

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа инженерного предпринимательства  
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Организационно-экономические подходы к разработке проектов обустройства нефтяных месторождений</b>

УДК 622.276:658.011.46

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Калинин П. Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова М. Р.	к. г. н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова А. С.	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Т. В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин С. В	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

**Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент  
(магистр)**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тему и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
P5	Уметь самостоятельно учиться, понимать необходимость и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой, творческий, профессиональный и общекультурный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа инженерного предпринимательства  
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:  
Директор ШИП  
Хачин С.В.

\_\_\_\_\_  
(Подпись)    \_\_\_\_\_  
(Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**  
**в форме магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ52	Калинину Павлу Юрьевичу

Тема работы:

<b>Организационно-экономические подходы к разработке проектов обустройства нефтяных месторождений</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 декабря 2017 года
--	----------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Методические указания для выполнения ВКР, интернет ресурсы, научная литература, статистические ежегодники, официальный сайт ПАО «Роснефть», Пакет технической, технологической и нормативной информации по Приразломному месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Изучение теоретических основ разработки проектов обустройства нефтяных месторождений, правовые и теоретико-методологические подходы к оценке проектов обустройства нефтяных месторождений;</li><li>2. Формирование технико-экономического обоснования вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений;</li><li>3. Рассмотрение организационно - экономических проблем разработки проектов обустройства нефтяных месторождений;</li></ol>

	<p>4. Рассмотрение вопросов разработки проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения; изучение основных мероприятий по обустройству Приразломного нефтяного месторождения;</p> <p>5. Оценка эффективности проекта обустройства нефтяного месторождения (на примере Приразломного нефтяного месторождения);</p> <p>6. Формирование рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения;</p> <p>7. Изучение социальных аспектов проектов обустройства нефтяных месторождений (на примере Приразломного нефтяного месторождения); Оценка экологического риска при реализации проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	Графическая часть магистерской диссертации отражает основные результаты и этапы исследования: В ВКР она представлена сводными и аналитическими таблицами.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Феденкова А. С.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1 Теоретические основы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений
2 Разработка проекта обустройства нефтяных месторождений (на примере Приразломного нефтяного месторождения)
3 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства нефтяного месторождения (на примере Приразломного нефтяного месторождения)
4 Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М. Р.	к. г. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Калинин П. Ю.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
О-2ЭМ52	Калинину Павлу Юрьевичу

<b>Институт</b>	Социально-гуманитарных технологий	<b>Кафедра</b>	Менеджмента
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	Экономика и управление на предприятии НГО

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»</b>	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)</li> <li>- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Провести мониторинг вредных факторов, влияющих на комфорт и безопасность труда (отклонение климатических показаний, показателей важности, превышение уровней шума, отклонения по освещенности рабочей зоны, высокие физические нагрузки).</p> <p>Провести анализ допустимости используемых в Компании норм труда.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>- ГОСТ Р ИСО 26000-2010 «Руководство по социальной ответственности». Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ISO 26000-2010 «Guidance on social responsibility».</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Серия международных стандартов систем экологического менеджмента ISO 14000.</li> <li>- Трудовой кодекс РФ.</li> <li>- Федеральное законодательство в сфере охраны труда.</li> <li>- Природоохранное законодательство РФ.</li> </ul>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	
<p><i>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>принципы корпоративной культуры исследуемой организации;</i></li> <li>- <i>системы организации труда и его безопасности;</i></li> <li>- <i>развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;</i></li> <li>- <i>системы социальных гарантий организации;</i></li> <li>- <i>оказание помощи работникам в критических ситуациях.</i></li> </ul>	<p>Провести анализ внутренней социальной политики ПАО «Газпром», направленной на работу с персоналом.</p> <p>Рассмотреть вопросы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- охраны труда и его безопасности;</li> <li>- медицинского страхования;</li> <li>- программы подготовки и повышения квалификации;</li> <li>- оздоровления, спорта и организации отдыха сотрудников.</li> </ul> <p>Описать вопросы кадровой политики.</p> <p>Описать систему социальных гарантий Компании.</p>
<p><i>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>содействие охране окружающей среды;</i></li> <li>- <i>взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</i></li> <li>- <i>спонсорство и корпоративная благотворительность;</i></li> <li>- <i>ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров);</i></li> <li>- <i>готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д.</i></li> </ul>	<p>Провести анализ внешних факторов социальной ответственности руководства ПАО «Газпром»</p> <p>В частности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вопросы промышленной безопасности;</li> <li>- вопросы охраны труда и окружающей среды;</li> <li>- вопросы благотворительности и спонсорства</li> </ul>
<p><i>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</i></p>	<p>Кодекс деловой и корпоративной этики на ПАО «Газпром», официальный сайт Компании.</p>

<p>- анализ правовых норм трудового законодательства;</p> <p>- анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов;</p> <p>- анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.</p>	<p>Рассмотрение принципов формирования, элементов и структуры программ КСО Компании.</p> <p>Определение затрат на программы социальной ответственности Компании.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p>Таблица 12 - Стейкхолдеры ПАО «Газпром».</p> <p>Таблица 13 – Структура программ КСО ПАО «Газпром».</p> <p>Таблица 14 – Затраты на мероприятия КСО ПАО «Газпром».</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова А. С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Калинин П. Ю.		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, 94 источников, и 4 приложений.

Ключевые слова: обустройство нефтяного месторождения, организационно-экономические подходы, экономическая оценка, Приразломное месторождение, проект обустройства месторождения.

Данная выпускная квалификационная работа освещает актуальные вопросы организационно-экономических подходов к разработке проектов обустройства нефтяных месторождений.

Целью работы является исследование сущности и роли организационно-экономических подходов к разработке проектов обустройства нефтяных месторождений.

Рассмотрена методология экономической оценки разработки проектов обустройства нефтяных месторождений. Представлены характеристика Приразломного нефтяного месторождения, технико-экономическое обоснование вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений. Рассмотрены организационно - экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений и вопросы разработки проекта обустройства нефтяных месторождений на примере Приразломного нефтяного месторождения. Дана оценка результатов проведенного анализа Приразломного нефтяного месторождения, предложены рекомендации по использованию полученных результатов в вопросах эффективного обустройства нефтяных месторождений.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проведение расчетов, построение графиков и диаграмм проводились с помощью вычислительной техники, электронных таблиц MS Excel и программные средства Delphi.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	8
Введение	11
1 Теоретические основы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений	15
1.1 Правовые и теоретико-методические подходы к оценке проектов обустройства нефтяных месторождений	15
1.2 Техничко-экономическое обоснование вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений	20
1.3 Организационно-экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений	25
2 Разработка проекта обустройства нефтяных месторождений (на примере Приразломного нефтяного месторождения)	29
2.1 Характеристика Приразломного нефтяного месторождения	29
2.2 Техничко-экономические показатели Приразломного месторождения	32
2.3 Расчет основных технико-экономических показателей и оценка эффективности инвестиционного проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения	37
3 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства нефтяного месторождения (на примере Приразломного нефтяного месторождения)	57
3.1 Основные мероприятия по обустройству Приразломного нефтяного месторождения	57
3.2 Рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения	61
4 Социальная ответственность	70
4.1 Внутренняя социальная политика компании	71
4.2 Анализ факторов внешней социальной ответственности	75
4.3 Структура программ КСО ПАО «Газпром»	77

Заключение	81
Список использованных источников	84
Список публикаций	93
Приложение А	94
Приложение Б	104
Приложение В	106
Приложение Г	107

## **Введение**

Эффективность работы предприятия определяется грамотным управлением его функционирования. Качество во многом зависит от умения анализировать. Аналитические данные дают возможность. При помощи мониторинга и анализа финансово-хозяйственной деятельности изучаются факторы и причины изменения результатов деятельности предприятия, планируется к применению методика его функционирования, обосновывается стратегия и выносятся управленческие решения, осуществляется мониторинг за их выполнением[1]. Важным звеном финансово - хозяйственной деятельности нефте и газодобывающих компаний является проработка организационно-экономических подходов к разработке проектов обустройства нефтяных месторождений. Оно стало осуществляться в начале 40-х годов в СССР по предложению и под руководством А. П. Крылова.

