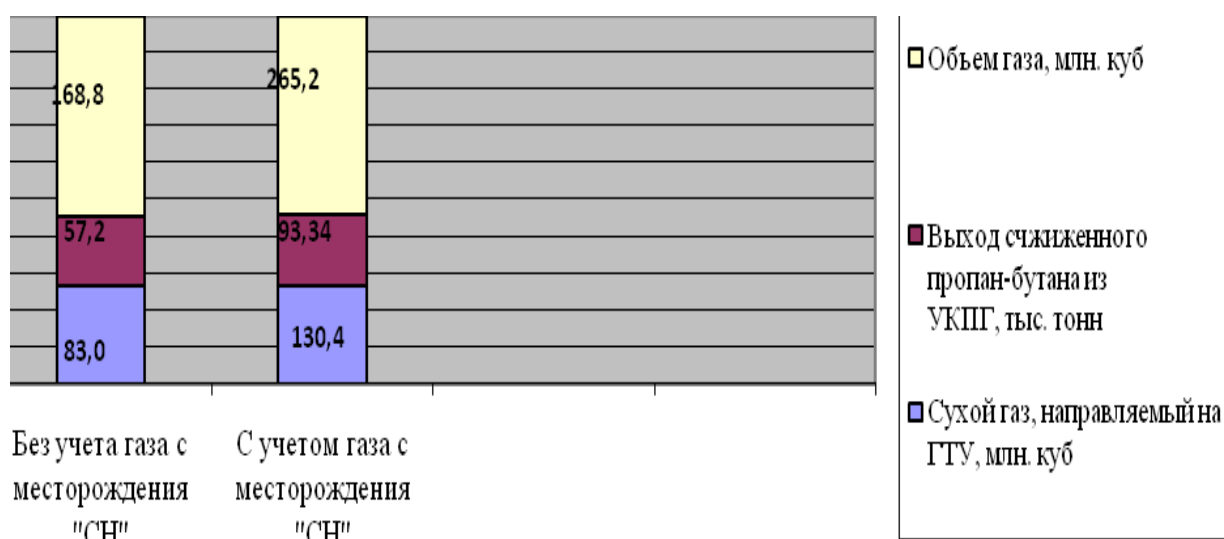


Рисунок 17 - Производственно-экономический эффект от использования УКПГ и ГТУ

Примечание – составлен автором по источнику [107].

Из рисунка 17 видно, что в случае создания консорциума производственные показатели по утилизации газа существенно улучшаются, что говорит об успешности проекта в повышении конкурентоспособности УКПГ и нефтегазовой компании в целом. В обоих случаях чистый доход от использования УКПГ и ГТУ дает плюсовое значение, где чистая прибыль в первом и во втором варианте составляет 20,92 и 48,83 млн долл. США соответственно, то есть будет увеличен чистый доход предприятия почти в 2,5 раза (таблица 32).

Таблица 32 - Анализ эффективного использования УКПГ и ГТУ

Показатели	Без учета газа с месторождения «СН»	С учетом газа с месторождения «СН»	Отклонение, %
1. Объем газа, млн. м <sup>3</sup>	168,8	265,2	157
2. Выход сжиженного пропан-бутана с УКПГ, тыс. тонн	57,2	93,34	163
3. Сухой газ, направляемый на ГТУ, млн. м <sup>3</sup>	83	130,4	157
4. Средняя цена сжиженного пропан-бутана, тонн/долл. США	320	320	100
5. Доход от реализации пропан-бутана, млн. долл США	18,3	29,87	163
6. Доход от электроэнергии, вырабатываемой на ГТУ, млн. долл. США	15,75	40,51	257
7. Операционные расходы (УКПГ, ГТУ), млн. долл США	13,14	21,54	164
8. Чистая прибыль, млн. долл. США	20,92	48,83	233
Примечание – составлена автором по источнику [107].			

Однако, из таблицы видно, что компания, при условии использования газа с месторождения «СН», может увеличить доход и, следовательно, в финансовом отчете может капитализировать сумму дохода на стоимость компании. В результате этого, в обозримом будущем конкурентоспособность нефтегазовой компании может существенно увеличиться.

Для лучшего понимания увеличения прибыли следует обратить внимание на рисунок 18, где подробно описывается процесс получения чистого дохода.

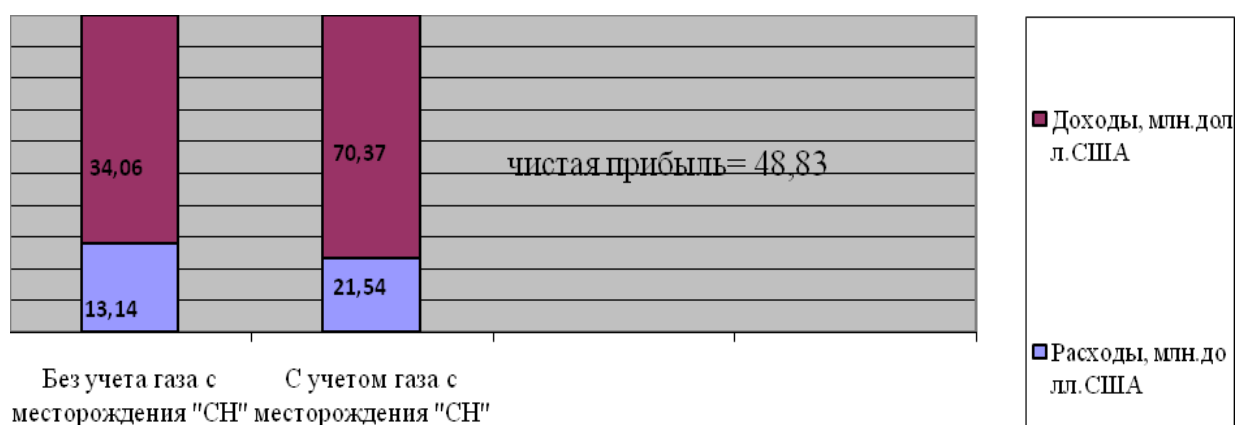


Рисунок 18 - Экономический эффект от использования УКПГ и ГТУ

Примечание – составлен автором по источнику [107].

Нефтегазодобывающим предприятием принято решение о проведении опытно-промышленных работ сроком на 14 дней по пробной эксплуатации производственных объектов, включенных в систему поставки газа с месторождения «СН» и завода УКПГ. Это будет проводиться в целях создания консорциума.

Решение по варианту, связанному с запасами (прогнозные и доказанные извлекаемые) углеводородного сырья на месторождении, не позволяют увеличить объемы добычи, и геолого-технические анализы разработки месторождения указывают на дальнейшее уменьшение добычи, что связано с высокой обводненностью добывающих скважин. А это, в свою очередь, предполагает большие затраты (увеличение себестоимости добычи нефти и газа) как одна из особенностей издержек в нефтегазовой отрасли. То есть наша компания не может одновременно сокращать производственный персонал с падением добычи нефти. В таком случае решением данной проблемы может служить в перспективе приобретение новых нефтяных или газовых месторождений.

Эти месторождения должны находиться вблизи основных существующих производственных объектов нефтегазовой компании с целью использования уже имеющихся производственных мощностей. Одним из таких потенциальных месторождений является «СН». Сейчас разработка месторождения никем не ведется, так как нефтегазовая компания является только оператором и должна выносить на решение Совета Директоров любые виды операции, которые не включены в основную контрактную деятельность компании. В связи с этим, учитывая, что совладельцем месторождения «СН» является один из акционеров нефтегазовой компании, со стороны нашего предприятия было предложено создание консорциума по разработке месторождения «СН» с участием всех заинтересованных сторон.

По имеющейся информации, доказанные запасы углеводородов на месторождении составляют около 30 млн. тонн нефти и 0,7 млрд. м<sup>3</sup> газа, извлекаемые запасы нефти составляют 20 млн. тонн нефти и 0,46 млрд. м<sup>3</sup> газа. На территории месторождения сосредоточены основные производственные объекты компании, и у предприятия имеется достаточный объем производственных мощностей, находящихся в непосредственной близости месторождения «СН», высвобожденные производственные мощности по ЦППН. Передача права разработки месторождения «СН» компании, наличие действующего завода по переработке газа УКПГ позволит не строить аналогичный объект другим нефтегазовым компаниям. На строительство завода компанией потрачено около 100 млн. долл. США. Сходство качественных показателей углеводородов месторождений «К» и «СН» позволит использовать УКПГ для переработки газа обоих месторождений.

Использование УКПГ и ЦППН, принадлежащих нефтегазовой компании, а также других дорогостоящих объектов производственного назначения позволит создать надежную платформу для разработки месторождения «СН». При этом строительство новых объектов максимально сократится, что увеличит

экономическую эффективность консорциума. Основной стратегией освоения и добычи уже имеющегося месторождения «К» и потенциального «СН» будет плавное использование производственных и трудовых ресурсов с одного месторождения на другое.

Наряду с уменьшением добычи нефти на месторождении Кумколь и с увеличением добычи в «СН», существующие опытные и квалифицированные специалисты, а также управленческий персонал позволит компании вести разработку нескольких месторождений с наименьшими производственными и общехозяйственными затратами.

Приобретение права на разработку нового месторождения путем создания консорциума даст нефтегазовой компании не только новый импульс в развитии предприятия, но и позволит сохранить рабочие места, что очень важно для социальной политики региона. Также можно выделить значительные улучшения в сфере работы и взаимодействия персонала предприятия в рамках организационной структуры, системы бизнес-процессов, а также менеджмента предприятия.

## **Выводы по главе 2**

Анализ уровня развития нефтегазового сектора Казахстана и Кызылординского региона позволил выявить тенденции дальнейшего развития данного сектора в направлении роста диверсификации производства. Казахстан будет соблюдать соглашение ОПЕК+ об ограничении добычи нефти, но в перспективе, на фоне развития мега-проектов в нефтегазовой отрасли, продолжит наращивать объемы производства. Существующие тенденции говорят о том, что нефтегазовая отрасль Казахстана продолжает находиться в зоне активного роста наряду с сохранением ее высокой инвестиционной привлекательности. Кызылординский регион характеризуется спадом по отношению к нефтегазовому сектору. Свидетельством этого являются низкие показатели поступления налогов в местный бюджет, снижение темпов роста развития производства почти всех нефтегазодобывающих предприятий региона. В связи с этим крайне необходима диверсификация производства и повышение его экономической эффективности в нефтегазовом секторе Кызылординской области.

Проведенный анализ современного экономического состояния одного из ведущих нефтегазодобывающих предприятий Кызылординской области АО «Тургай-Петролеум» показал нестабильность роста предприятия в связи с последней стадией жизненного цикла предприятия. Но вместе с тем, хотя и заканчивается срок долгосрочного контракта на разработку месторождения Кумколь, предприятие активно проводит политику диверсификации производства, в частности осуществляя её виды (чистая диверсификация, несвязанная горизонтальная диверсификация). В ближайшей перспективе темпы роста необходимо увеличить. АО «Тургай-Петролеум» оптимизирует добычу нефти и газа на момент высоких цен на сырье. От эффективности диверсификации производства зависит дальнейшее развитие предприятия и рост его конкурентоспособности.

### **3 ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ**

#### **3.1 Основные направления развития диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий**

На основании проведенного во второй главе диссертации анализа диверсификации производства возникает необходимость формирования долгосрочных направлений развития нефтегазодобывающих предприятий, предполагающие:

- оптимизацию многих аспектов их деятельности с целью эффективной деятельности и способности преодолевать трудности, а также вовремя реагировать на перемены внешнего и внутреннего характера;
- реализацию мероприятий по внедрению эффективного управления;
- обеспечение устойчивости и роста доходности и стоимости активов.

Основной проблемой предприятия в долгосрочной перспективе является «расширение» и «исследование» контрактных территорий. Решение данной проблемы требует активных маркетинговых и научно-исследовательских мероприятий, в рамках которых должны быть обеспечены следующие факторы: проведение активных научно-исследовательских работ в нефтегазовой отрасли; маркетинговые шаги с целью максимизации дохода от реализации нефти.

Выработка направлений развития диверсификации производства нефтегазового предприятия предполагает проведение ряда мероприятий.

Это:

- формирование долгосрочной стратегии развития компании;
- разработка предложений по формированию инвестиционной политики компании;
- совершенствование производственной деятельности компании;
- реализация комплекса мероприятий по привлечению средств компании в перспективные инвестиционные проекты;
- разработка мероприятий, направленных на повышение доходности и рост стоимости активов компании.

Для достижения таких основных целей, как сохранение объема добычи и диверсификация путей транспортировки нефти в соответствии с конкретными возможностями нефтегазодобывающего предприятия, предлагается предпринять определенные шаги, которые достигаются за счет усиления стратегически важных направлений, представленных на рисунке 19.



Рисунок 19 - Основные направления развития диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия

Примечание – составлен автором.

Усиление позиций нефтегазодобывающего предприятия на нефтяном рынке во всех видах деятельности и перспектив развития предприятия в дальнейшем будет происходить в ходе реализации данного направления развития. Это обеспечит рост предприятия, направленного на продвижение услуг по обеспечению клиентов – покупателей углеводородным сырьем (нефть), и его специфика будет обусловлена реальными рыночными возможностями и перспективой развития.



В конкретном случае с учетом возможностей нефтегазодобывающего предприятия, в соответствии с основными целями, важно предпринять стратегические шаги для достижения этих целей. В связи с тем, что за последний период объемы добычи нефти снижаются из года в год, задача сохранения планового объема добычи, диверсификация путей транспортировки нефти – это цели, в рамках которых необходимо поддержать уровень добываемой нефти и, если возможно, наращивать добычу нефти.

А это возможно только за счет усиления следующих важных направлений:

- усилить геолого-исследовательские работы; а именно, для осуществления разведки полезных ископаемых создать группу геологов и инженеров;

- использовать новые трубопроводы, построенные в рамках диверсификации линий трубопроводов;

- для более полного получения нефти из труднодоступных пластов месторождения внедрить новые технологии, по возможности использовать незагруженные мощности УКПГ и ЦППН;

- оказание посреднических услуг третьим лицам по транспортировке нефти посредством трубопровода КАМ.

Наращивание геологических исследований предполагает осуществление следующих шагов: создание в структуре предприятия группы планирования разработки месторождения и полевых геологов; проведение активных научно-исследовательских работ.

Диверсификация трубопроводных путей предполагает осуществление следующих шагов:

- исследование маркетинговым персоналом новых экспортных направлений с целью увеличения прибыли предприятия;

- использование незагруженных мощностей ЦППН для предоставления услуг по перекачке нефти другим нефтегазовым предприятиям региона;

- обеспечение работы схемы быстрого таможенного прохождения углеводородной продукции.

Благодаря реализации этого направления будет усилена позиция нефтегазодобывающего предприятия на рынке в основных видах деятельности и обеспечению роста предприятия и его перспективности в будущем.

Специфика деловой стратегии, направленной на продвижение услуг по обеспечению клиентов-покупателей углеводородным сырьем, будет обусловлена прежде всего стратегическими возможностями и перспективой. Основная стратегическая проблема и задача есть «расширение» и «исследование» контрактных территорий. Поэтому в данной ситуации стратегически важными направлениями явились активные маркетинговые и научно-исследовательские мероприятия, в рамках которых должны быть обеспечены следующие факторы: проведение активных научно-исследовательских работ в нефтегазовой отрасли и маркетинговые шаги с целью максимизации выручки от нефти. Кроме исследовательских работ, требуется разработка мероприятий по работе с уже имеющимися клиентами, а

также создание и расширение новых путей транспортировки углеводородного сырья.

Для подготовки стратегии должны быть проанализированы приоритетно выгодные пути дальнейшего развития и операционной деятельности предприятия. Далее обосновываются общие направления, привлекаемые инвестиционные ресурсы, пути вхождения в новые отраслевые рынки, методы решения вопросов по росту конкурентоспособности, применяемые модели ведения бизнеса и др.

I. Формирование долгосрочной стратегии развития нефтегазовой компании должно заключаться в следующем:

1. Рост стоимости компании и финансовой устойчивости.
2. Оптимизация добычи нефти и газа и рынков сбыта нефти и газа в соответствии с изменением рыночной конъюнктуры.
3. Сокращение капитальных затрат.
4. Динамичный рост свободного денежного потока компании.
5. Рост доходов акционеров компании.

II. Разработка предложений по формированию инвестиционной политики предприятия, совершенствованию инвестиционной деятельности предприятия (рисунки 20, 21), реализации комплекса мероприятий по инвестированию средств компании в перспективные инвестиционные проекты должна содержать:

1. Участие в конкурсах (организованных Министерством Энергетики Республики Казахстан) на получение права на разведку и разработку новых месторождений нефти и газа.

Согласно закону «О недрах и недропользовании» исполнительные органы – представители государства на уровне области или города республиканского значения проводят конкурс на рассмотрение заявок на получение прав недропользования [108].

Юридические или физические лица, желающие принимать участие в конкурсе, могут найти объявление о предстоящем конкурсе в средствах массовой информации, где отражены все требования к участникам конкурса и положения конкурсной документации.

В случае согласия с порядком проведения конкурса участником конкурса подается заявка не позднее срока, установленного условиями конкурса.

По истечении одного месяца после опубликования объявления заявитель согласно всем условиям конкурсной документации предоставляет конкурсное предложение в требуемой форме с обоснованиями на получение прав недропользования. Эти права могут быть направлены на геологическую разведку или только на добычу углеводородного сырья, могут быть и совмещенными, т.е. на реализацию сразу обоих видов деятельности.



Рисунок 20 - Внешние факторы диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия

Примечание - составлен автором.

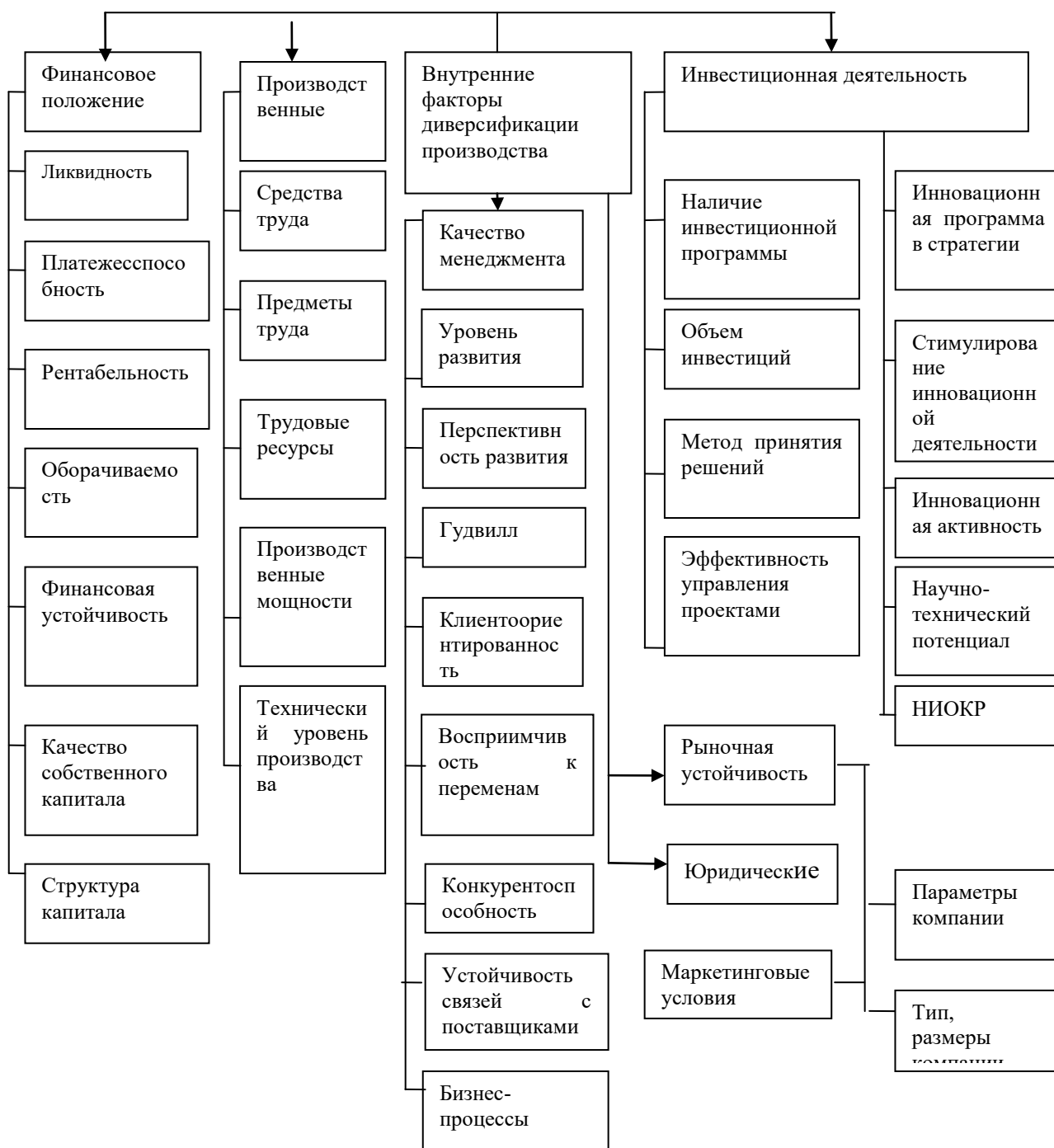


Рисунок 21 - Внутренние факторы диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия

Примечание - составлен автором.

Формализация процесса по заключению контракта на поставку нефти нефтегазодобывающим предприятием:

1. Постановка задачи (компания НДК, являющаяся резидентом РК, заключает долгосрочный контракт с компанией НТК - нерезидентом РК – на поставку сырой нефти в определенном объеме ежемесячно. Цена поставки

определяется как среднее арифметическое значений (BrentDTD) за котировальный период (от 1 до 5 последних дней рабочих дней месяца, непосредственно предшествующего месяцу поставки). При этом необходимо обеспечить, чтобы фиксация цены поставки между НТК и НДК была не ниже уровня FCA.

В свою очередь, НТК, продавая полученную нефть, фиксирует цену поставки как среднее арифметическое значений (BrentDTD) за котировальный период (месяц, последующий месяцу поставки). При этом необходимо обеспечить как минимум неубыточность деятельности НТК.

Необходимо уточнить, какие требования к величине рентабельности деятельности НТК, т.е. является ли достаточным требование о неубыточности деятельности НТК или требуется обеспечить некую минимальную рентабельность.

## 2. Способы решения

По всей видимости, наиболее адекватной является следующая модель:

Между НТК и НДК заключается своп-соглашение (это может также быть серией отдельных месячных контрактов, включающих в себя опцион), по которому НДК обязуется оплачивать поставляемую нефть по средней цене (BrentDTD)bb1 за последние 5 (или другое число) рабочих дней месяца, предшествующего месяцу отгрузки). Таким образом, задача НТК полностью решается, в т.ч. в условиях прогрессивной шкалы налога.

В результате предварительных исследований можно выявить два основных пути решения поставленной задачи:

- Использование биржевых инструментов (фьючерсы и опционы на МНБ (IPE)).

- Использование внебиржевых инструментов PLATTS.

Выбор конкретного способа реализации зависит от задаваемых бюджетных параметров.

### 1. Документооборот

- Необходимо подписать Протокол о намерениях с тем, чтобы мы могли прорабатывать конкретные условия сделки с нашими западными партнерами и биржей, сроком максимум до 1 месяца.

- Необходимо подписать Соглашение о конфиденциальности любой информации по настоящей сделке.

- После детальной проработки модели необходимо подписать договор о консультационных услугах, на основании которого будут осуществляться взаиморасчеты между нами.

- Необходимо определить порядок доступа к организованным торговым площадкам. Проще говоря, кто будет являться брокером для НТК – западная материнская компания LTGroup (больше возможностей для маневра), или западный брокерский дом. Мы окажем максимальное содействие в прохождении процедур открытия брокерских счетов.

### 2. Взаиморасчеты

Исходя из заданных объемов и мировой практики расчетов при обеспечении сделок хеджирования, мы предлагаем установить вознаграждение

(естественно, в случае принятия модели) за полное обеспечение функционирования предложенной схемы (включая техническое, информационное и аналитическое сопровождение).

Конкурсное предложение должно содержать:

- возможные величины выплачиваемого подписного бонуса с обязательствами, отражающими финансовые показатели по платежеспособности;
- гарантии и суммы инвестиций, предусмотренные на расширение инфраструктуры, социальных и экономических программ региона, привлечения местных специалистов, подготовку казахстанских кадров, их обучение;
- использование товаров, материалов, услуг казахстанских организаций;
- стоимость научных исследований для реализации контракта;
- обязательства по исполнению государственных программ;
- копии сертифицированных и лицензионных документов.

С победителем конкурса заключается контракт на недропользование [109].

По нашей оценке, существенных финансовых затрат для участия в конкурсе по приобретению новых контрактов на месторождение не потребуется. Со стороны компании потребуется только приобретение у государства необходимой геологической информации для того, чтобы качественно и профессионально подготовить заявку на участие в конкурсе.

2. Приобретение доли участия в компаниях, осуществляющих разведку и разработку близлежащих к нефтегазовой компании месторождений нефти и газа.

В связи с подобной принципиальной значимостью функциональной стратегии разработки новых месторождений необходимо особое финансирование. На финансирование геолого-исследовательских работ для увеличения разведанных запасов сырья в новых и имеющихся месторождениях потребуются массовые инвестиции.

Одним из методов, направленных на повышение эффективности диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия является передача в аутсорсинг некритичных бизнес-процессов и производственных объектов предприятия. Передача вспомогательных бизнес-процессов - широко применяемая практика ведения бизнеса во всем мире.

Передача выполнения определенных производственных процессов и видов работ специализированной организации (часто узкоспециализированных или не свойственных основному предприятию) на основании договорных документов от основного предприятия обслуживающей организации проводится на основании аутсорсинга [110].

В нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получил аутсорсинг по передаче внешним подрядчикам сервисного обслуживания нефте- и газодобычи, а также геологоразведка и пробное бурение. Как известно, в сфере оказания подобных услуг мировым лидером является сервисная компания Halliburton. Нефтегазовая отрасль Казахстана имеет ряд негативных тенденций следующего характера: бурение скважин по разведке и дальнейшая их эксплуатация проходят в режиме сокращения, плохое качество сырьевой

базы, исчерпанность эксплуатационных запасов, несоответствие пропорций объемов запасов и объемов добычи нефти и газа. В самих же предприятиях нефтегазовой отрасли выражена тенденция концентрации непрофильных бизнес-процессов. Все это приводит к необходимости применения процесса аутсорсинга в нефтегазодобывающих предприятиях.

Сегодня в Казахстане существует несколько причин, препятствующих развитию рынка аутсорсинга. К ним относятся: отсутствие практики заключения долгосрочных аутсорсинговых контрактов; слияние понятий аутсорсинга и аутстаффинга; отсутствие экономического обоснования выгоды собственного производства или приобретения на стороне, позволяющего принять решение об аутсорсинге; ожидание значительного снижения издержек производства от аутсорсинга; недостаток профессиональных кадров в сфере аутсорсинга в отношении заказчиков и поставщиков; в отношении высокой конкуренции иностранных производителей в сфере применения новых инновационных высокотехнологичных материалов и оборудования для нефтегазового дела; низкая конкурентоспособность в отношении казахстанских предприятий [111].

В нефтегазовой отрасли при внедрении аутсорсинга могут появиться препятствия в отношении ведения бизнеса, которые требуют очень высокого уровня его организации и управления. Решением проблемы могут быть достаточно грамотный менеджмент (производственный, финансовый), грамотное финансовое планирование, правильное профессиональное руководство на всех уровнях управления, надежный контроль и регулирование в сырьевом производстве. Зачастую касательно практики такого рода требования не соответствуют в управленческой деятельности как предприятий-заказчиков, так и предприятий-исполнителей.