В документах на проектирование приводились геолого-промысловое, гидродинамическое и экономическое обоснование системы разработок, при этом учитывались только отдельные элементы технологии и техники добычи нефти и обустройства месторождения. Позже, в 70-е годы, все отрасли промышленности перешли на составление проектных документов на промышленную разработку нефтяных месторождений, в которых все эти задачи сочетаются с экономическими. Задачи выполнялись с учетом решения вопросов нефтепромыслового обустройства конкретного месторождения и нефтедобывающего района в целом. Учитывались требования охраны недр и окружающей среды. В настоящее время порядок проведения проектных работ постоянно совершенствуется, обобщается отечественный и зарубежный опыт.

Проектные работы по обустройству месторождения осуществляют путем комплексного технико-экономического анализа значительного количества разных вариантов обустройства. Варианты обустройства месторождения имеют различия. Они касаются выбора объектов, самостоятельных площадей разра-

ботки, способов и агентов воздействия на пласт, системами и плотностями размещения сетки скважин, способами, режимами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью стабильной добычи нефти и прочими условиями. Выбор осуществляется в пределах 3-х вариантов технологических схем. Для проектов обустройства выбираются 2 варианта. Из рассматриваемых вариантов разработки в качестве основного варианта выделяется один [6].

Расчет технологических и экономических показателей осуществляют за весь период обустройства. Для целей реализации делается выбор наиболее приемлемого варианта разработки. Выбор происходит на основании сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов обустройства. Чтобы составить технологические проектные документы формулируется техническое задание. В нем учитываются пути развития нефтяной промышленности, перспективные планы добычи нефти по экономическому району.

В целях качественного проектирования, достоверности прогнозирования процесса добычи нефти предусмотрено использование электронно-вычислительной техники, автоматизированных систем проектирования, различных баз данных. Также, учитываются отраслевые и межотраслевые нормативные акты (ГОСТы, ОСТы и прочие).

В той или иной степени все предприятия имеют дело с инвестиционной деятельностью. Различия составляют только источники финансирования. Решения по инвестиционным проектам зависят от многих факторов. Они могут осложняться различными факторами: видом капитальных вложений, суммой инвестиций, вариантами доступных проектов, ограничением финансовых ресурсов, риском, связанным с принятием решений.

Часто решения принимаются в условиях, когда есть ряд альтернативных независимых проектов. На основании определенных критериев делают выбор одного или нескольких вариантов проектов. Оцениваемых критериев несколько. Оценка более предпочтительного варианта обустройства происходит по всем выше описанным критериям [12]. Выбирается тот вариант, где показатели оценки в процентном отношении выше.

Этим определяется актуальность исследования. Фактор риска вложения средств при инвестиционном проектировании весьма существенен. Следует учесть, что инвестирование всегда осуществляется по расчетным показателям окупаемости инвестиций. Основными критериями для принятия решений является подготовка инвестиционного проекта. Подготовка предшествует сбор максимально возможной информации, ее анализ.

**Объектом исследования** является Приразломное нефтяное месторождение.

**Предмет исследования** - организационно экономические подходы к обоснованию варианта разработки проекта нефтяного месторождения.

Целью работы является исследование организационно экономических подходов к обоснованию варианта разработки проекта нефтяного месторождения. Для достижения цели поставлены задачи:

- изучить теоретические основы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений, правовые и теоретико-методологические подходы к оценке проектов обустройства нефтяных месторождений;
- дать технико-экономическое обоснование вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений, дать оценку эффективности проекта обустройства нефтяного месторождения;
- сформировать рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения.

**Научная новизна работы** заключается в том, что при разработке проектов обустройства нефтяных месторождений важным является учет достоверных вводных данных. В этом случае, проекты обустройства нефтяных месторождений будут оказывать существенный социально-экономический эффект на федеральном и на региональном уровне. Для снижения затрат, еще на этапе проектирования, необходимо предусмотреть развитие береговой инфраструктуры. Это позволит привлечь к работе на месторождении местное население, что значительно сократит затраты на доставку, проживание сотрудников. Важным организационно – экономическим вопросом является внедрение системы ежеме-

сячного мониторинга состояния окружающей среды, что позволит сократить экологические риски.

Методы, используемые в данной работе: расчетно-аналитический, структурно-динамический, метод сравнения, графический метод.

# **1 Теоретические основы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений**

## **1.1 Правовые и теоретико-методические подходы к оценке проектов обустройства нефтяных месторождений**

Российское законодательство о недрах основано на Конституции РФ. Оно состоит из Закона о недрах и прочих федеральных законов, нормативных правовых актов субъектов РФ. Первая и вторая статьи закона «О недрах» посвящены раскрытию определения собственности на недра. Они содержат следующую формулировку: Недра в границах территории России, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью[8].

С целью учета состояния минерально-сырьевой базы страны государством ведется государственный баланс запасов полезных ископаемых. Он представляет из себя свод информации о количестве, качестве, степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющих значение для промышленности, о степени освоения, добыче, потерях, обеспеченности промышленности добытыми запасами полезных ископаемых на основе их классификации, утвержденным в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации[11].

Законодательно закреплено, что с целью извлечения полезных ископаемых из недр, государство может отдавать месторождения в пользование. За использованием недр выдается лицензия. Пользователь недр приобретает права и обязанности, а государство осуществляет функцию контроля.

Контроль со стороны государства за рациональной добычей, использованием и охраной недр проводится путем обеспечения соблюдения всеми пользователями утвержденного порядка их пользования. Формы контроля закреплены нормами < правилами, стандартами, утвержденными в установленном законодательством порядке [14].

Обустройство нефтяных и газовых месторождений ведется в строгом соответствии с законодательством РФ, инструкциями и прочими нормативными актами, регламентирующими деятельность в нефтяной промышленности. Как говорилось ранее, основным документом является «Закон о недрах». Все правила охраны недр и прочие основываются на его положениях.

Закон «О недрах» включает в себя основы экономики и права в области комплексного рационального использования и охраны. Он стоит на защите интересов прав пользователей недр: государства и граждан Российской Федерации[22]. Для разработчиков геологоразведочных, буровых, научно-исследовательских и проектных институтов, органов Госгортехнадзора РФ практическим руководством являются «Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». Нормативные акты формулируют современные каноны, обязательные к разведке, подсчету запасов и разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, к строительству, технологии и технике эксплуатации нефтегазопромысловых сооружений, охране недр и экологии.

«Регламент составления проектных технологических документов на обустройство нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96) имеет структуру и описывает принципы, на основании которых составляются проектные документы на обустройство нефтяных и газонефтяных месторождений. Основой регламента является список требований и рекомендаций к содержанию технического задания на проектирование, составлению проектных документов, содержанию и оформлению всех составляющих их частей и разделов.

«Методические указания по геолого-промысловому анализу обустройства нефтяных и газонефтяных месторождений» определяет методологию геолого-промыслового анализа проектов обустройства нефтяных и газонефтяных месторождений[41].

«Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39.0-047-00) устанавливает требования к постоянно-действующим геолого-технологическим моделям нефтяных и газонефтяных месторождений, применя-



емым при составлении проектных документов. После выполнения и согласования проектных документов, начинаются работы по проекту обустройства месторождения. В нем предусмотрен необходимый состав сооружений, их распределение на местности с привязкой координат, расчетные характеристики. проекту ведется обустройство всех сооружений и инфраструктуры.

Проектно-технологический раздел включает в себя принципиальную схему обустройства. Схемой описывается состав сооружений (количество газозамерных установок, кустовых насосных станций, установок предварительной подготовки нефти), а также необходимая длина внешнего нефтепровода, дорог, линий электропередач. Первым и основным отличием является формирование цели выполнения данного раздела, которая заключается в определении необходимых на обустройство месторождения затрат. Для этого нужно провести сравнительный экономический анализ рассматриваемых вариантов разработки. Исходя из этого, сооружения не имеют координатной привязки к местности и детализации, требуемой для строительства [16].

Оценка проекта обустройства осуществляется как оценка инвестиционного проекта. Оценка эффективности инвестиционного проекта имеет свои особенности, она может производиться с учетом социально-экономических последствий его осуществления для общества в целом и с учетом финансовых последствий только субъекта, реализующего проект, в предположении, что он производит все необходимые затраты и получает все его результаты [17]. В первом случае необходимо определить общественную (социально-экономическую), а во втором - коммерческую эффективность инвестиционного проекта.

Правилами оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

- рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла;
- моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта;
- учет фактора времени.

Наиболее часто жизненный цикл инвестиционного проекта обосновывается: исчерпыванием запасов месторождения; износом основной части основных фондов; прекращением потребностей рынка в производимой продукции.

Методические рекомендации предписывают проведение технико-экономической оценки вариантов разработки с использованием системы показателей, характерных для рыночной экономики.

В процессе оценки отражаются различные особенности, связанные с обустройством нефтяного месторождения: геолого-физические, технологические, технические и экологические. В оценку включаются несколько технологических вариантов обустройства. Различия в вводных данных объекта месторождения. Отличия содержатся в плотности сетки скважин, темпах разбуривания, методах воздействия на залежи, уровне добываемой нефти, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объеме воды и реагентов, способах эксплуатации[38].

Все варианты обустройства подвергаются экономической оценке по этапам обустройства, а именно по количеству лет (5, 10, 15, 20). Показатели экономического анализа обустройства нефтяного месторождения рассчитываются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей[24].

Финансово - экономическая составляющая эффективности проекта обустройства, применительно к рассматриваемым технологическим вариантам, отражает соотношение затрат и результатов оценки.

Результатом такой оценки служит выявление наиболее эффективного варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимальной экономической выгоды от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды. Для денежной оценки результатов и затрат могут использоваться мировые, базисные, прогнозные и/или расчетные цены.

Используемая для определения эффективности проекта обустройства система показателей учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта и интересы федерального и местного бюджетов[12].

С целью определения влияния экономических факторов на расчетные показатели эффективности обустройства рекомендуется проводить оценку нескольких технологических вариантов в нескольких экономических плоскостях, отражающих, различные условия сбыта добываемой продукции, оценку внутреннего и внешнего рынка, изменения налогообложения (возможность льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), используемые методы начисления амортизации, коэффициенты дисконтирования. Экономическую оценку вариантов обустройства месторождений с трудно извлекаемыми запасами проводят с учетом "Закона о недрах". Одним из способов стимулирования обустройства месторождения, предусмотрено освобождение от выплаты акциза и налога на добычу полезных ископаемых[28].

Нефтедобывающее предприятие, которое имеет на момент оценки проектного документа льготы по налогам, должно учитывать их в расчетах эффективности вариантов технологических разработок.

Рекомендации по технико - экономическому обоснованию обустройства используются в проектном пакете. Эти документы:

- проект первичной эксплуатации;
- схема опытно-промышленной разработки;
- технологическая схема разработки;
- проект разработки обустройства нефтяных месторождений;
- рабочий проект разработки обустройства нефтяных месторождений;
- технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти и окупаемости обустройства нефтяного месторождения [32].

Экономически обоснованная величина коэффициента извлечения нефти определяется за весь период рентабельной эксплуатации объекта. Сроком окупаемости признается период, спустя который у инвестора перестает извлекаться из бюджета часть прибыли, направленные на инвестицию

В проекте используются программные средства.

## **1.2 Техничко-экономическое обоснование вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений**

С целью получения технико-экономического обоснования вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений требуется провести сбор информации об исследуемом объекте. В первую очередь описывается характеристика месторождения. Следующим этапом - источник инвестиций. Целью проекта обустройства нефтяного месторождения является четко сформулированное техническое задание. Им может быть обустройство скважин под механизированный способ добычи, покупка или модернизация оборудования, прочие.

В размер капитальных вложений необходимо заложить выплаты за лицензирование, приобретение технологического автотранспорта. Необходимо рассчитать основные экономические показатели. При привлечении заемных средств требуется определить валюту и заложить в расходы ставку привлечения заемных средств.

Расчет экономической модели и календарные планы инвестиционных вложений позволяют изменять расчетные показатели проекта, учитывая влияние инфляции, роста стоимости инвестиционных вложений, изменение курса национальной валюты, изменение цен на внутреннем и внешнем рынках[39]. Объемы и сроки бурения уточняют в соответствии с результатами опытной эксплуатации месторождений и проведенных на них работ. Расчет согласовывается с инвестиционным планом и сроками привлечения и погашения кредитных и начисленных процентов. При расчете обустройства нефтяных скважин определяется способ добычи. При механизированном способе потребуется приобретение оборудования[32].

Текущие затраты на покупку расходных материалов, оплату электроэнергии и прочие расходы по бурению и обустройству месторождения включаются

в соответствующие статьи затрат и являются составляющей себестоимости нефти в пределах установленных норм.

Оценка инвестиционных затрат на обустройство месторождений выполняется на основании технологических затрат. В составе инвестиций учитываются затраты на:

- обустройство месторождения;
  - переоборудование действующих скважин на механизированный способ;
  - работы по изысканию;
  - строительство подстанции на месторождении и конечного сбора;
  - строительство установки подготовки нефти с утилизацией попутной воды;
  - строительство резервуарного парка и строительство насосной станции;
  - строительство нефтепровода;
  - приобретение средств связи;
  - приобретение автотранспорта и техники;
- численность и заработную плату сотрудников[47].

Расчет штатной численности работников, участвующих в нефтедобыче проводят по методу расстановки рабочих по участкам работы. Нормирование труда рабочих регламентируется технологическими картами рабочих мест, нормами численности и обслуживания. Данный метод позволяет рассчитывать фактическую численность операторов газокompрессорных станций, операторов по добыче нефти и газа, численность рабочих буровых бригад, операторов термохимических установок, слесарей по контрольно измерительным приборам автотранспорту и прочего персонала. Численность рабочих определяется нормой численности рабочих квалифицированного состава, необходимого для выполнения той или иной работы или для обслуживания объектов в определенную единицу рабочего времени в конкретных организационно-технических производственных условиях[53]. Норма обслуживания определяется перечнем оборудования, установок, которые должен обслуживать работник в определенную единицу рабочего времени.

Учитывая численность и планируемый объем проводимых работ, возможно прогнозировать изменение численности рабочих вспомогательного производства при расширении деятельности предприятия, осуществлять индексацию заработной платы и производить расчет требуемой величины фонда оплаты труда по каждому месторождению.

Технологический процесс включает извлечение продукции из скважин, сбор нефти, подготовку отделения воды, соли, механических примесей. Для затрат, рассчитанных для обустройства характерен высокий уровень амортизационных отчислений. В разных районах обустройства, удельный вес затрат по отношению к предполагаемой выручке будет значительно отличаться. Данный факт связан с разницей стоимости геолого-технических условий бурения и дебитов и стоимости объектов сбора нефти и логистики.

Прочие затраты зависят от особенностей обустройства месторождений и технологического процесса добычи. Труд в нефтедобыче механизирован и автоматизирован. Численность рабочих, занятых в добыче нефти, небольшая и заключается в обслуживании, ремонте, уходе и проведении контроля за скважинами, установками и передаточными устройствами.

Удельный вес оплаты труда в себестоимости нефти в гораздо ниже, чем в добыче угля. Комплексное решение вопросов организации контроля за работой скважины и оборудования посредством автоматизации позволяют значительно повысить производительность труда и соответственно сказываются на себестоимости нефти. Для увеличения эффективности добычи нефти и развития отрасли важное значение приобретает месторождение с мощными пластами, хорошей проницаемостью и рациональными методами разработки[42].