При аутсорсинге есть возможность освобождения организационных, финансовых и человеческих ресурсов для того, чтобы достичь развития новых направлений или сосредоточения усилий в целях повышения эффективности предприятия в целом.

Можно выделить несколько текущих бизнес-процессов из разряда поддерживающих, передача на аутсорсинг которых не только позволит предприятию вырвать денежные ресурсы, но и оптимизировать текущий персонал. Из числа бизнес-процессов, которые, по нашему субъективному мнению, можно передать на аутсорсинг в первую очередь следующие: осуществить налоговый учет; осуществить бухгалтерский учет; осуществить управление инженерно-технических работников; осуществить юридическое сопровождение.

Недостатки аутсорсинга: создается необходимость работы с людьми, не вовлеченными в работу предприятия; покупка готовых решений может повлечь потерю непосредственного контроля и ставит бизнес-процесс в зависимость от подрядчика, особенно если речь идет об IT-технологиях, бухгалтерских услугах, кадровом делопроизводстве; рост стоимости услуг компании-аутсорсера [112]. Такие ситуации возможны, например, если одни и те же сотрудники задействованы для оказания услуг нескольким компаниям.

Нефтегазодобывающие предприятия зачастую ряд сервисных услуг передают профильным специализированным организациям на аутсорсинг в целях конвертации организации основного производства на достижение результативных экономических показателей. При этом предприятия по добыче нефти и газа порой сокращают непрофильные расходы порядка на 10 - 40%, взамен получая услуги (работы) более высокого качества.

Специалисты, предоставляющие аутсорсинговые услуги или работы, имеют высокую профессиональную компетенцию, процессы автоматизированы и оснащены необходимыми программными продуктами; быстрые готовые решения. Предприятие от аутсорсеров получает в короткие сроки готовые решения, самостоятельный поиск которых потребовал бы больших временных, кадровых усилий и средств.

Применительно непосредственно к производственному процессу, к примеру, при разработке операционных работ по разработке углеводородного сырья применяются инновационные технологии по увеличению нефтеотдачи пластов для повышения эффективности. Эти мероприятия могут быть самыми разнообразными, касающимися конкретных геолого-промысловых условий и достичь нескольких сотен. В нефтегазовых скважинах ведутся работы сложного характера по воздействию на пласт и призабойную зону пласта с помощью передовых технологий и методов, и их количество может быть весьма значительным. Используются передовые методы при проведении ремонтных и изоляционных работ высокой степени сложности. Для их проведения нужны новая техника и оборудование, инструменты и оснастка и др. В конечном итоге все это оказывает, несомненно, свой эффект на величину показателей трудных затрат: рост производительности труда и снижение трудоемкости.

На более поздней стадии эксплуатации нефтегазового месторождения структура природно-сырьевых запасов углеводородного сырья снижается. Необходимо выработать рекомендации в целях повышения эффективности производства, а именно провести глубокий анализ конечных результатов выполненных работ, что сохранит оптимальные нормативные значения эффективности методов регулирования в планируемом отрезке времени. А также, может быть риск уменьшения чистой прибыли или дохода в период реализации проекта. Но можно также принимать во внимание факт наличия накопленной суммы прибыли в предыдущие годы эксплуатации проекта, в результате чего предприятие может выйти с положительными финансово-экономическими показателями.

На экономическую результативность проводимых мероприятий по устойчивому развитию нефтегазодобывающего предприятия при эксплуатации нефтегазовых залежей оказывают влияние целый ряд факторов, включающие эколого-экономические, геолого-технологические.

Максимальный эффект от внедрения мероприятия по обеспечению устойчивости нефтегазодобывающего предприятия окажут:

- рост величины добываемых углеводородных ресурсов;
- затраты от реализации диверсификационных процессов;
- снижение обводненности добываемого сырьевого ресурса;



- снижение себестоимости добываемой сырой нефти;
- отпускная цена сырой нефти.

К тому же во всех этих действиях нефтегазодобывающее предприятие никак не влияет на формирование цены на сырую нефть как на внутренних, так и на мировых отраслевых рынках. Величина обязательных налогов и платежей также является внешним фактором.

Нефтегазодобывающее предприятие как основной оператор ведет мониторинговый контроль по добыче нефти, реализует мероприятия, направленные на уменьшение внепроизводственных расходов, что оказывает существенное влияние на повышение эффективности диверсифицированного производства. В нефтегазовой отрасли имеются свои специфические особенности ведения производственных процессов, где присутствуют довольно большое разнообразие работ и технологических процессов.

В таблице 33 представлена специфика процесса организации работ по диверсификации производства, связанная с особенностями производства на нефтегазодобывающем предприятии.

Таблица 33 – Процесс организации работ по диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии

Виды работ				
Направление основного производства				
Проведение геологоразведочных работ	Бурение нефтяных скважин	Добыча углеводородного сырья	Транспортировка нефти, газа, конденсата	Переработка углеводородного сырья
1	2	3	4	5
Виды продуктов				
1.Информация по результатам геологических разведок. 2.Разведанные запасы углеводородов (их объем).	1.Объем увеличения запасов, количество мощностей для добычи. 2.Введенные в эксплуатацию скважины.	1.Количество добываемого объема углеводородного сырья по видам продукции	1. Логистические работы товародвижения нефти и газа.	1.Продукция нефтепереработки и нефтехимии.
Специфика продукции (услуг)				
1. Логистические услуги не требуются . 2. Большие трудозатраты.	1.Продукция не перемещается, отсутствие транспортировки товара. 2.Высокая фондоемкость.	1. Фиксированная величина нефти. 2. Не бывает статьи “незавершенное производство .	1. Обеспечение тесного взаимодействия между производителем продукции и покупателем. 2. Фиксированный объем транспортируемого сырья. 3.Высокая стоимость строительства трубопроводов.	1.Необходимость использования большого количества энергии.
Предмет труда				
Нефтегазовое месторождение для разработки	Порода разной степени твердости для бурения	Запасы нефти и газа	Транспортировка нефти и газа по сети трубопроводов	Разрабатываемые минерально-сырьевые ресурсы

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
Специфика обработки предмета труда				
<p>1. Большие территории для разведки. 2. Зависимость от природно-климатических условий. 3. Сезонность и стадийность.</p>	<p>1. Жесткое закрепление территории установки скважин. 2. Индивидуальные проекты. 2. Влияние природно-климатических условий. 4. Большие расстояния по доставке сырья, материалов, трудовых ресурсов. 5. Организация непрерывного производства. 6. Монтаж и перемещение тяжелого оборудования.</p>	<p>1. Потоки нефти и газа непостоянны, маневрируют. 2. Нельзя остановить процесс производства. 3. Негативное воздействие на экологию.</p>	<p>1. Потоки углеводородного сырья маневрируют. 2. Нельзя остановить процесс транспортировки по трубопроводам. 3. Риски протечки трубопроводов. 4. Пожароопасное производство.</p>	<p>1. Организация непрерывного процесса производства . 2. Необходимость проводить работу комплексно. 3. Короткий производственный цикл. 4. Работа в тяжелых и вредных условиях для здоровья человека. 5. Высокая опасность возникновения пожаров и взрывов.</p>
<p>Примечание – составлена автором.</p>				

Процесс организации работ по диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии включает следующие виды производств: геологоразведочные работы, бурение, добыча, транспортировка, переработка.

В отечественной практике существует принцип передачи бизнес-процессов с рассмотрением только финансовой составляющей результирующего эффекта. В связи с этим наблюдаются политические, социально-экономические и экологические последствия для проведения масштабных работ и для специализации производства. Можно применить как инструмент эффективного управления нефтегазодобывающими предприятиями - реинжиниринг бизнес-процессов по диверсификации производства.

Одним из инструментов роста системы эффективного управления деятельностью нефтяных компаний выступает ранжирование бизнес-процессов на каждый сектор финансовой и хозяйственно-производственной деятельности нефтяной компании [113].

Данное направление применяется при определении привлечения покупателей на произведенную товарную продукцию; роста конкурентных преимуществ перед монопольными компаниями и ведущими зарубежными предприятиями; расширении инвестиций в приобретение основных фондов, инновационную технологию и технологическое оборудование; повышения уровня социальной защищенности работников; решении вопросов с нехваткой оборотных средств [114].

Мы же в данном исследовании руководствуемся тем, что реинжиниринг рассматривается как процесс предпроектного применения отражается на структуре издержек производства (в частности доли объемов материальных, технологических, финансовых, трудовых ресурсов предприятия).

Представим модель обеспечения роста конкурентоспособности предприятий по добыче нефти и газа в экономике региона в составе интегрированных предприятий, состоящих из профильных и непрофильных производственных процессов. Данная модель предусматривает как положительные, так и негативные стороны, оказывающие влияние на эффективность и конкурентоспособность нефтегазодобывающего предприятия (рисунок 22).



Рисунок 22 - Модель конкурентоспособности нефтегазодобывающего предприятия на уровне региона

Примечание – составлен автором.

Наблюдается дисбаланс производственных мощностей, происходит приостановка технического прогресса и снижение потенциала инновационной деятельности и процессов диверсификации производства на предприятии в целом (рисунок 23).



Рисунок 23-Потенциальные предпосылки реализации реинжиниринга предприятий по добыче нефти и газа

Примечание – составлен автором.

Проанализировав все звенья производственной цепочки, можно констатировать, что у такого рода предприятий наблюдается рост расходов по поддержанию мощности производства, которые приведут к уменьшению спроса на конечную продукцию и к неустойчивому финансовому положению.

### 3.2 Безубыточность на нефтегазодобывающих предприятиях при диверсификации производства

Формирование гибкости диверсифицированного производства осуществляется созданием специального рабочего формата, позволяющего определить объем выпуска продукции и ее реализации с учетом их безубыточности. Необходимость проведения расчетов базируется на допущении 2 вариантных решений: сравнительная оценка показателей производства при функционировании на сегодня и по результатам реализации инвестиционного проекта.

Реализация инвестиционного проекта преследует цели эффективной организации процесса обеспечения безубыточной деятельности. Известно, что создание системы такого рода связано с ростом эффективности производства, минимизацией расходов, ростом прибыли, что в конечном итоге является

главной целью нефтегазодобывающих предприятий в регионе. На наш взгляд, это действительно так, так как рост устойчивости предприятия является залогом безубыточной деятельности.

В процессе диверсификации производства обеспечение безубыточности, несомненно, должно выполняться так, как было задумано и должно осуществиться. Деятельность по управлению рисками, контроль и анализ чувствительности проекта сопряжены с программой, по результатам которой осуществляется разграничение полномочий вследствие диверсификации производства. В этом успех деятельности предприятия.

Первый подход – такая концентрированная модель, когда все вопросы безубыточности сосредотачиваются в рамках одного структурного подразделения.

Второй подход осуществляется в процессе распределения функций по управлению безубыточностью, когда осуществляется мониторинг рисков и определенная часть функций передается в другие отделы. Разрабатывается корпоративная политика и определенные методы анализа безубыточности проекта по диверсификации производства. Несомненно, деятельность такого рода характеризует специфичность, оперативность функциональных подразделений нефтегазодобывающего предприятия. На основе всего этого можно избежать дублирования некоторых функций в разрезе деятельности предприятия. В ходе осуществления такого рода деятельности процесс диверсификации производства будет востребованным.

На основании вышесказанного можно предложить следующий алгоритм построения рабочего формата безубыточности в нефтегазодобывающем предприятии:

1. На карте рисков отражаются риски, выявленные в результате анализа бизнес-процессов нефтегазодобывающего предприятия. При этом необходимо учитывать специфику производства, расположение и размеры предприятия, характерность обслуживающих и вспомогательных производств. Все эти факторы оказывают воздействие на степень рисков и безубыточность производства.

2. Адекватность системы будет оцениваться посредством использования разработанных методик оценки безубыточности на основе показателей дохода от реализации продукции, цены на продукцию, постоянных и переменных затрат.

3. Прогноз прибыли осуществляется на основе изменений параметров того или иного показателя, в ходе которых будут выявлены отклонения. Можно оценить и прогнозировать риски, затем проверить их бэк-тестингом, в ходе которого полученные результаты сопоставляются с реальными данными. Затем делается вывод об адекватности системы.

4. Составляется алгоритм действий по сценарию о приемлемости того или иного варианта в зависимости от результатов измененных параметров и расчета точки безубыточности.

5. Необходимо отследить, как на основе проведенного анализа безубыточности руководство предприятия будет принимать соответствующие

решения с учетом параметров политики ведения хозяйственной деятельности в соответствии с принятой стратегией.

Дальнейшая процедура - это выявление рисков и угроз, с которыми сталкивается предприятие в процессе своей деятельности. Затем следует их управление, поиск альтернатив решения той или иной проблемы. Таким образом будут рассмотрены менее рискованные варианты с целью получения выгоды в виде доходов. Необходимо сопоставлять или соизмерять расходы по реализации сделки по рискам или стараться их уменьшить.

Как только риски будут выявлены, руководству следует принять решение с целью их дальнейшего устранения или уклониться от них. Уклонение от рисков подразумевает избежание тех видов деятельности, которые связаны с этими рисками, или же необходимость их страховать.

Эффективность инвестиционного проекта по диверсификации производства оценивается при помощи показателя маржинального дохода. Маржинальный анализ базируется на методике изучения соотношения групп основных экономических показателей, а именно издержек производства, объемов реализации производства продукции и дохода, а также прогноза этих показателей при определенном заданном значении каждого из них.

Другое название представленного выше метода – анализ безубыточности или содействия доходу. Надо выявить преимущественные возможности объемов продаж, при которых проект будет безубыточным. Как правило, в такие возможности включаются величина проданной товарной продукции по цене и объему с учетом соотношения цены, размер постоянных и переменных составляющих себестоимости продукции, периоды или вариации безубыточных зон, которые нужны предприятию для достижения целей по заданной величине прибыли [115].

Данный метод по управлению расчетами называют анализом безубыточности. Его важная характеристика в том, что определяются следующие показатели: безубыточный объем продаж или точка безубыточности, зона безопасности или область получения доходов (безрисковая), необходимый достаточный объем продаж для получения установленной нормы прибыли [115, с.37].

Оценка маржинального дохода инвестиционного проекта по диверсификации производства представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Анализ маржинального дохода инвестиционного проекта по диверсификации производства

Показатели	Сумма
1. Объем реализованной товарной продукции, млн. тенге	3 981,97
2. Расходы, связанные с продажей продукции, млн. тенге	1 528,48
3. Переменные затраты, млн. тенге	1 146,36
4. Постоянные затраты, млн. тенге	382,12
5. Общая прибыль от проданной продукции, млн. тенге	1 512,2
6. Величина маржинального дохода в выручке, млн. тенге (1-3)	2 835,61



Продолжение таблицы 34

7. Доля маржинального дохода в выручке, %	71,2%
8. Порог рентабельности, млн. тенге (4:7)	536,68
Запас финансовой устойчивости проекта, млн. тенге	3 445,29
Запас финансовой устойчивости проекта, %	86,5
Примечание – рассчитано автором.	

Порог рентабельности (или точка безубыточности) по результатам расчета зафиксирован на величине объема реализованной продукции в размере 536,68 млн. тенге при величинах нулевых величинах показателей прибыли и рентабельности. Рассчитанный Реальный доход от реализации продукции составил 1512,2 млн. тенге, что выше порога рентабельности. Следовательно, проект по диверсификации производства имеет достаточный уровень запаса финансовой устойчивости и может реализовываться в перспективе.

Составляется специальный рабочий формат по оценке безубыточности инвестиционного проекта по диверсификации производства на основе проведения практических расчетов. Составление рабочего формата безубыточности инвестиционного проекта содержит определенные процедуры.

По всему времени жизненного цикла инвестиционного проекта надо соблюдать требуемые величины объема добычи нефти, необходимые для покрытия затрат и получения определённого дохода; проводить мониторинг цен на отраслевых рынках, изменений услуг по логистике и транспортировке нефти и газа, контролировать размеры и соотношения величины постоянных и переменных издержек.

Величина постоянных расходов в исследуемом проекте составила 382,12 млн. тенге (налоги от фонда оплаты труда, накладные расходы, амортизация основных фондов, налоги на имущество предприятия).

Величина переменных расходов составила 146,36 млн. тенге (материальные затраты, затраты на оплату труда, прочие затраты).

Точка безубыточности в работе рассчитывали по формуле (5):

$$T_0 = FC / (P - VC), \quad (21)$$

где:

$FC$  - величина постоянных издержек за весь период проекта;

$P$  – цена единицы продукции;

$VC$  - величина переменных издержек на единицу продукции.

Используя представленную формулу, определяем величину точки безубыточности:

$$T_0 = \frac{382,12}{4,92 - 1,42} = 109 \text{ км}$$

где:

382,12 млн. тенге – величина постоянных издержек за весь период времени;

4,92 тенге – цена единицы товарной продукции;

1,42 тенге - удельные переменные затраты на единицу продукции (1146,36: 809).

Применяя метод графического изложения, можно определить именно тот объем необходимой для продажи товарной продукции, при котором инвестор получит доход. Также можно определить объем продажи продукции при отрицательной прибыли.

На основе данных, отраженных в таблице 35, определяется точка безубыточности по исследуемому инвестиционному проекту.

Таблица 35 – Показатели для составления графика безубыточности проекта

№	Показатель	Сумма, млн тенге
1	Доход от реализации, млн. тенге	3981,97
2	Постоянные расходы, млн. тенге	382,12
3	Переменные расходы, млн. тенге	1146,36
4	Цена единицы продукции, тенге/кВтч	5,19
Примечание - составлена автором.		

Рабочий формат безубыточности, представленный в виде графика на рисунке 24, показывает величину и уровень условно-постоянных и условно-переменных расходов, величину дохода, полученного от продажи продукции.

На графике видно, что объем постоянных расходов составляет 382,12 млн. тенге, объем производства продукции - 809 кВт. Рассмотрим изменение объема выпускаемой продукции от 0 до 809 кВт. При этом общая сумма постоянных расходов не изменяется, равна 382,12 млн. тенге (на графике дана в виде линии постоянных расходов). Общая сумма переменных расходов меняется от 0 до 1146,36 млн. тенге. Суммарная величина всех расходов изменяется от 382,12 до 1528,48 млн. тенге (382,12 + 1146,36) при объеме производства энергии 809 кВт.

На графике (рисунок 24) на оси по вертикали отражаются показатели продаж: изменение выручки от реализации продукции находится в пределах от 0 до 3891,97 млн. тенге.

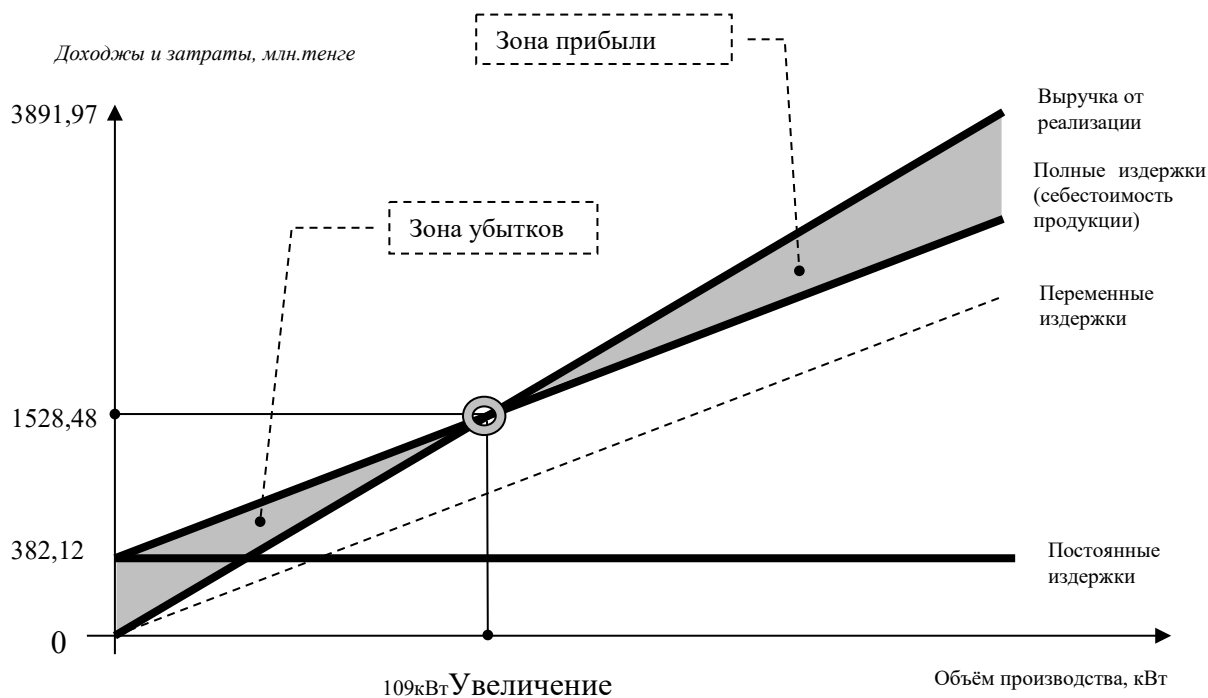


Рисунок 24 – Рабочий формат безубыточности инвестиционного проекта по диверсификации

Примечание - составлен автором.

По предварительным расчётам в точке безубыточности проекта объем производства продукции составлял 109 кВт. На графике формата линия общих затрат (себестоимости) и линия общей выручки как раз пересекаются в точке безубыточности. ( $T_6$ ).

Перейдя точку безубыточности, инвестиционный проект вступает в «зону прибыльности»: каждая единица выпускаемой энергии выше показателя безубыточности дает увеличение прибыли. Возможна и обратная картина в случае снижения объема производства: предприятие будет нести убытки. При таком раскладе наступает «зона убытков».

Зависимость зоны безопасности от суммы постоянных и переменных издержек, от уровня цен на реализованную продукцию определена в данном проекте на основе рабочего формата и графика безубыточности. Для обеспечения устойчивости проекта необходимо, чтобы доход от реализации был определен таким образом: когда идет компенсация постоянных затрат с превышением порога рентабельности производства, можно в некоторых случаях снижать объем продукции.

В период жизненного цикла инвестиционного проекта происходит изменение цены на производство энергии, которая может, как снижаться, так и повышаться. Также на планирование прибыльности проекта оказывают влияние изменяющиеся доли постоянных и переменных расходов. При постоянном мониторинге внутренних и внешних ситуаций предприятие может избежать появления возможных убытков.

В связи с пандемией коронавирусной инфекции АО «Тургай-Петролеум» произведен ввод ограничительных мер, и предприятие было вынуждено снизить объемы производства на период до пяти месяцев, начиная с 11 марта 2020 года. Это, конечно, повлияло на снижение объемов добычи нефти и на другие показатели эффективности производства.

Одним из распространенных и эффективных методов риск – менеджмента в нефтегазодобывающих предприятиях является хеджирование.

Роль хеджирования в обеспечении стабильного роста огромна, хотя предприятие при разработке стратегии хеджирования сталкивается с трудностями такого характера, как рост затрат по хеджированию и многое другое.

Программа хеджирования, как и любая другая финансовая деятельность, требует разработки внутренней системы правил и процедур. Эффективность программы хеджирования может быть оценена только статистически за приемлемый срок.

Для стимулирования международной торговли в процессе интеграции экономики Казахстана в мировую экономику необходимо дать возможность доступа казахстанским компаниям к мировым рыночным инструментам. Это необходимо для возможности управления рисками. Современное предприятие, соответствующее мировым стандартам, немыслимо без управления рисками.

### **3.3 Оценка рисков на нефтегазодобывающих предприятиях при диверсификации производства**

Обеспечение эффективности диверсификации производства посредством управления рисками нефтегазодобывающего предприятия создаст определенный баланс максимизации дохода предприятия и стабильное развитие бизнеса.

На примере одной из крупных компаний региона АО «Тургай - Петролеум» проведем анализ рисков, а также рассмотрим меры, необходимые по их снижению или устранению. Для нефтегазодобывающих предприятий региона перечень рисков и осуществление мероприятий по их снижению определяются самой спецификой и производственно-финансовой деятельностью компании. В частности, в АО «Тургай-Петролеум» действует интегрированная система управления рисками. Эта система основана на анализе и оценке возможных факторов. Эти факторы будут, несомненно, влиять на стратегические планы и цели компании, на результативность показателей производственной и финансово-хозяйственной деятельности компании.

Деятельность компании подвергается ряду финансовых рисков: рыночный риск (включая валютный риск, ценовой риск), кредитный риск и риск ликвидности. Программа по управлению рисками на уровне исследуемой нефтегазовой компании сосредоточена на непредсказуемости финансовых рынков и направлена на максимальное снижение потенциального негативного влияния на финансовые результаты деятельности компании. Управление рисками проводится в соответствии с политикой, установленной Советом Директоров, устанавливающей принципы управления рисками, охватывающей

такие специфические сферы, как кредитный риск и риск ликвидности.

Наличие активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, определяет наличие валютных рисков. Значительный форвардный рынок по тенге отсутствует, таким образом компания не хеджирует данный риск. По общей сумме финансовых активов и финансовых обязательств за соответствующий период (год) контролируется данный риск. Предприятие не имеет формальных механизмов по снижению уровня валютного риска операционной деятельности компании. Руководство устанавливает ограничения по допустимому уровню валютного риска и контролирует его уровень в отношении конкретных валют и общей суммы.

Рассматриваемое нефтегазодобывающее предприятие не имеет портфеля котируемых долевых ценных бумаг, в связи с чем оно не подвержено риску изменения цен на долевые ценные бумаги. Также в процессе анализа выявлено, что предприятие не применяет финансовые инструменты, подверженные процентному риску. Кредитный риск в основном имеет место относительно денежных средств и их эквивалентов и в части непогашенной дебиторской задолженности. Командой предприятия утверждены собственные процедурные мероприятия, обеспечивающие уверенность в реализации товаров и услуг с определенными покупателями с соответствующей кредитной историей. Выявлено, что балансовая стоимость денежных средств и их эквивалентов и дебиторской задолженности за вычетом резерва под снижение стоимости представляет собой максимальную сумму подверженности кредитному риску.

Предприятие не имеет убытков сверх суммы созданных резервов под снижение стоимости при наличии темпов погашения дебиторской задолженности, подверженных влиянию экономических факторов. Исходя из этого, руководство компании предполагает отсутствие какого-либо существенного риска. При соблюдении обеспечения нормативов минимальных резервных требований в финансовой отчетности, отображающей кредитные рейтинги банков, компания вправе принимать соответствующие решения по управлению рисками.

Поддержание достаточного объема денежных средств позволяет осмотрительно управлять риском ликвидности. За счет обеспечения своевременного сбора дебиторской задолженности в связи с динамичным характером основной деятельности компания стремится поддерживать гибкость финансирования, а также поддерживает финансирование через договорные кредитные линии.

Посредством применения природоохранного законодательства и позиций государственных органов РК относительно соблюдения законов устраняются риски в области охраны окружающей среды. У предприятия есть обязательства, которые связаны с загрязнением окружающей среды, и она проводит периодическую их оценку. Данные по выявлению обязательств отражаются в финансовой отчетности.

Обязательство по восстановлению месторождений. Оценка руководством существующего обязательства по восстановлению месторождений основана на анализе имеющихся контрактных обязательств в отношении будущего вывода

из эксплуатации нефтегазовых производственных установок и трубопроводов в конце срока их экономической жизни и восстановления нарушенных земельных участков. Данная оценка может измениться в случае завершения последующих исследовательских работ и переоценки текущей программы по восстановлению участков месторождения и рекультивации.