Затраты на потребляемые энергоресурсы по реализации проекта обустройства месторождения включают в себя расходы на электроэнергию, сжатие воздуха, расходуемых при механизированных способах добычи[71].

В состав расходов на оплату труда входит сдельная и повременная оплата труда и доплаты - премии за переработку, выполнение особо важных заданий и прочее. Размер налоговых отчислений с фонда оплаты труда (ФОТ) устанавли-

вается законодательством РФ. Расходы по сбору и транспортировке включают в себя логистические расходы: содержание и эксплуатацию сети нефтепроводов от устья скважин до товарных емкостей, насосных станций, замерных грунтовых установок, расходы на освоение и вводу в разработку месторождений.

Затраты на содержание, эксплуатацию оборудования являются расходами по содержанию и использованию станков-качалок, групповых приводов, электродвигателей, арматуры, вышек, насоснокомпрессорных труб и штанг[68]. Общепроизводственными расходами являются расходы на содержание общепроизводственного персонала и управление, расходы на мероприятия по охране труда, содержание лабораторий.

Следует отметить, что на себестоимости нефти отражаются факторы, свойственные только добывающим отраслям, часть из них зависит от природных условий расположения месторождения, где учитываются гидродинамические характеристики залежей, система разработки месторождений и способы добычи[71].

Затраты на производство и реализацию продукции, являются одним из важных качественных показателей коммерческой деятельности предприятия. Они определяют ее себестоимость.

Текущие расходы подразделяют на следующие категории:

- транспортировка нефти;
- подготовка нефти;
- эксплуатационные затраты;
- содержание административно-управленческого аппарата;
- амортизационные отчисления;
- заработная плата;
- налоги на ФОТ.

Следует заметить, что структура и динамика статей затрат анализируемого проекта обустройства существенным образом оказывает влияние на уровень рентабельности. Эта особенность учитывается в инвестиционном проекте, прежде всего по факторам:

- изменение стоимости основных фондов после введения объектов в действие и, следовательно, изменение величины амортизационных отчислений;
- изменение численности работающих с соответствующим увеличением ФОТ и отчисление по данной налогооблагаемой базе.

Увеличение добычи при использовании новых мощностей позволит снизить постоянные затраты, а следовательно снизить себестоимость единицы продукции[39]. Данное обстоятельство рассматривается в качестве резерва повышения рентабельности. В дальнейших расчетах данный фактор не учитывается.

Получение денежных средств от покупателей в виде оплаты за нефть является основным видом доходов от обустройства месторождения. В качестве покупателей продукта выступают нефтеперерабатывающие компании, работающие на внутреннем и внешнем рынках. Наряду с издержками производства выручка должны быть достаточной, чтобы приносить прибыль, являющуюся основным источником для дальнейшего развития месторождения. Оплата покупателем продукции является завершающим этапом производственно-хозяйственной деятельности. После реализации продукции, часть полученных средств подлежит инвестированию в основные средства[51]. Это могут быть новое оборудование или капитальный ремонт/модернизация старого.

Для экономической оценки эффективности разработки используют следующие показатели, на основе которых принимаются управленческие решения:

- размер капитальных вложений;
- эксплуатационные расходы;
- выручка от реализации;
- чистая прибыль;
- денежный поток;
- дисконтированный денежный поток;
- внутренняя норма доходности.



### **1.3 Организационно-экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений**

Основной организационно - экономической проблемой разработки проектов обустройства нефтяных месторождений является недостаток первичной информации для составления технологической схемы разработки месторождений[54]. Ими являются данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, керна и пластовых флюидов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база.

Организационными проблемами разработки проектов обустройства нефтяных месторождений является проблемы управленческого характера. Часто, недостаточный уровень образования и опыта работы управленческого персонала влекут за собой серьезные последствия. Решить эту проблему можно за счет проведения на постоянной основе курсов повышения квалификации. Отсутствие информации и квалифицированного персонала не позволят провести качественные расчеты экономической эффективности проекта.

Система разработки нефтяных месторождений - сложная производственная система, в которой задействованы как геологические объекты, объекты подземного и наземного обустройства, так и "человеческий фактор"[69]. Вся система находится в тесной взаимосвязи (многофакторной, с множеством прямых, обратных и перекрестных связей), которая должна поддерживаться в рабочем состоянии. Можно отметить следующие реальные организационно - экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений:

- отсутствие достаточной статистической информации о системе разработки;
- не стационарность процесса добычи углеводородов (фонд скважин, дебит и обводненность добываемой продукции и т.д.);

- возникновение неоднозначной статистической совокупности фонда скважин вследствие того, что свойства неоднородного продуктивного пласта не полностью детерминированы;
- сложность системы нефтяных месторождений с большим числом элементов и связей. В процессе реализации проектов параметры могут изменяться.

При раздельном составлении проектных документов на разработку, бурение, обустройство нефтяных месторождений необходимо увязывать проектные решения непосредственно на производстве. Трудности могут быть преодолены только при комплексном проектировании разработки и обустройства нефтегазовых месторождений [21]. Вопросы комплексного проектирования ещё не решены окончательно, поскольку вопросы увязки различных проектных положений, сконцентрированных в одном проектном документе, при отсутствии единой методики, учитывающей все виды и формы взаимосвязи наземных и подземных технологических процессов (особенно в динамике) остаются открытыми.

Рациональная разработка нефтегазовых месторождений основывается на соблюдении ряда принципиальных положений, базирующихся на научно-технических достижениях отрасли, анализе и обобщении отечественного и зарубежного опыта разработки, требований по охране недр и окружающей среды, учитывающих изменения в сырьевой базе страны и объективные тенденции ее развития.

Эффективность разработки месторождений и прогнозируемые по ним параметры определяются научно-техническим уровнем и обоснованностью проектных решений по проектируемым системам разработки. Проектные решения должны:

- быть направлены на достижение максимального экономического эффекта от возможно полного и комплексного использования всех запасов углеводородов, содержащихся в них компонентов при ограничениях, накладываемых условиями развития отрасли или региона, технологическими

возможностями, правилами проведения горных работ, требованиями по охране недр и окружающей среды;

- обеспечивать высокий стабильный уровень нефтедобычи при высоком, экономически обоснованном коэффициенте извлечения и наилучшем использовании основных производственных фондов, материальных и трудовых ресурсов;
- базироваться на применении освоенной промышленностью наиболее эффективной техники и технологии;
- учитывать реальные производственные, экономико-географические и природно-климатические условия района, наличие инфраструктуры, существующие мощности буровых и строительных организаций, а также перспективы их развития[80].

Обоснование рекомендуемых к внедрению систем разработки производится по результатам сравнений технико - экономических показателей расчетных вариантов разработки, различающихся способами воздействия на пласт, системой размещения и плотностью сетки скважин, темпом и порядком разбуривания месторождения, способами эксплуатации скважин. При этом рекомендуется один из расчетных вариантов, обеспечивающий максимальный эффект за экономически обоснованный срок разработки.

Концептуальные схемы разработки месторождения для поведения сравнения выбирают с учетом особенностей геологического строения пластов, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей, энергетического состояния пластов, необходимости создания условий максимально возможного охвата пластов вытеснением и эффективности их дренирования, опыта разработки залежей со сходными условиями, наличия серийного оборудования для реализации проектируемых систем разработки, экономико - географических особенностей района, требований охраны недр и окружающей среды[74]. При этом следует придерживаться основных положений.

Одним из ответственных моментов является комплексность подхода к проектированию разработки всего месторождения в целом. Такой подход свя-

зан с необходимостью принятия на одном этапе принципиальных решений по системе разработки всех выявленных на месторождении залежей углеводородов, требует учета задач доразведки и перспектив развития добычи нефти и газа, как на данном месторождении, так и в районе его размещения.