Меры по устранению потерь инвестора и риски могут быть включены в расчеты по эффективности проекта. Их суть будет состоять в прогнозе и учете затрат. Эти риски порождены ненадежностью технических, организационных систем в проектировании проектов. Проводятся конкретные мероприятия по управлению рисками, учитывающиеся при разработке информации, необходимой для расчета проекта по диверсификации производства [116].

По анализируемому предприятию АО «Тургай-Петролеум» рассмотрим виды финансовых рисков и меры по их снижению (таблица 36)

Таблица 36 – Анализ коммерческих и финансовых рисков по инвестиционному проекту нефтегазодобывающего предприятия.

Риски	Уровень риска	Мероприятия по снижению рисков
<b>Коммерческие риски</b>		
Наличие рисков уменьшения отпускных цен (тарифов) на электроэнергию	малый	Изменения на мировых рынках роста цен на все товары и услуги являются внешними факторами на формирование внутренних тарифов в стране. Внутри страны в последние годы наблюдается рост цен на все услуги и товары. Риск снижения тарифов не имеется.
Могут быть снижены объёмы производства продукции	средний	Реализация мер по недопущению возможных рисков через обучение кадров, применение проектного менеджмента, совершенствование организации производства.
<b>Финансовые риски</b>		
Может быть риск невыполнения своих обязательств другими организациями или поставщиками	от малого до среднего	Проведенная оценка потока реальных денежных средств показывает на возможность проекта в период эксплуатации иметь прибыль и компенсировать затраты и заемные средства.
Примечание – составлена автором.		

Рассмотрев влияние показателей на эффективность проекта в плане методики, можно предложить оценку риска на основе рассмотрения и влияния факторов внешней и внутренней среды по проекту. Здесь можно применить анализ чувствительности проекта по отношению к тем или иным факторам, которые будут находить изменение в пределах, указанных экспертом или ситуацией на предприятии или рыночными условиями. То есть таким образом мы можем оценить влияние разного рода факторов на проект по диверсификации производства. [117, 118].

При проведении оценки и анализа чувствительности проекта стоит разработать специальный план. Поскольку результаты оценки чувствительности проекта могут привести к изменениям одного или нескольких факторов. В нашем случае этими факторами явились: объем производства, капитальные вложения (инвестиции) по проекту, эксплуатационные затраты.

Очередным этапом при анализировании чувствительности является определение величин показателей эффективности по первоначальной информации. Будет иметь место изменение варьируемых параметров, в частности, внутренней нормы доходности  $IRR$ . Коэффициент чувствительности определяется по формуле (22):

$$K_q = (\Delta IRR / IRR) / (\Delta \Phi / \Phi) = (\Phi / IRR) (\Delta IRR / \Delta \Phi) \quad (22)$$

где:

$K_q$  – коэффициент чувствительности (эластичности);

$IRR, \Phi$  – базовое значение внутренней нормы прибыльности и исследуемого фактора;

$\Delta IRR, \Delta \Phi$  – расчетное изменение значения внутренней нормы прибыльности и принятое изменение значения исследуемого фактора.

Поэтапное относительное изменение параметров и реакция изменения по одному параметру  $IRR$  сведены в таблицу 37 в целях концентрации всех показателей в едином формате.

Таблица 37 – Анализ чувствительности и прогнозируемости факторов по проекту

Факторы	Чувствительность	Возможность прогнозирования	Критическое значение $IRR$
1.Уровень объема производства электроэнергии	высокая	высокая	16,51 %
2.Изменение капитальных вложений	высокая	высокая	16,51 %
3.Изменение эксплуатационных затрат	средняя	средняя	15,30 %
Примечание – составлена автором.			

По результатам оценки эффективности показателей чувствительности факторы подвергаются экспертному ранжированию факторов. По важности экспертная оценка подразделяется на три степени: высокая, средняя, низкая).

Согласно проведенного анализа можно судить о сохранении приемлемого уровня эффективности и финансовой устойчивости проекта к различного рода изменениям. По результатам анализа чувствительности к уровню объема производства электроэнергии наблюдаются изменения на относительно небольшую процентную величину объема производства, которые

в результате стали причиной изменения денежных потоков и чистого дохода. Наименее чувствительность проявляется относительно к эксплуатационным затратам и первоначальным капитальным вложениям. Данное явление получено окупаемостью проекта.

Далее составляется матрица чувствительности проекта с указанием рисков факторов (таблица 38).

Таблица 38 – Матрица чувствительности инвестиционного проекта

Прогнозируемость	Чувствительность		
	высокая	средняя	низкая
1	2	3	4
Низкая Средняя Высокая	I I уровень объема производства электроэнергии (II)	I II изменение капитальных вложений (III)	изменение эксплуатационны х затрат (II) III III
Примечание-составлена автором.			

Для анализированная применены три сценарных варианта: I – дальнейшая проверка; II – внимательно отслеживать; III – установить и добыть. Полученные величины результативности оценки сценарных вариантов сопоставляются между собой по устойчивости к различным экономико-технологическим рискам. Поскольку полученные величины показатели не привели к ухудшению эффективности проекта, значит, проект считается устойчивым.

Также для выявления более точной оценки результативности стоит выявить взаимосвязи между различными факторами риска. В таблице 29 дан сводный анализ чувствительности инвестиционного проекта.

Таблица 39 – Оценка расчета чувствительности инвестиционного проекта

Показатели	Сценарии		
	Максимум	Базовый	Минимум
1	2	3	4
1. Уровень чувствительности, %	125	100	75
2. Общий объем производимой электроэнергии, млн. кВт	692,48	692,48	692,48
3. Первоначальные инвестиционные (капитальные) вложения, млн. тенге	6096,45	4877,16	3657,87
4. Цена на электроэнергию (стоимость), тенге/кВтч	3,91	3,54	3,16
5. Чистый доход, млн. тенге	1775,63	1714,84	1654,06
6. Чистая текущая стоимость, млн. тенге	1567,61	1814,96	2062,31
7. Внутренняя норма доходности, %	14,34	15,30	16,51
8. Ставка дисконта PV, %	11,00	11,00	11,00



Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
9. Дисконтируемый срок окупаемости, лет	7,00	7,00	7,00
Примечание - составлена автором.			

Путем применения метода анализа потока реальных денежных средств для выявления рисков и неопределенностей определена коммерческая эффективность, через использование метода анализа потока реальных денежных средств в целях выяснения возможных факторов риска. Оценка показывает, что в течение всего периода реализации инвестиционного проекта показатели чистой прибыли в эксплуатационный период имели положительные значения, обеспечивая высокие интегральные показатели.

Данный анализ чувствительности выявил тенденции для достижения результативности с положительными величинами показателей, где уровень капитальных вложений не должен превышать 25%, потому что их рост влияет на повышение затрат на электроэнергию и уменьшение внутренней нормы доходности *IRR*.

Мониторинг инвестиционной политики АО «Тургай-Петролеум» предлагаем провести по следующей схеме (рисунок 25):

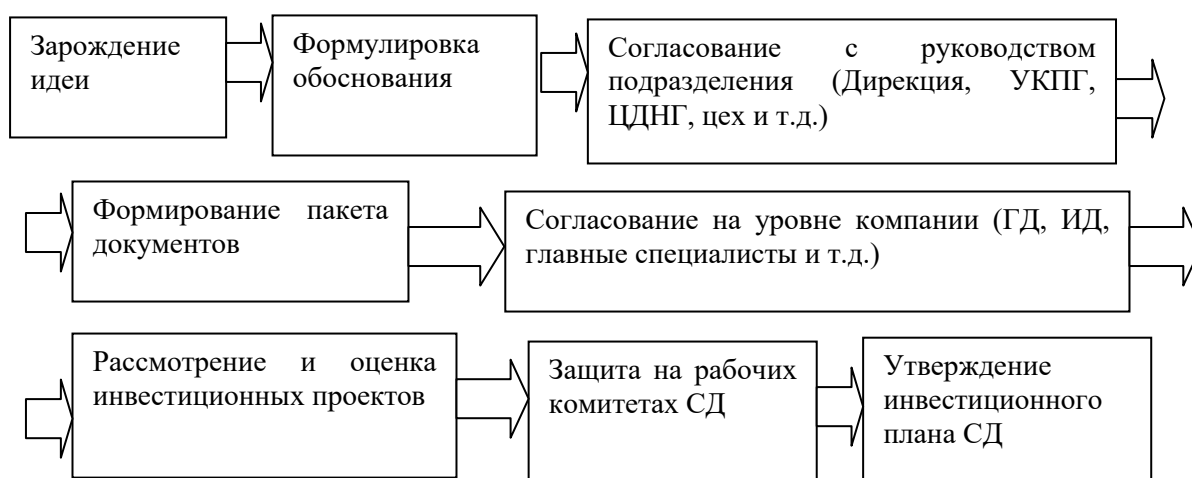


Рисунок 25- Осуществление мониторинга инвестиционной политики нефтегазовой компании

Примечание - составлен автором.

Специалист нового отдела по анализу и мониторингу расходов (ОАМР) принимает пакет документов по инвестиционному проекту от структурных подразделений (рисунок 26).

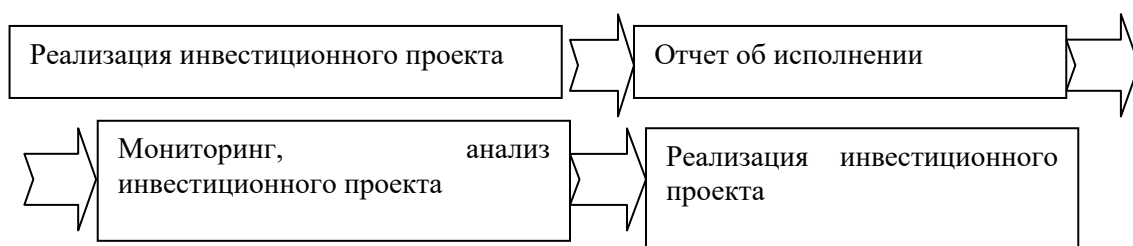


Рисунок 26 - Жизненный цикл инвестиционного проекта (1 этап)

Примечание - составлен автором.

Данный мониторинг инвестиционной политики нефтегазовой компании позволит снизить инвестиционные риски в деятельности предприятия. Примерный перечень документов приведен в таблице 40.

Таблица 40 – Перечень документов по инвестиционному проекту нефтегазовой компании

Типы проектов 1	Вид проектов 2	Документы 3
Оборудование	Замена на одноступенчатое оборудование	Обоснование потребности (расчет, проект, предписание)
	Замена оборудования другой модификации	Данные по существующему оборудованию, зданию и сооружению (справка из бухгалтерии, расстановка оборудования, схема расположения)
	Приобретение дополнительного количества оборудования	Технические характеристики заказываемого оборудования (спецификация)
	Приобретение нового оборудования	Стоимость инвестиционного проекта и потенциальные поставщики, сроки и условия поставок, подтверждение цен (коммерческие предложения, не менее 3-х вариантов)
Капитальное строительство	Капремонт	Графики, сроки реализации инвестиционного проекта
	Строительство	
Проектные работы	ПИР (проектно-исследовательские работы)	Задание на проектирование, коммерческие предложения
Информационные технологии	КИП, автоматика, Баспро, Петрель, Eclipse	Проект, сметы, спецификации, коммерческие предложения
Бурение	ГРП, бурение, освоение, ГТИ и т.д.	Годовая программа, график работы, сметы, коммерческие предложения
Примечание - составлена автором.		

АО «Тургай - Петролеум» проводит управление рисками по следующим направлениям:

- гражданско-правовое страхование за причинение вреда жизни, здоровью и имуществу третьих сторон;
- страхование собственных имущественных активов;
- страхование непредвиденных перерывов в производственном процессе;
- добровольное страхование транспортных средств и обязательное гражданско-правовое страхование для владельцев транспортных средств;
- гражданско-правовое страхование для владельцев объектов, деятельность которых влечет опасность причинения ущерба третьим сторонам;
- гражданско-правовое страхование;
- экологическое страхование при разработке углеводородных ресурсов;
- страхование дополнительных затрат при взятии скважин под контроль.

Нефтегазодобывающие предприятия также подвержены внутренним рискам. Так управление внутрикорпоративными рисками предприятия реализуется через исполнение единых корпоративных стандартов: управленческих, производственных, кадровых, социальных, экологических и других, которые выступают регламентирующими документами функционирования предприятия.

В АО «Тургай- Петролеум» проводится ряд мероприятий по снижению производственных рисков и повышению технологической дисциплины, в результате чего достигнуто значительное снижение уровня производственного травматизма. Численность проявления несчастных производственных случаев уменьшилась в 3,5 раза. При этом коэффициент частоты травматизма снизился в 2 раза и составил 0,24, что является самым минимальным показателем за последние годы в деятельности данной нефтегазовой компании.

В Кызылординской области, где в последние годы уменьшаются темпы развития региональной экономики по причине низких объемов добычи нефти относительно предыдущих двух десятилетий и волатильности цен на мировых нефтяных рынках, приоритетом становится необходимость разработки и принятия эффективных мероприятий по управлению рисками, их снижению и устранению. В области планируется увеличение инвестирования в геологоразведку новых месторождений. Нефтегазодобывающие предприятия реализуют проекты по переработке сырой нефти и диверсификации производства по выпуску продукции с добавленной стоимостью. Проводятся мероприятия по расширению направлений транспортировки и экспорту нефтяной продукции. Нефтегазодобывающие предприятия региона при управлении рисками должны придерживаться международных стандартов и адаптироваться к современным реалиям, ориентироваться на вертикально-интегрированные нефтяные компании в целях обеспечения их стабильного развития, как на национальных, так и на мировых отраслевых рынках.

### **Выводы по главе 3**

Основными направлениями развития диверсификации производства нефтегазодобывающих предприятий Кызылординского региона явились: сохранение объема добычи и диверсификация путей транспортировки нефти; проведение активных научно-исследовательских работ на предприятии и маркетинговые шаги с целью максимизации выручки от нефти; реализация комплекса мероприятий по инвестированию средств предприятия в перспективные инвестиционные проекты.