В старых нефтедобывающих районах большая потребность в детальном проектировании. Работающая система экономического стимулирования позволяет наращивать уровень добыч путем планомерного бурения дополнительных скважин; даже при невысоких начальных дебитах с учетом обустроенности месторождения, что может оказаться эффективным. Детальное обоснование мероприятий в проекте направлено на поиск и реализацию резервов, поэтому по каждой новой скважине указываются её назначение, пласт, способ эксплуатации и оборудование[53]. Подобная детализация требуется для экономического обоснования разработки месторождений, затрат на обустройство и реконструкцию сооружений.

Таким образом, систематизируя и принимая в расчет организационного - экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений можно значительно повысить эффективность разработок.

## **2 Разработка проекта обустройства нефтяных месторождений (на примере Приразломного нефтяного месторождения)**

### **2.1 Характеристика Приразломного нефтяного месторождения**

Нефтяное месторождение Приразломное - единственное на сегодняшний день месторождение на арктическом шельфе России. Здесь добывается нефть нового российского сорта, получившая название ArcticOil (ARCO) и впервые была отгружена с Приразломного в апреле 2014 года.

Месторождение «Приразломное» расположено на шельфе Печорского моря в 55 км. к северу от посёлка Варандей в 320 км. к северо-востоку от г. Нарьян-Мар. Глубина шельфа в районе месторождения составляет 19-20 метров. Извлекаемые запасы нефти - более 70 млн. тонн. Добыча нефти составляет более 6 млн. тонн в год. Срок разработки месторождения рассчитан на 25 лет. Фонд скважин составляет 36 шт. Продуктивные горизонты относятся к пермско - каменноугольным отложениям и залегают в интервалах на глубине 2 300–2 700 метров[2].

Климат района - континентальный. В отдельные годы температура воздуха летом повышается до +45<sup>0</sup>С. Зима малоснежная с сильными ветрами, бурями. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30<sup>0</sup>С. Дожди редкие и приходятся на осеннее-весенний период, количество выпадающих осадков обычно не превышает 85-100 мм в год.

Открытие месторождения «Приразломное» датируется 1989 годом и содержит более 70 млн. тонн извлекаемых запасов нефти. Лицензия на разработку принадлежит компании «Газпром нефть шельф», которая является дочерним обществом «Газпром нефть».

Морская ледостойкая стационарная платформа надежно обустроена на дне Печорского моря. Вес платформы составляет 506 тыс. тонн. Основание платформы обсыпано каменной бермой: шириной 25 м, высотой по гребню 2,5 м, объем обсыпки - 45 200 м<sup>3</sup>. Это предотвратит подмыв основания. После

установки, платформа стала искусственным островом, на котором осуществляются все технологические операции: бурение добывающих и нагнетательных скважин, подготовка добытой нефти и газа временное хранение товарной нефти отгрузка нефти на челночные танкеры[44].

#### Объекты обустройства



*Рис.1 - Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»*



*Рис.2 - Морская транспортно-технологическая система*



*Рис.3 - Береговая инфраструктура*

Периоды реализации проекта:

- 1989 год - открытие Приразломного нефтяного месторождения;
- 2009 год - утверждение окончательного проекта МЛСП «Приразломная»;
- 2011 год - буксировка и установка платформы на точку;
- 2013 год - начало добычи нефти;
- декабрь 2014 год - отгрузка первой партии нефти;

Можно твердо утверждать, что в полную силу месторождение начало работать с 2015 года.

Освоение месторождения ведётся с платформы "Приразломная". Платформа рассчитана для работы в экстремальных природно-климатических условиях. Она способна выдержать максимальные ледовые нагрузки и отвечает всем требованиям безопасности. В связи с небольшой глубиной моря в районе установки платформы принято решение ее установки непосредственно на дно. Бурение скважин происходит внутри платформы. Основание платформы является надежной преградой между скважиной и открытым морем. Специальное оборудование, установленное на скважинах позволяет предотвратить выброс нефти или газа[49].

На платформе нефть храниться «мокрым» способом, то есть сырье размещается в резервуарах. Такой способ делает невозможным попадание в ёмкости кислорода и тем самым защищает от образования взрывоопасной среды. Отгрузочная линия по перекачке нефти на танкер оборудована системой аварийной остановки и закрытия, которая срабатывает мгновенно.

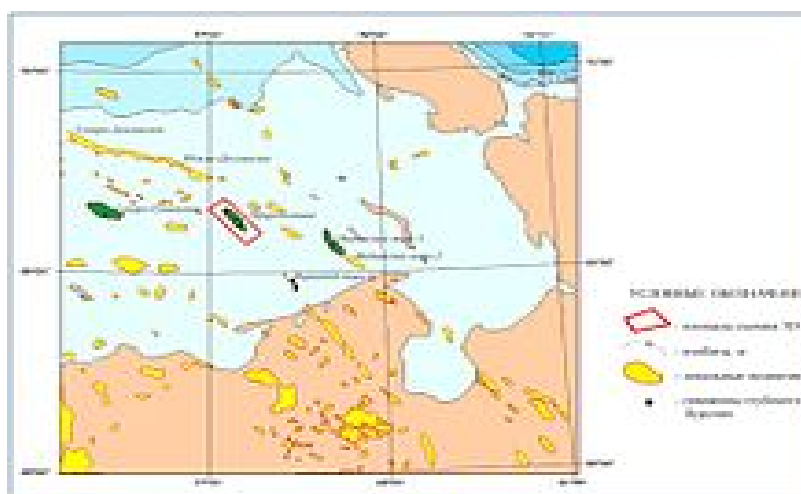


Рисунок 4 - Ситуационный план Приразломного месторождения

Особенностями геологического строения месторождения «Приразломное», определяющими специфику его обустройства, являются:

- биокластический состав карбонатов;
- хорошая выдержанность по площади мощности основного продуктивного пласта и его петрофизических свойств;

- повышенные значения пористости и проницаемости коллекторов (и соответственно повышенной концентрации запасов) к центральной и южной частям месторождения;
- развитие вертикальной трещиноватости, преимущественно в северной части месторождения;
- увеличение отношения вертикальной проницаемости к горизонтальной от центральной части месторождения к северной.

Указанные особенности распределения нефтяной залежи позволяют сформулировать вывод о том, что технически и экономически выгодно месторождение разрабатывать с одной ледостойкой добывающей платформы. Используя сравнение эффективности различных вариантов платформы, выбор остановлен на стальной гравитационной платформе, строительство которой проводилось на российских предприятиях ВПК: "Севмашпредприятия" и "Звездочке" (Северодвинск, Архангельская область).

## **2.2 Технико-экономические показатели Приразломного месторождения**

Рассмотрим технико-экономические показатели Приразломного нефтяного месторождения.

Проектную мощность объекта определяют технологические системы подготовки и утилизации продукции скважин. Системы рассчитаны на работу с серосодержащим пластовым флюидом и получение товарной нефти для реализации. Добыча нефти производится с использованием пластового давления путем повторной закачки в пласт пластовой воды, дополненной определенным количеством балластной и морской воды.

Мощность объекта характеризуется следующими показателями:

- добыча нефти, более 6000 тыс. т/год;
- добыча жидкости, более 8000 тыс. т/год;
- добыча нефтяного газа, около 300 млн. м<sup>3</sup> /год;



- добыча пластовой воды, более 5000 тыс. т/год;
- закачка воды, более 9000 тыс. т/год;
- закачка балластной воды, более 7000 тыс. т/год;
- закачка морской воды, около 500 тыс. т/год;
- объем нефтехранилищ, более 100 тыс. м<sup>3</sup>.

На «Приразломном» организована непрерывная добыча нефти. После подготовки нефть подается в танки-хранилища и оттуда отгружается на танкеры. В соответствии с требованиями ТУ 39-1623- 93 добытая нефть проходит подготовку до уровня качества товарной нефти [19].

Способ добычи нефти - механизированный с использованием погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН). Устья скважин соединены с общим манифольдом для направления скважинного флюида в замерной или эксплуатационный сепараторы. Устья скважин оборудованы фонтанной арматурой, рассчитанной на давление 21,0 МПа.

Скважины оборудованы внутрискважинными клапанами-отсекателями. Определение производительности каждой отдельно взятой скважины производится через замерной сепаратор.

Проектом предусмотрена обустройство двухступенчатой сепарация нефти. Автоматизированные трехфазные сепарационные установки I-ой и II-ой ступени сепарации обеспечивают: гашение пульсации двухфазного потока; сепарацию газа от жидкой части продукции; отделение нефти от свободной пластовой воды; сброс пластовой воды. На сепараторах происходит очистка от твердых примесей: песка, глины и прочих, вынесенных из скважины. После сепарации продукция разделяется на потоки:

- нефть с объемным содержанием воды до 10%;
- пластовая вода с максимальным содержанием нефти 1000 мг/л;
- газ.

Продукция скважин от сепаратора 2 ступени подается в электростатический коагулятор, где происходит дальнейшее отделение воды от нефти до уровня содержания ее в откачиваемом потоке нефти менее чем 0,5 % от объема. Из коа-

гулятора нефть направляется в стриппинг-колонну, а отделяемая пластовая вода рециркуляционными насосами коагулятора направляется на вход сепаратора I ступени. Сероводород удаляется из нефти в стриппинг- колонне. Из стриппинг-колонны очищенная нефть через охладители насосом закачивается в танки-хранилища кессона.

Нефть, поступающая от сепараторов компримируется и используется для топлива. Излишки газа сжигаются на факеле высокого давления. После сепарации, сжатый газ обрабатывается на аминовом контакторе высокого давления с целью понижения содержания сероводорода. Очищенный газ частично поступает к потребителям топливного газа низкого давления:

- 19 огневым подогревателям;
- дежурным горелкам факела;
- в коллекторы факельной установки для продувки.

Остальной газ используется потребителями топливного газа высокого давления. Для этого он сжимается на компрессоре высокого давления до давления, принятого для топливных систем газовых турбин.

Система балластной воды предназначена для поддержания давления в танках- хранилищах и постоянного их заполнения жидкостью, подпора насосов отгрузки нефти, а также предотвращения возникновения избыточного давления за счёт постоянного уровня в напорной емкости балластной воды. В режиме отгрузки нефть вытесняется балластной водой, которая самотеком поступает из напорной емкости балластной воды в танки-хранилища товарной нефти. По мере добычи нефти и ее подачи в танкеры, балластная вода откачивается из них в систему очистки нефтесодержащей воды, где она проходит очистку от твердых частиц, нефти и парафина, прежде чем поступить в систему закачки воды[38].

Весь технологический процесс добычи нефти сопровождается добычей пластовой воды, утилизируемой через систему поддержания пластового давления. Дефицит ее для ППД восполняется использованием балластной и морской воды. Перед закачкой в продуктивный пласт вся вода проходит соответствующую подготовку: очищается от нефтепродуктов и твердых частиц,

проходит деаэрацию и тонкую очистку (фильтрацию) с целью устранения 98 % твердых частиц величиной более 10 мк.

По состоянию на 2017 год, на Приразломном нефтяном месторождении пробурено 36 скважин, из которых 19 добывающих, 16 нагнетательных горизонтальных скважин, одна скважина для закачки бурового шлама. Бурение производится с помощью бурового оборудования, установленного на платформе. Конструкции скважин разработаны в соответствии с требованиями действующих российских нормативных документов и специфических особенностей кустового бурения скважин с большими отходами от вертикали и горизонтальных скважин.

Для утилизации газов (углеводородных газов/паров, не применяемых для выработки электрической и тепловой энергии) от технологического оборудования высокого и низкого давления предусмотрены факельные системы высокого и низкого давления соответственно. Факельные системы также используются в аварийных ситуациях и при продувке технологических линий и оборудования. В факельные системы сбрасывается газ от всех емкостей под давлением и систем, содержащих углеводороды. Сжигание потока газа с высоким содержанием сероводорода, поступающего из блока регенерации амина, проводится на отдельной линии.

Поступающий от сепаратора первой ступени, замерного сепаратора и сепаратора второй ступени, попутный газ компримируется, очищается и поступает в систему топливного газа для использования в качестве топлива для генераторов, огневых нагревателей и других потребителей[66].

По физико-химическим характеристикам товарная нефть платформы «Приразломная» подходит в качестве топлива для используемых на морской ледостойкой стационарной платформе огневых подогревателей. Подаваемая на огневые подогреватели нефть подогревается до температуры 56-57°C и подается под давлением не менее 1800 кПа.

Для обустройства снабжения платформы используются морские суда и вертолеты. Применены многофункциональные ледокольные суда «Юрий Топчев»

и «Владислав Стрижев», осуществляющие бесперебойное материальное снабжение платформы. Установлена периодичность пополнения платформы запасами материалов для обеспечения автономного режима работы. Она составляет:

- 60 суток - по технологическим запасам и горюче-смазочным материалам;
- 40 суток - по расходным материалам для буровых работ;
- 14 суток - по возобновляемым запасам жилого модуля.

Обустройство станций шланговой погрузки обеспечивает передачу и прием шлангов различного назначения с морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» на судно снабжения (МФЛС), а также погрузку сыпучих и жидких грузов с МФЛС на платформу и отгрузку с платформы на судно снабжения буровых сточных вод[27].

Для вывоза нефти используются танкеры ледового класса, дедвейтом 70 тыс. т. Отгрузка осуществляется из нефтехранилища. Оборудование системы прямой загрузки танкера состоит из двух станций отгрузки, по одной на северо-восточном и юго-западном углах платформы. Вывоз нефти производится специализированной транспортной компанией. Во время эксплуатации платформы в непосредственной близости предусматривается нахождение дежурного судна (МФЛС), несущего аварийно-спасательную вахту. Смены вахт персонала будут производиться вертолетами типов МИ-8МТВ, МИ-171 ООО «Авиа-предприятие «Газпромавиа» из аэропорта Варандей. В летний период, при длительных туманах, возможна доставка вахт судами из порта Нарьян-Мар.

Эксплуатация морской ледостойкой стационарной платформы предусмотрена с применением вахтового метода при круглогодичной работе в две смены: одна вахта находится на борту платформы, вторая вахта отдыхает на берегу. Режим работы на МЛСП организован с учетом специфики работы производства: круглосуточный - в 2 смены продолжительностью по 12 часов в сутки. Смена вахт - через 14 суток. Максимальная численность персонала при бурении скважин, пребывающего на МЛСП - 200 человек[67].

Личный состав на МЛСП расположен в одно и двухместных каютах. На платформе имеется столовая, кают-компания, медицинский блок, кухня (кам-

буз), кладовые, холодильные камеры, буфетная, посудомоечная, прачечная, сушильная, гладильная, умывальные, душевые, туалетные. Помещения системы и устройства жилого модуля соответствуют всем требованиям Санитарных правил для плавучих буровых установок.

### **2.3 Расчет основных технико-экономических показателей и оценка эффективности инвестиционного проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения**

Оценка технико-экономических показателей инвестиционного проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения начинается с анализа дисконтированного денежного потока. Он оценивает влияние на экономику проекта мер господдержки в виде налоговых льгот. Затем анализируются последствия ускоренной амортизации. В основе представленного ниже анализа чистой дисконтированной стоимости (NPV) лежит ряд предположений и упрощений. Основные допущения обобщены в таблице 1.