На основании проведенного анализа определены внешние и внутренние факторы диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия. Был рассмотрен и предложен один из методов, направленных на повышение эффективности диверсификации производства нефтегазодобывающего предприятия - передача в аутсорсинг некритичных бизнес-процессов и производственных объектов предприятия. Установлено, что к числу бизнес-процессов, которые можно передать на аутсорсинг, можно отнести: налоговый учет; бухгалтерский учет; управление инженерно-техническими работниками; юридическое сопровождение. Это, в частности, применительно к исследуемому предприятию АО «Тургай-Петролеум», а также и к другим нефтегазодобывающим предприятиям Кызылординской области. Рассмотрены процессы производства в направлении бурения, добычи, транспорта, переработки.

Составлен рабочий формат по осуществлению безубыточного производства на предприятии по ходу реализации диверсифицированного инвестиционного проекта «Строительства 4-ой газотурбинной установки». Осуществлен необходимый расчет с помощью формулы и графического анализа. Проведен расчет порога рентабельности запаса финансовой устойчивости на основе получения маржи по проекту.

Оценка рисков на нефтегазодобывающих предприятиях при диверсификации производства проведена на примере исследуемого нефтегазодобывающего предприятия. Изучены факторы риска, их виды применительно к нефтегазовому сектору. Этими рисками явились финансовые, производственные риски. Дана их подробная оценка с перечнем необходимых мероприятий по их снижению. Проведен анализ чувствительности внедренного проекта с определением коэффициента чувствительности, построена матрица чувствительности и прогнозируемости факторов инвестиционного проекта.

Предложено провести мониторинг инвестиционной политики исследуемого АО «Тургай-Петролеум», который позволит снизить инвестиционные риски в деятельности предприятия. Управление внутрикорпоративными рисками предприятия реализуется через исполнение единых корпоративных стандартов: управленческих, производственных, кадровых, социальных, экологических и других, которые выступают регламентирующими документами функционирования предприятия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Нефтегазовый комплекс Казахстана реализует процессы диверсификации по направлениям:

- создание совместных предприятий и структурных подразделений предприятий, осуществляющих новые виды деятельности;

- инвестиции на приобретение компаний или долей в компаниях, которые добывают или перерабатывают сырье, непосредственно на выбранном рынке;

- инвестиции в НИОКР на разработку инновационных источников энергии и другие.

2. Представлена авторская трактовка экономической категории «диверсификация производства на нефтегазодобывающих предприятиях», которая проводится через реализацию инновационно-инвестиционных проектов по внедрению новых технологий для увеличения объемов добычи углеводородных продуктов, выпуска новых видов нефтепродуктов и продукции нефтехимии с высокой добавленной стоимостью, проникновения на связанные и несвязанные отраслевые рынки, развития логистики, установки контроля над производством и хозяйственно-экономической деятельностью в целях обеспечения устойчивости нефтегазовых предприятий.

3. Экономическую оценку эффективности диверсификации нефтегазодобывающего предприятия рекомендуется проводить по следующим методикам:

- оценка эффективности диверсификации через определение показателя соотношения суммарной стоимости затрат к общей сумме всех конечных эффектов от диверсификации производства;

- экономическая целесообразность диверсификации производства, основанная на определении конечной стоимости товарной нефтяной продукции с добавленной стоимостью и сравнении ожидаемых показателей стоимости объема реализованной нефтяной продукции и полученной прибыли в результате планируемой диверсификации производства;

- оценка экономической эффективности инвестиционных проектов по диверсификации производства с учетом качественных и количественных показателей продукции нефтегазового сектора.

4. В результате сравнения диверсификации нефтегазовой отрасли мировых нефтяных держав выделены особенности, присущие Республике Казахстан. Нефтегазовая отрасль Казахстана во многом зависит от государственно-регулятивных документов - нет свободной конкуренции, как в отдельных зарубежных странах. По состоянию на 2020-2021 годы Казахстан пересматривает портфель инвестиционных проектов в пользу диверсификации на расширение нефтепереработки и выпуска продукции нефтехимии, расширение её ассортимента, на рост объемов добычи нефти и попутного газа, на увеличение нефтесервисных услуг; на расширение экспортных направлений и развитие транспортных направлений.

5. Анализ уровня развития нефтегазового сектора в Казахстане позволил выявить, что основными проблемами явились цена на нефть и нестабильность

на мировых энергетических рынках. Реализация инициативы ОПЕК+ и повышение цен в целом принесли Казахстану очевидную выгоду в виде увеличения выручки от экспорта нефти. В целом Казахстан превысил взятые на себя обязательства по целевому сокращению добычи в рамках договоренности ОПЕК+. Решающим фактором в структуре добычи нефти в стране остались плановые графики реализации «мега-проектов» (Кашаган, Тенгиз и Карачаганак), на которые в совокупности приходится значительная (и постоянно растущая) доля в общем объеме добычи по стране (в 2018 году она составила около 60%). Цена на нефть на уровне \$60-70 за баррель обеспечивает достаточные объемы предложения в долгосрочной перспективе. Наблюдается активное продвижение Казахстана по пути диверсификации.

6. Кызылординская область относится к Тургайскому нефтеносному бассейну. Наиболее крупные нефтяные месторождения – Акшабулак, Кумколь, Коныс и Северо-Западный Кызылкия. В регионе действуют 14 нефтегазодобывающих компаний. По объему добычи углеводородов на регион приходится 6% добычи нефти и 1,6% добычи газа в Республике Казахстан (по итогам 2019 года). Добыча нефти и газового конденсата в 2019 году в Кызылординской области составила 5,6 млн. тонн, в среднем – 15,2 тыс. тонн ежедневно (показатель по РК – 248,1 тыс. тонн в сутки). Вместе с тем, в области наблюдается истощение нефтегазовых месторождений, и вследствие этого происходит ежегодное снижение добычи нефти и газа. Так, если в 2010 году на долю области приходилось около 14% от общего объема добытой в стране нефти, то к 2019 году ее доля снизилась в 2,3 раза – до 6%. Так в 2018 году потери были 420 тыс. тонн, то в 2019 году – в 3 раза больше. Это негативно повлияло на экономику региона. Область все еще во многом зависит от добычи нефти и цены на нее. Для улучшения положения необходима диверсификация производства на нефтегазодобывающих предприятиях региона.

7. Анализ деятельности АО «Тургай-Петролеум» позволил сделать заключение о необходимости оптимизации многих видов деятельности нефтегазодобывающего предприятия. Путем применения метода экономического исследования по расчету специфических экономических показателей деятельности нефтегазодобывающего предприятия, функционирующего на территории Кызылординской области, предлагается принятие мер, направленных на расширение диверсификации производства: обеспечение устойчивости показателей объемов разработки сырой нефти; поиск новых направлений транспортировки товарной продукции; совершенствование использования проектного менеджмента; принятие стратегических планов по росту показателей доходности и стоимости активов предприятия.

8. Деятельность АО «Тургай-Петролеум» по повышению диверсификации производства многообразна и обуславливается особенностями реализуемых инвестиционных проектов. Компания реализовала крупные проекты, связанные с добычей нефти, расширением производства, утилизацией газа и др. Проведена экономическая оценка нефтегазового инвестиционного «Проекта строительства 4-й газотурбинной установки для

утилизации газа на месторождении Кумколь» с применением критериев, базирующихся на использовании концепции временной стоимости денег: чистой приведенной стоимости ( $NPV$ ), внутренней нормы доходности ( $IRR$ ), индекса рентабельности инвестиций ( $PI$ ), дисконтированного периода окупаемости инвестиций ( $DPB$ ). Получены следующие результаты по оценке эффективности инвестиционного проекта:  $NPV = 1\ 814,96$  млн. тенге,  $IRR = 15,3\%$ ,  $DPB = 7$  лет,  $PI = 1,27$ . Проект является приемлемым по всем критериям экономической оценки эффективности инвестиционного проекта. Расчет бюджетного эффекта позволил определить, какую выгоду получит государство в результате реализации нефтегазового проекта. Бюджетная эффективность составила  $8\ 099,25$  млн. тенге. Экономическая оценка эффективности нефтегазового проекта дает возможность судить о целесообразности его принятия и инвестирования. В конечном итоге это будет одним из видов осуществления диверсификации в направлении инновационного развития.

9. Составлен рабочий формат анализа безубыточности деятельности нефтегазодобывающего предприятия при реализации инвестиционного проекта «Проекта строительства 4-й газотурбинной установки для утилизации газа на месторождении Кумколь». Точка безубыточности по проекту составила 109 кВт энергии. Расчеты проведены математическими и графическими способами. Порог рентабельности по инвестиционному проекту составил 536,68 млн. тенге. Доход от реализации продукции оказался выше порогового и составил 1512,2 млн. тенге, что свидетельствует о достаточном запасе финансовой устойчивости. Был проведен анализ чувствительности проекта по производственно-экономическим факторам, из которого следует, что наибольшая чувствительность проекта проявляется к уровню объема производства электроэнергии. Расчетами подтверждено то, что изменения на некоторый процент объема производства привели к изменению денежных потоков и, соответственно, чистого дохода. Наименьшая чувствительность проекта заметна по отношению к эксплуатационным затратам и капитальным вложениям. Это также подтверждает выводы, что все издержки по проекту при их росте являются возмещаемыми.

10. В связи с тем, что за последний период объемы добычи нефти снижаются из года в год, задача сохранения планового объема добычи, диверсификация путей транспортировки нефти – это те цели, в рамках которых необходимо поддержать уровень добываемой нефти и, если возможно, наращивать добычу нефти. А это возможно только за счет усиления следующих важных направлений: усиление геолого-исследовательских работ, а именно для осуществления разведки полезных ископаемых создать группу геологов и инженеров; использование новых трубопроводов, построенных в рамках диверсификации линий трубопроводов; для более полного получения нефти из труднодоступных пластов месторождения внедрение новых технологий, по возможности использование незагруженных мощностей УКПГ и ЦППН; оказание посреднических услуг для третьих лиц по транспортировке нефти посредством трубопровода КАМ, а также в целях обеспечения роста

конкурентоспособности нефтегазодобывающих предприятий на уровне региона произвести передачу в аутсорсинг некритичных бизнес-процессов и производственных объектов.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 44% государственного бюджета Казахстана формирует нефтегазовый сектор. - 2020. [https://forbes.kz/process/energetics/44\\_gosudarstvennogo\\_byudjeta\\_kazahstana\\_formiruet\\_neftegazoviy\\_sektor/](https://forbes.kz/process/energetics/44_gosudarstvennogo_byudjeta_kazahstana_formiruet_neftegazoviy_sektor/). 10.08.2020.
- 2 Нефтедобыча, газификация и привлечение инвестиций - обзор энергетической отрасли Казахстана. - 2020. <https://primeminister.kz/ru/news/reviews/neftedobycha-gazifikaciya-i-privlechenie-investiciy-obzor-energeticheskoy-otrasli-kazahstana-2741051>. 10.08.2020.
- 3 Сафонова Т.Ю. Нефтегазовый сектор может вылечить страну от голландской болезни // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 10. – С. 2593-2612.
- 4 Хамфис, Сакс, Стиглиц. Как избежать ресурсного проклятия/ пер. с англ. Н. Автономовой, И. Фридмана/ под.ред. Е. Добрушиной и А.Ю. Кнобеля/ - М.: Изд. Института Гайдара.-2011- 464 с. [https://vk.com/wall-68638203\\_2476](https://vk.com/wall-68638203_2476). 17.11.2020.
- 5 Казахстан занял 11 место в мировом рейтинге по запасам нефти. - 2020. <https://news.mail.ru/economics/44406511/?frommail=1>. 25.11.2020.
- 6 Объемы промышленного производства по видам экономической деятельности Республики Казахстан. <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8>. 25.11.2020.
- 7 Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 ноября 2010 года № 1072 “Об утверждении Программы по развитию нефтегазового сектора в Республике Казахстан на 2010-2014 годы [http://adilet.zan.kz/rus/docs/P100001072\\_](http://adilet.zan.kz/rus/docs/P100001072_). 25.10.2018.
- 8 Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы. Указ Президента РК от 1 августа 2014 № 875. <http://adilet.zan.kz/rus/docs/U1400000874>. 20.01.2018.
- 9 Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020-2025 годы (изменения на 31 декабря 2019 года). Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2019 года № 1050. <https://tengrinews.kz/zakon/pravitelstvo-respubliki-kazahstan-premer-ministr-rk/promyishlennost/id-P1900001050/>. 10.01.2020.
- 10 Терминологический справочник «Казахстан-2030». <https://strategy2050.kz/ru/book/>. 12.07.2019.
- 11 Ансофф И. Стратегическое управление/ И.Ансофф. -М. Экономика,1995.-335 с.
- 12 Рудык Н.Б. Конгломеративные слияния и поглощения. Книга о пользе и вреде непрофильных активов. -М.: Дело, 2015.-223 с.
- 13 Юдин А. С. Диверсификация вертикально-интегрированных промышленных структур нефтегазового комплекса на примере ОАО “Газпром”. // Вопросы и проблемы экономики и менеджмента в современном

мире. Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. - Омск. -2014- С.29-31.

14 Немченко Г., Донецкая С., Дьяконов К. Диверсификация производства: цели и направления деятельности. // Проблемы теории и практики управления. – 2014. — № 5. с. 69–80.

15 Сафонова Т. Ю. Классификация диверсификации и анализ возможностей их применения для нефтегазовых компаний. // Российское предпринимательство. -Том 13.– №19. 2012.- С. 56-61.

16 Сафонова Т. Ю. Разработка направлений диверсификации нефтяных компаний. - автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. экон. наук (2016) / ФГБОУ ВО Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. - Москва, 2016. <http://www.dslib.net/economika-hoziajstva/razrabotka-napravlenij-diversifikacii-neftjanyh-kompanij.html>. 28.09.2019

17 Диверсификация. // Материал из Википедии. [u.wikipedia.org/wiki/Диверсификация#](http://ru.wikipedia.org/wiki/Диверсификация#): 28.09.2019

18 Чагарбиев С.Н. Диверсификация как стратегия устойчивого развития предприятия. // Молодой ученый. -№10- 2018.- С.108-111.

19 Алшанов, Р.А. Экономика независимого Казахстана: достижения и пути развития / Р.А. Алшанов. - Алматы: Ассоциация вузов РК, 2012. - 448 с.

20 Разакова А.А., Шинкевич А.И., Елпанова М.А. Виды диверсификации в нефтегазовом комплексе Республики Казахстан и особенности их реализации. // Сборник трудов международной научно-практической конференции «Модернизация экономики: предпосылки, состояние, пути развития в условиях глобальных вызовов и трендов индустрии». –Нур-Султан, 2020.-С. 961- 965.

21 Разакова А.А., Шалболова У.Ж. Диверсификация в нефтегазовой отрасли Казахстана. // Международный экономический форум “Экономика в меняющемся мире”. Сборник статей II международного экономического форума. - Казань: Академия наук Республики Татарстан, 2018. – С.169-172.

22 Байкин А.К., Разакова А.А. Диверсификация производства как приоритет инвестиционно-инновационного развития экономики. // Сборник научных трудов IV международной научно-практической конференции “Национальные экономические системы в контексте формирования глобального экономического пространства”. - Симферополь, 2018. – С.141-144.

23 Shalbolova U.Zh.,Razakova A.A.,Elpanova M.A.Justification of the economic feasibility of investing in an oil and gas company based on diversification of production and the choice of development strategy. // Вестник ЕНУ им. Л.Гумилева. Серия экономическая. - №4. - 2019. - Р. 62 - 73.

24 Шевелева А. В., Акиева Л.Б. Диверсификация деятельности нефтегазовых компаний в условиях снижения цен на нефть и введения экономических санкций. //Вестник МГИМО-Университета. -№ (6(51)). -2016.- С.144-151.

25. Сафонова Т. Ю. Виды диверсификации, применимые для нефтегазовых компаний. //Российское предпринимательство. -№ 19 (217).-

2012.- С 56-61.

26 Войтович Ю. А. Модель формирования стратегии развития компании в направлении диверсификации. // Экономика и управление. Серия: Экономические науки.-Т.69.-№8.- 2010.- С.132 – 135. // <https://ecsocman.hse.ru/data/2011/04/29/1268028235/25.pdf>. 04.05.2019.

27 Казахстан: ускорение экономической диверсификации. / Под редакцией Кима Андерсона, Джованни Капаннелли, Эдмона Гинтинга и Каёши Танигучи. - Азиатский Банк Развития. -2018.- 281 с.[Электронный ресурс].<https://www.adb.org/sites/default/files/publication/446781/kazakhstan-economic-diversification-ru.pdf>. 5.06.2019.

28 Мир нефти. <https://vseonefti.ru/etc/mir-nefti.html>. 3.04.2019.

29 Страны ОПЕК+ заключили соглашение о рекордном добычи нефти. <https://www.rbc.ru/business/12/04/2020/5e9357129a79473d1267e1d6>. 1.10.2020.

30 Савчук В. П. Оценка эффективности инвестиционных проектов.-Киев, 1998.-144 с.

31 Виленский П.Л., Лившиц В. Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: Учебное пособие. -5-е издание, перераб, и доп.-М.: Поли Принт Сервис, 2015.-1300 с.

32 Борисова, О. В. Инвестиции в 2 т. Т. 1. Инвестиционный анализ : учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры. — Москва : Издательство Юрайт, 2019. — 218 с. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт. <https://urait.ru/bcode/432922>. 1.10.2020.

33 Марголин А.М. Экономическая оценка инвестиционных проектов.-М. Экономика: Высшее образование, 2018.- 1000 с.

34 Касьяненко Т. Г. Экономическая оценка инвестиций: учебник и практикум— М.: ИздательствоЮрайт, 2017. — 559 с.

35 Сироткин С. А., Кельчевская Н.Р.Экономическая оценка инвестиционных проектов. - М.: ИНФРА-М, 2020.

36 Теслюк Л. М., Румянцева А., Оценка эффективности инвестиционного проекта. - Екатеринбург, 2014.- 141 с. [https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/27977/1/tesliyk\\_ryma%D1%83nceva\\_2014.pdf8](https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/27977/1/tesliyk_ryma%D1%83nceva_2014.pdf8). 12.2018.

37 Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности / В. Ф. Дунаев, В.Д. Шпаков, Н. П. Епифанова, В.Н. Лындин: учеб. пособие. М.: Изд-во «Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина», 2006. 352 с.

38 Конопляник А. А. Основные виды и условия финансирования инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности. // Учебное пособие по курсу «Эволюция международных рынков нефти и газа». – М.: РГУ нефти и газа им.Губкина, 2011. – 62 с. <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/751m.pdf>. 8.12.2018.

39 Дунаев В. Ф. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015. - 330 с.

40 Колесова С. Б., Некрасов В. И. Развитие бизнес-процессов обеспечения производства нефтедобывающих предприятий. / Монография. Под общ. ред. Волкова А. Я. – Ижевск, УдГУ, 2012. - 168 с.

41 Андреев А.Ф., Березина С. А., Мартынов В. Г., Матвеев Ф. Р., Пельменева А.А., Шпаков В.А., Шпакова З.Ф. Издержки производства на предприятиях нефтегазового комплекса. /Под ред. Андреева А. Ф. - Учебное пособие. - Москва. - Изд.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - 2011. - 224 с.

42 Андреев А.Ф., Зубарева В. Д., Саркисов А. С. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.-М. Полиграф, 1996.-70 с.

43 Конопляник А.А. Основные виды и условия финансирования инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности: учеб. пособие. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2009. 62 с.

44 Кузьмин Т. Г., Молодых П.В. Экономика инвестиционного проекта в нефтегазовой отрасли. Учебное пособие. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 261 с.

45 Макаров А. В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений. - СПб.: «Недра», 2009. - 196 с.

46 Ильясов И. Т. Экономическая оценка инвестиционных проектов предприятий нефтегазового комплекса: диссертация кандидата экономических наук: 08.00.05 / [Место защиты: Удмурт. гос. ун-т]. - Ижевск, 2008.- 183 с.: ил. РГБ ОД, 61 08-8/1667. <http://www.dslib.net/economika-hoziajstva/jekonomicheskaja-ocenka-investicionnyh-proektov-predpriyatij-neftegazovogo-kompleksa.html>. 3.12.2018.

47 Мазурина Е.В., Павловская А.В. Экономическая оценка проектов повышения энергоэффективности на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.-Ухта: УГТУ, 2016. — 153 с.

48 Толочнева А.П. Оценка эффективности инвестиционных проектов на примере добывающей промышленности // Международный студенческий научный вестник. – 2016. – № 2. <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=14683>. 11.03.2018.

49 Александрова О. А., Низамова Г.З. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов государственно-частного партнёрства. // Интернет журнал «Науковедение».Т.9.-2.-2017.<https://naukovedenie.ru/PDF/74EVN217.pdf>. 22.05.2019.

50 Бочкарев А.С., Честиков М.В. Методические принципы оценки экономической эффективности нефтегазовых проектов. - 2010. // С.95-100.

51 Богаткина Ю.Г., Лындин Н.В. Информационно-экономический подход для оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. 2020.

52 Пономарева И. А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н. А. Экономико-математическая оценка нефтегазового месторождения методом реальных опционов с применением факторов риска // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 12–14.

53 Радионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли. // Экономика и управление народным хозяйством: экономические науки. - № 9 (130). -2015. – С. 50-53. <https://docplayer.ru/36044193-Osobennosti-ocenki-investicionnyh-proektov-v->

neftyanoy-otrasli.html.15.04.2019.

54 Толстоногов А. А., Кифоренко И.К. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 6-3. – С. 577-580. <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=34205>. 27.06.2019

55 Косов М. Е. Критерии и методы оценки эффективности инвестиционных проектов. / Азимут научных исследований: экономика и управление. -Т6.-№ 4(21). - 2017.- С. 120-123.

56 Егоров О. И., Чигаркина О. А. Приоритеты развития нефтегазопереработки в Казахстане // Нефть и газ - 2015. -4 (88). –С.41-50.

57 Егоров О. И., Чигаркина О.А. Пути формирования нефтехимических кластеров в Казахстане // Материалы международной научно-практической конференции «Наукоемкая экономика – новый этап индустриально-инновационного развития Казахстана». – Алматы: ИЭ КН МОН РК, 2014. – С. 362-377.

58 Егоров О. И. Развитие нефтегазового комплекса Казахстана в свете реализации стратегии вхождения Казахстана в число 50-ти наиболее конкурентоспособных стран мира. [http://www.elarna.com/m/kitap\\_kk.php](http://www.elarna.com/m/kitap_kk.php).15.07.2019.

59 Шалболова У.Ж., Махницкая Е.И. Управление инвестиционно-инновационной деятельностью в Казахстане. - Алматы, 2012. -246 с.

60 Шалболова У.Ж., Елпанова М.А. Оценка эффективности инвестиционного проекта. // Вестник Национальной инженерной академии РК. - № 2014 С.71-81.

61 Шалболова У.Ж., Елпанова М.А. Алгоритм достижения безубыточности инвестиционного проекта на основе маржинального анализа. // Новый университет. Серия: Экономика и право. -№10.-2014. -С.7-12.

62 Шалболова У.Ж., Елпанова М.А. Анализ чувствительности и обеспечение устойчивости инвестиционного проекта к экономическим рискам // Материалы X международной научно-практической конференции «Исследования будущего – 2014» - Т.3. Экономические науки- София. -2014 - С.40-47.

63 Шалболова У.Ж. Риски нефтегазовых инвестиционных проектов // I Международная научно-практическая конференция «Национальные экономические системы в контексте формирования глобального экономического пространства». Сборник трудов. – Симферополь: Крымский инженерно-педагогический институт. - 20 марта, 2015.-С.210-212.

64 Динамика цен на нефть с 1990 г. Досье. <https://tass.ru/ekonomika/1572991>. 22.12.2019.

65 Цена на нефть по годам. [https://market-prices.com/Crude\\_Oil/Ceny\\_na\\_neft\\_po\\_godam\\_tablica.html](https://market-prices.com/Crude_Oil/Ceny_na_neft_po_godam_tablica.html), <https://investfunds.ru/indexes/624/>. 05.01.2020.

66 Нефть. Brent. <https://investfunds.ru/indexes/624/>.05.01.2020.

67 Список стран по добыче нефти. <https://ru.wikipedia.org/wiki/>. 20.05.2020.

68 ОПЕК (ОПЕК+) структура, история и список стран 2020. <https://pronpz.ru/neft/opes.html>. 20.05.2020.

69 Казахстан занял 11 место в мировом рейтинге по запасам нефти. <https://news.mail.ru/economics/44406511/?frommail=1>. 20.05.2020.

70 Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность США. [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/736/](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/736/). 30.05.2020.

71 Громов А. И., Титов А. В. Влияние пандемии COVID-19 на мировой рынок нефти. // Бурение и нефть. -№ 07.- 2020.<https://burneft.ru/archive/issues/2020-07/10>. 15.10.2020.

72 Нефтегазодобывающие компании США продолжают испытывать трудности, в добыче сланцевого газа наблюдаются признаки восстановления. <http://www.finmarket.ru/news/5347404/>. 18.09.2020.

73 Митрова Т., Мельников Ю., Капитонов С., Грушевенко Е. Коронавирус и его влияние на рынки нефти и газа. //Мир перемен. - 2020. <http://mirperemen.net/2020/06/koronavirus-i-ego-vliyanie-na-rynki-nefti-i-gaza/>.18.09.2020.

74 Ермоленко Г. В. Анализ деятельности ведущих нефтяных компаний в области возобновляемой энергетики.-М.: Институт энергетики НИУ ВШЭ, 2017.-57 с.<https://energy.hse.ru/data/2017/10/25/1157689079>. 27.01.2018.

75 Об отрасли. Основные показатели. Мониторинг и контроль. <https://minenergo.gov.ru/node/910>.15.01.2018.

76 А. Новак представил правительству РФ Энергетическую стратегию до 2035 года. <https://neftegaz.ru/news/gosreg/539951-a-novak-predstavil-pravitelstvu-rf-energeticheskuyu-strategiyu-do-2035-g/4>.12.2020.

77 Вавина Е. Потребители энергии просят изменить механизмы поддержки зеленой генерации. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/09/02/810278-mehanizmi-zelenoi-generatsii>. 4.12.2020.

78 Почти на 2 % выросла нефтепереработка в России за 5 месяцев 2020 года. <https://nangs.org/news/downstream/pochti-na2-vyrosla-neftepererabotka-vrossii-za5-mesyatsev-2020>. 18.09.2020.

79 Коваленко А. Полумеры для полимеров. // Эксперт. - 31-35 (828). - 2020.<http://www.acexpert.ru/archive/nomer-31-35-828/polimeri-dlya-polimerov.html>.18.09.2020.

80 Все о нефти Саудовской Аравии. <https://dprom.online/oilngas/vse-o-nefty-saudovskoj-aravii/>. 25.09.2020

81 Работа в нефтегазовой промышленности Канады. <https://immigrant.today/canada/14949-rabota-v-neftegazovoj-promyshlennosti-kanady.htm>. 11.04.2020.

82 Канадские нефтяники просят помощи, чтобы не стать жертвой кризиса. <https://finance.rambler.ru/markets/43907879-kanadskie-neftyaniki-prosyat-pomoschi-chtoby-ne-stat-zhertvoy-krizisa/>. 11.04.2020.

83 Кузнецов А. Состояние нефтегазового сектора Ирака и Российско-Иракское сотрудничество в энергетической сфере. // Геоэкономика энергетики. -№4.-2018.- С.176-187.