Таблица 1 - Предположения в основе расчетов денежного потока по состоянию на 01.01.2017

<b>Переменное значение</b>	<b>Прогноз на момент разработки проекта</b>	<b>Фактические показатели по состоянию на 1 января 2017 года</b>
Запасы нефти	540 млн. баррелей	567 млн. баррелей
Капвложения на обустройство (CAPEX)	5,7 млрд. долл. США (347 млрд. руб.)	5,7 млрд. долл. США (345,7 млрд. руб.)
Операционные расходы на обустройство (OPEX)	171 млн. долл. США в год	171 млн. долл. США в год

Продолжение таблицы 1

Цена нефти	60 долл. США за 1 баррель	56.14 долл. США за 1 баррель
НДПИ на нефть	11,6 долл. США за баррель при цене нефти 60 долл. США за баррель	11,3 долл. США за баррель при цене нефти 56.14 долл. США за баррель
Экспортная пошлина на конденсат	29,3 долл. США за 1 баррель при цене нефти 60 долл. США за 1 баррель Ставка дисконтирования 12%	27,7 долл. США за 1 баррель при цене нефти 56.14 долл. США за 1 баррель Ставка дисконтирования 12%
График амортизации	В среднем 8 лет (учитывая отсутствие данных по классификации оборудования).	8 лет
Обменный курс рубля к долл. США	30 к 1 (показатель по курсу ЦБ РФ по состоянию за 2011 год)	60.65 к 1 (показатель по курсу ЦБ РФ по состоянию на 01.01.2017 год)

Официальных данных об операционных расходах проекта «Приразломное» не было найдено. В этой связи был взят их уровень в 3% от совокупных капвложений на основании среднеотраслевого показателя.

Плановый режим налогообложения ООО «Газпром нефть шельф» пользуется несколькими налоговыми льготами, но для анализа эффекта от этих потенциальных субсидий необходимо знать налоговое бремя на проект «Приразломное» в отсутствие льгот. В Таблице 2 ниже обобщены оба сценария. Что касается налога на имущество, то налоговые поступления в бюджет Ненецкого автономного округа оцениваются в 600 млн. руб. в год из-за отсутствия данных об общей стоимости объектов, подлежащих уплате такого налога.

Таблица 2 - Уровень налогообложения

Налог	Плановый уровень налогообложения		Фактический уровень налогообложения по состоянию на 01.01.2017
	Обычный режим налогообложения	Льготный режим	
Экспортная пошлина	49,3 долл. США за 1 баррель нефти	45% от экспортной пошлины, т.е. 22,2 долл. США за 1 баррель	45% от экспортной пошлины
НДПИ	По формуле, 20,4 долл. США за 1 баррель	0 долл. в течение 7 лет и (или) 35 млн. тонн нефти, добытой за период с 2015 -2016 гг.	0 % (освобожден от налога до 2020 года)
Налог на прибыль	18% в региональный бюджет и 2% в федеральный	Без изменений	18% в региональный бюджет и 2% в федеральный
Налог на имущество	2,2% (600 млн. руб. в год)	(0 руб. в год)	0 % (освобожден от налога до 2019 года)

Результаты оценки экономической эффективности проекта «Приразломное» с учетом налоговых льгот в значительной степени зависит от выбора базового года для расчетов. Сам проект следует оценивать на протяжении всего жизненного цикла.

Сумма капитальных вложений равна 200 млрд. руб., которые, как следует из сказанного выше, являются итоговой суммой капитальных затрат «Приразломного». Вместе с тем, оценка экономической эффективности выглядит иначе, когда речь идет об эффекте и уровне господдержки. В этом случае уместно спросить, в какой мере она стимулирует дальнейшее осуществление проекта. Вопрос укладывается в обсуждение субсидий выше, где говорится, что субсидия дается в целях обеспечения экономической жизнеспособности проек-

та, нежизнеспособного без ее предоставления. Поскольку субсидии были предоставлены в 2015 году, этот год и выбран для оценки влияния стимулирующего эффекта налоговых льгот[75].

С учетом вышеприведенных предположений, чистая приведенная стоимость проекта «Приразломное» до уплаты налогов составляет 3194 млн. долл. США при внутренней норме доходности 20,9%, т.е. при теоретически безналоговом режиме он будет экономически эффективным.

Таблица 3 - Чистая приведенная стоимость проекта обустройства «Приразломное», млн. долл. США, Источник: расчеты СиграГруп

<b>Показатель</b>	<b>Чистая приведенная стоимость при ставке дисконтирования 12%</b>	<b>Внутренняя норма доходности</b>
До уплаты налогов	2 766	19,3%
Без учета льгот	-1 345	4,5%
С учетом льгот	656	14,4%

Приразломное месторождение становится экономически нежизнеспособным после уплаты налогов при внутренней норме доходности, равной лишь 4,5%. Налоговые льготы исправляют эту ситуацию и повышают внутреннюю норму доходности до 14.4%, причем чистая приведенная стоимость после уплаты налогов чуть превышает 1 млрд. долл. США. Эти значения соответствуют тем данным, о которых сообщало ПАО «Газпром» [19].

Прямые выгоды от проекта для общества включают в себя налоговые поступления в бюджеты разных уровней, рабочие места, подряды для российских компаний и инвестиции в социальную инфраструктуру. Ожидаемые налоговые поступления от проекта обустройства Приразломного месторождения обобщены в Таблице 3. По данным таблицы видно, что показатели чистой приведенной стоимости и внутренняя норма доходности проекта обустройства Приразломного месторождения без учета льгот достаточно низкие. Льготы от государства по налогам, наоборот, позволили быть месторождению ликвидным. В первой строке этот показатель не учитывает налоговые льготы. Приведенные в таблице



3 расчеты по 2015 г. демонстрируют его экономическую эффективность на момент получения налоговых льгот. Для стимулирования эффективного использования ресурсов, правительство РФ предоставило льготы по налогам не на начальной стадии реализации проекта, а в 2014 году.

Льготы снижают долю дохода государства от эксплуатации Приразломного месторождения с 92% до 53%. Налоговые поступления в госбюджет при этом снижаются на 16,5 млрд. долл. США. Другими словами, давая налоговые послабления проекту в ситуации, когда они не были строго необходимы, правительство перемещает значительную часть доходов в пользу компании.

Таблица 4 - Ожидаемые налоговые поступления от проекта «Приразломное»

Показатель	Доля государства в доходах с проекта (governmenttake)*	Налоговые поступления, млн. долл. США	Чистая приведенная стоимость налоговых поступлений, млн. долл. США*	Доля валовых налогов (grosstaxshare)
Без учета налоговых льгот	92%	38 920	8 269	97%
С учетом налоговых льгот	53%	22 339	4 419	77%

\* Доля государства, оцениваемая как сумма налоговых поступлений, поделенная на совокупный денежный поток, при этом чистая приведенная стоимость налоговых поступлений рассчитывается с дисконтом 8%.

Возражения против чрезмерной щедрости налоговых льгот для «Приразломного» можно оспорить, сославшись на возможную молчаливую договоренность, существовавшую между правительством РФ и ПАО «Газпром» о том, что рано или поздно налоговые льготы будут предоставлены. Это объяснило бы, почему ПАО «Газпром» продолжал реализацию проекта в отсутствие льгот, несмотря на то, что его внутренняя норма доходности составляла всего лишь 6,3%. Но это не снимает вопроса о том, насколько такой подход эффективен с точки зрения управления ресурсами[75].

Большая затяжная продолжительность проекта и большой перерасход средств, ставит вопрос о выгоде освоения Приразломного месторождения в рамках налоговой системы, в которой внесение текущих корректировок с целью компенсации затрат не потребовалась бы. Если налоговое бремя снижалось бы мере того как росли издержки, у компании-оператора не было стимулов снижать издержки, и при таком подходе к разработке проекта существует риск неэффективного использования ресурсов. Придерживаясь налогообложения валового дохода от добычи, государство стремилось снизить риск неполучения налоговых поступлений вообще. Но при этом государство было вынуждено взять на себя риск перерасходов на капитальное строительство[44].