84 Рынок Китая попал в зависимость от Китая, а Китай – от импорта

нефти. <https://nangs.org/news/markets/rynok-nefti-popal-v-zavisimosty-ot-kitaya-a-kitay-ot-importa-nefti>. 28.08.2020.

85 Ибальдин Н., Кристиансен С.О. Опыт диверсификации Норвегии и Казахстана: возможно ли сравнение? [https://forbes.kz//process/expertise/opyit\\_diversifikatsii\\_norvegii\\_i\\_kazahstana\\_vozmojno\\_li\\_sravnenie/](https://forbes.kz//process/expertise/opyit_diversifikatsii_norvegii_i_kazahstana_vozmojno_li_sravnenie/). 20.08.2020.

86 Информационное агентство России ТАСС. МВФ прогнозирует падение ВВП Венесуэлы в 2020 году на 25%. <https://www.finanz.ru/novosti/aktsii/mvf-prognoziruet-padenie-vvp-venesuely-v-2020-godu-na-25percent-1029674140#:~:text=>. 4.03.2019.

87 Момени М.А. Будущее иранской нефти и экономические последствия развития отрасли в контексте российско-иранского сотрудничества. //Nefyegas. -№8.-2020. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/makroekonomika/625010-budushchee-iranskoj-nefti-i-ekonomicheskie-posledstviya-razvitiya-otrasli-v-kontekste-rossijsko-iran/>. 18.12.2020.

88 Закон РК «О нефти и нефтепродуктах» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 30.12.2019 г.): [https://online.zakon.kz/document/?doc\\_id=31034349.5.01.2020](https://online.zakon.kz/document/?doc_id=31034349.5.01.2020).

89 Нефтегазовая отрасль Республики Казахстан, 2019 июль. [https://kase.kz/files/presentations/ru/KASE\\_OilGas\\_industry\\_2019.pdf](https://kase.kz/files/presentations/ru/KASE_OilGas_industry_2019.pdf). 20.08.2019.

90 Объемы промышленного производства по видам экономической деятельности Республики Казахстан. <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8>. 14.07.2020.

91 Производство продукции в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров в разрезе регионов в натуральном выражении <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8>. 18.09.2019.

92 Итоговый отчет о работе KazakhstanEnergyweek/Евпазийского форума Kazenergy «Будущее источников энергии: инновационный рост», 23-27 сентября 2019 г. г. Нур-Султан, Республика Казахстан. <https://www.kazenergy.com/upload/iblock/a5d/a5dbe0297e726611e21391c3bc2a70c2.pdf.02.11.2019>.

93 Данные АО «Национальный аналитический центр нефти и газа»: <http://www.iacng.kz/ru/>. 9.09.2019.

94 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы АО ПККР - <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8.03.03.2020>.

95 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы АО «Тургай-Петролеум» <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8>. 03.03.2020

96 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы ТОО СП «КазГермунай»- <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8.6.05.2020>.

97 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы АО «CNPC «Ай-Дан Мунай» <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8.6.05.2020>.

98 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы ТОО «Куатамлонмунай» <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8.6.05.2020>.

99 Годовые отчеты предприятия 2016-2019 годы АО НК «КОР» - <https://stat.gov.kz/official/industry/151/statistic/8.6.05.2020>.

- 100 Нефтегазовая отрасль Республики Казахстан, 2019.-  
<https://kase.kz/org6.05.2020>.
- 101 Устав АО «Тургай-Петролеум», Кызылорда 2020г.
- 102 Аудиторский отчет деятельности АО «Тургай-Петролеум» за 2016-2019 г.
- 103 Razakova A.A., Shalbolova U.Zh., Elpanova M.A. Efficiency of the Investment Project Solution for Diversification in the Oil and Gas Industry // Academy of Strategic Management Journal, Volume 18.- Issue 6.- 2019.
- 104 Указ Президента Республики Казахстан, имеющий силу Закона «О нефти» от 28 июня 1995 г., № 2350 (внесены изменения Законами РК № 122-1 от 13.06.1997г.; от 11.08.1999г., № 467-1).
- 105 «Проект строительства 4-й газотурбинной установки для утилизации газа на месторождении Кумколь», 2012.
- 106 Закон РК от 24.04.1995г. «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» - <http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z980000333>. 16.04.2018.
- 107 «О проведении опытно-промышленных работ по пробной эксплуатации производственных объектов, включенных в систему поставки газа с месторождения «Северный Нуралы» и завода УКПГ». Тургай-Петролеум, Кызылорда, 2014
- 108 Закон Республики Казахстан от 24 июня 2010 года №291-IV «О недрах и недропользовании». [https://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=30770874](https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30770874). 12.12.2017.
- 109 Об утверждении Правил предоставления права недропользования от 30 декабря 2010 года № 1456. <http://adilet.zan.kz/rus/docs/P1000001456>. 12.12.2017.
- 110 A.A. Razakova, M.A. Yelpanova, S.B. Shoshanov. The efficiency of outsourcing and the issues of its use in the activities of oil and gas companies. // Вестник ЕНУ им. Л.Гумилева. Серия экономическая. - № 3, 2019. - С.37-45.
- 111 Аникин Б. А., Рудая И.Л. Аутсорсинг и аутстаффинг: высокие технологии менеджмента: Учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2006. – 288 с.
- 112 Бравар Ж.Л. Эффективный аутсорсинг. Понимание, планирование и использование успешных аутсорсинговых отношений. // Баланс Бизнес Букс, 2013. 475 С.
- 113 Тельнов Ю. Ф. Реинжиниринг бизнес-процессов. Компонентная методология. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2004. 320с
- 114 Енгальчева А.Е. Аутсорсинг: актуально и профессионально// Справочник экономиста №1 2014. 21 С.
- 115 Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности: учебное пособие/ Л.Е. Басовский, Е.Н.Басовская. – М.: ИНФРА-М, 2009. – 364с.
- 116 У.Ж.Шалболова, А.А.Разакова, С.С.Маханов, С.Б.Шошанов. Анализ рисков в деятельности нефтегазовых компаний региона. // Вестник Казахского университета экономики, финансов и международной торговли. - № 2(39). -2020.- С.133-143.



117 U.Zh. Shalbolova., A.A.Razakova, M.A. Elpanova, A.E. Sabiyeva. Assessment of risks in the oil and gas company. // Materials of the III International Scientific-Practical Conference “Quality management: search and solutions” // Kuala Lumpur, Malaysia. - November 27-29, 2017.-P.131-136.

118 Елпанова М.А., Разакова А.А., Маханов С.С. Повышение конкурентноспособности и проблемы развития в нефтегазовом секторе Казахстана.// ҚМУ Хабаршысы.- №2 (49) .- 2017. - С.129-132.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1- Крупнейшие нефтедобывающие компании США

№	Компания	Добыча нефти, млн тонн /2018 год
1	2	3
1	CHEVRON CORP.	30,8
2	EXXONMOBIL CORP.	27,6
3	CONOCOPHILLIPS CO	22,5
4	E O G RESOURCES INC.	19,7
5	ANADARKO PETROLEUM CORP.	19,5
6	BP PLC	19,2
7	SHELL OIL CO.	19,1
8	OCCIDENTAL PETROLEUM CORP.	15,8
9	PIONEER NATURAL RESOURCES	12,7
10	DEVON ENERGY CORP.	11,7
11	MARATHON OIL	11,3
12	NOBLE ENERGY	8,8
13	CONTINENTAL RESOURCES	8,4
14	CONCHO RESOURCES	8,4
15	EQUINOR	8,2
16	APACHE CORP.	8,1
17	BHP BILLITON	7,9
18	HESS	7,8
19	CHESAPEAKE OPERATING INC.	7,0
20	RANGE RESOURCES	5,8
Примечание – составлена автором по источнику [70].		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1 – Предприятия нефтегазового сектора, функционирующие на территории Республики Казахстан

№	Предприятие, показатели деятельности которой включены в анализ (Таблица 5“Основные экономические показатели по нефтегазовой отрасли Казахстана”)
1	2
1	Актюбинский филиал компании Алтнес петролеум Инт.Б.В.
2	Атырауский филиал компании Алтнес петролеум Инт.Б.В.
3	ТОО “Бузачи Нефть”
4	АО “Каражанбасмунай”
5	ТОО “Каракудукмунай”
6	АО “Каспий Нефть”
7	АО “КМК Мунай”
8	ТОО “Кожа”АО “Мангистаумунайгаз”
9	АО “Матен Петролеум”
10	ТОО “Сазанкурак”
11	Компания “Бузачи Оперейтинг ЛТД”
12	АО “МНК “КазСунайТенгиз”
13	ТОО “Лайнс Джам”
14	АО №Мангистаумунайгаз”
15	Компания “СайгакКазахстан Б.В.”
16	АО “СНПС АйданМунай”
17	АО “СНПС Актобумунайгаз”
18	ТОО “СП “Арман”
19	ТОО “ANACO”
20	ТОО “Кен-Сары”
21	ТОО “Казахтуркмунай”
22	АО “Озенмунайгаз”
23	ТОО “СП “КазГерМунай”
24	АО “НК “КОР”
25	АО “Петро Казахстан Кумколь Ресорсис”
26	Компания “Петро Казахстан Винчерс Инк”
27	ТОО “Суатс-Ойл”
28	АО “Эмбамунайгаз”
29	ТОО “Эмбавельойл”
30	ТОО “Meerbusch”
31	АО “Тургай Петролеум”
32	ТОО “Жаикмунай”
33	ТОО “Прикаспиан Петролеум Компани”
34	ТОО “Такбагатай Мунай”
35	ТОО “Emir 01”
36	ТОО “Фирма “Ада Ойл”
37	ТОО “Жалгизтобемунай”
38	ТОО “КазахОйл Актобе”
39	ТОО “CaspiOilGas”
40	ТОО “Табынай”
41	ТОО “Аман Мунай”

Продолжение таблицы Б

1	2
42	ТОО “Ансаган Петролеум”
43	ТОО “ТетиАралГаз”
	Компания, показатели деятельности которой не использованы в таблице 5
1	АО “НК “КазМунайГаз”
2	АО “РД “КМГ”
3	ТОО “PSA”
4	ТОО “Тенгизшевройл”
5	ТОО “АмангельдыГаз”
6	ТОО “СП “КуатАмлонмунай!”
7	ТОО “КумкольТрансСервис”
8	ТОО “Кольжан”
9	ТОО “Галаз и Компания”
10	ТОО “Кен-Ай-ОйлКызылорда”
11	ТОО “Степной Леопард”
12	ТОО “Урал Ойл энд Газ”
13	ТОО “КазГПЗ”
14	Маерск ойл Казахстан ГИБ
15	ТОО “Тасбулат Ойл Корп.”
16	ТОО “ХазаоМунай”
17	ТОО “СП “Тенге”
18	ТОО “Фирма ФизТех”
19	ТОО “Ком-Мунай”
20	ТОО “Актау-Транзит”
21	ТОО “Каменистое-нефть”
22	ТОО “Юпитер Энерджи ЛТД”
23	ТОО “Мунай-Сервис”
24	ТОО “Эврика Олеум”
25	ТОО “SKPFNROEM”
26	ТОО “BGLTD”
27	АО “КаспийНефть ТМЕ”
28	ТОО “АралПетролеумКэп.”
29	ТОО “СапзПетролеумКомпани”
30	ТОО “FIAL”
31	“Норт Каспиан Оперейтинг Копмани Б.В.”
32	ТОО “Фэлкон Ойл энд Гэс ЛТД”
33	ТОО “Гандай Петролеум”
34	ТОО “Атыраумунай”
35	ТОО “Светланд-Ойл”
36	ТОО “ГандайПетролеум”
37	ТОО “Гюрал”
38	ТОО “ГЕОНЕФТЬ”
39	ТОО “Гоберал-Ойл”
40	ТОО “ПотенциалОйл”
41	ТОО “Самек Интернейшнл”
42	ТОО “Эмбамунай”
43	ТОО “Аби Петролеум Капитал”
44	ТОО “Кольжан-Ойл”

Продолжение таблицы Б

1	2
45	ТОО “ЕМЕ”
46	ТОО “Astana Oil Company”
47	ТОО “Мунайлы Казахстан”
48	ТОО “Норс Каспиан Ойд Девелопмент”
49	ТОО “Аскер Мунай”
50	ТОО “M-Ail-Petrol”
51	Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.
Примечание – составлена автором.	

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫНЫҢ  
ӘКІМДІГІ

«ҚЫЗЫЛОРДА  
ОБЛЫСЫНЫҢ ИНДУСТРИЯЛЫҚ-  
ИННОВАЦИЯЛЫҚ ДАМУ  
БАСҚАРМАСЫ» МЕМЛЕКЕТТІК  
МЕКЕМЕСІ



АКИМАТ  
ҚЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ «УПРАВЛЕНИЕ  
ИНДУСТРИАЛЬНО-  
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ  
ҚЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

120003, Қызылорда қаласы  
Бейбарыс сұлтан к-сі, құрылыс 1,  
тел. факс: 8 (7242) 60-54-07  
e-mail: uiir@korda.gov.kz

120003, город Кызылорда  
ул. Бейбарыс султан, строение 1,  
тел. факс: 8 (7242) 60-54-07  
e-mail: uiir@korda.gov.kz

12.04.2021 № 01/27-134

### АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы  
Разаковой Алии Ахановны на тему “Экономическая эффективность  
диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях (на  
материалах Кызылординской области)”

Рекомендация “Методика оценки экономической эффективности диверсификации производства на нефтегазодобывающем предприятии”, разработанная по результатам проведенного научного исследования на тему “Экономическая эффективность диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях (на материалах Кызылординской области)”, обладает высокой актуальностью, представляет большой производственный интерес для реализации программ по диверсификации производства на нефтегазодобывающих предприятиях. Результаты исследования были внедрены и внедряются при разработке программ в нефтегазовой отрасли и приняты для использования в практической деятельности Государственного учреждения «Управление индустриально-инновационного развития Кызылординской области» г.Кызылорда.

Руководитель управления

Султангереев Р.К.

000065