Очевидно, что ситуация, в которой государство просто компенсирует перерасход средств компанией за счет налоговых льгот, создает негативный прецедент. Представляется, что уже предоставленные налоговые льготы должны подлежать пересмотру в случае, если изменятся показатели затрат, цен и (или) динамики добычи нефти. По словам «источника в Министерстве энергетики РФ», пока нет причины обсуждать дополнительные налоговые льготы для Приразломного месторождения, поскольку внутренняя норма доходности проекта колеблется в диапазоне 15%-16%, что «абсолютно нормально» с коммерческой точки зрения. Иными словами, если внутренняя норма доходности выйдет из этого «нормального» диапазона, то возникает почва для дальнейших изменений режима налогообложения.

Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» является основным объектом обустройства месторождения. Она обеспечивает выполнение всех технологических операций на месторождении - бурение, добычу, хранение нефти, подготовку и отгрузку готовой продукции. Важным является то, что МЛСП «Приразломная» - является первым сооружением такого типа, созданное силами отечественных предприятий[46].

АО «Морнефтегазпроект» выполнило полный цикл проектирования объекта обустройства, от предпроектных разработок до ввода его в эксплуатацию.

Финансирование инвестиционного нефтегазового проекта осуществлялось из следующих источников:

- прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия;
- амортизационные отчисления основных фондов;
- привлечение акционерного капитала (средства от продажи акций);

В анализе инвестиционной деятельности используются методы, основанные на учетных оценках.

Экономическая часть проектного документа содержит:

- показатели экономической оценки;
- оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
- характеристику налоговой системы;
- источники финансирования;
- технико-экономический анализ вариантов разработки, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
- анализ чувствительности проекта.

Эффективность исследуемого проекта оценивается системой расчетных показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- чистая приведенная стоимость (NPV);
- внутренняя норма прибыли (IRR);
- индекс рентабельности инвестиций (PI);
- срок окупаемости капитальных вложений (PP).

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- доход государства (отчисляемые налоги и платежи).

Расчет чистой приведенной стоимости или чистого приведенного эффекта (NPV)

Чистая приведенная стоимость, или дисконтированный денежный поток - это сумма прибыли от реализации и амортизационные отчисления, уменьшенные на величину инвестиций, направляемых на обустройство нефтегазового месторождения:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

где NPV - чистая приведенная стоимость;

t, N – количество лет или других временных промежутков;

CF<sub>t</sub> – денежный поток за период t;

IC – первоначальные вложения;

i – ставка дисконтирования.

Если NPV > 0, то проект следует принять.

NPV = 0, то проект не прибыльный и не убыточный.

NPV < 0, проект убыточен и отвергается.

Расчет прибыли от реализации продукции (Пт)

Прибыль от реализации - это совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и сумм налогов. Расчет прибыли произведен с приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году.

Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент дисконтирования.

Выручка от реализации рассчитывается как произведение цены реализации нефти (газа) на объемы их добычи.

Расчет внутренней нормы прибыли (IRR)

Внутренняя норма прибыли представляет собой значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций окупаются.

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) - NPV(r_2)} * (r_2 - r_1) \quad (2)$$

Определяемая таким образом норма возврата капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если показатель IRR равен или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы.

Предприятие может принимать любые решения инвестиционного характера, уровень рентабельности которых не ниже авансированного капитала (CC).

Если  $IRR > CC$ , то проект следует принять.

$IRR = 0$ , то проект не прибыльный и не убыточный.

$IRR < 0$ , проект отвергается.

Индекс рентабельности инвестиций (PI)

Определяется по формуле:

$$PI = NPV / I \quad (3)$$

Срок окупаемости проекта (ARR)

Коэффициент эффективности проекта определяется по следующей формуле:

$$ARR = CF_{ст} / I_0 \quad (4)$$

Расчет капитальных вложений происходит из показателей стоимости обустройства скважин, УКПГ, шлейфов, коллекторов, разработки инфраструктуры, коллектора-нефтепровода, прочих капиталовложений.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Фактические капитальные вложения (тыс. руб.)

	Показатель	Год			Всего
		2014	2015	2016	
	Стоимость скважин	1880000	1497600	1597440	4975040
	Стоимость УКПГ	1600000	800000	1600000	4000000
	Стоимость шлейфов	72000	72000	78000	222000
	Стоимость коллекторов	96000	96000	80000	272000
	Стоимость разработки инфра-структуры	160000	80000	72000	312000
	Затраты КС	40000	100000	20000	160000
	Стоимость прочих капиталовложений	1154400	793680	1034232	2982312
	<b>ИТОГО</b>	<b>5002400</b>	<b>3439280</b>	<b>4481672</b>	<b>12923352</b>

Результаты расчета эксплуатационных затрат: затрат на материалы, заработную плату, страховые взносы, энергию для платформы, на ремонт оборудования, налог на пользователей автодорог (береговая инфраструктура), затраты на страхование от несчастного случая, амортизацию основных средств, сведены в таблицу 6

Таблица 6 - Укрупненный расчет эксплуатационных затрат (тыс. руб.)

Наименование статьи	Год реализации проекта (факт)			Плановые показатели по проекту							Итого
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Объем реализации	5400000	6200000	7200000	9000000	9000000	9000000	9500000	9900000	9900000	9900000	85000000
Эксплуатационные затраты											
Материалы	80000	110000	100000	80000	100000	100000	100000	110000	60000	60000	900000,0
ФОТ	11456,6	13153,9	15275,5	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	173546,9
Страховые взносы	2978,7	3420,0	3971,6	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	45121,9
Электроэнергия для платформы	403660,8	463462,4	538214,4	672768	672768	672768	672768	672768	672768	672768	6114713,6
Затраты на текущий ремонт оборудования	227257,0	260924,7	303009,3	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	3442522,1

Продолжение таблицы 6

Налог на пользователей автодорог (береговая инфраструктура)	54000	68200	72000	90000	99000	90000	72000	99000	54000	45000	743200,0
Страхование от несчастного случая	91,7	105,3	122,2	152,8	152,8	152,8	152,8	152,8	152,8	152,8	1388,8
ИТОГО эксплуатационные затраты	779444,8	919266,3	1032593,1	1245741,3	1274741,3	1265741,3	1247741,3	1284741,3	1189741,3	1180741,3	11420493,2
Амортизация ОС	469830,2	539434,7	626440,2	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	7117057,2
<b>ВСЕГО</b>	1249275,0	1458700,9	1659033,3	2028791,6	2057791,6	2048791,6	2030791,6	2067791,6	1972791,6	1963791,6	18537550,4



По результатам сведенного анализа доходов и расходов от реализации проекта можно произвести расчет налогооблагаемой прибыли, налог на прибыль, чистую прибыль, денежные потоки.

Результаты расчетов сведем в таблицу 7

Таблица 7 - Анализ инвестиционного проекта (тыс. руб.)

Показатель	Год вложения инвестиций			Год реализации проекта (факт)			Плановые показатели по проекту							Итого
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Объем реализации				5400000	6200000	7200000	9000000	9000000	9000000	9500000	9900000	9900000	9900000	85000000
Эксплуатационные расходы				779445	919266	1032593	1245741	1274741	1265741	1247741	1284741	1189741	1180741	11420493
Амортизация (At)				469830	539435	626440	783050	783050	783050	783050	783050	783050	783050	7117057
Налогооблагаемая прибыль				4150725	4741299	5540967	6971208	6942208	6951208	7469208	7832208	7927208	7936208	66462450
Налог на прибыль				996174	1137912	1329832	1673090	1666130	1668290	1792610	1879730	1902530	1904690	15950988
Налог на имущество*				0	0	0	0	0	287000	302944	315700	315700	315700	1537044
Чистая прибыль (Пт)				3154551	3603387	4211135	5298118	5276078	4995918	5373654	5636778	5708978	5715818	48974417
Чистые денежные поступления (Пт+At)				3624381	4142822	4837575	6081169	6059129	5778969	6156704	6419829	6492029	6498869	56091474
Капитальные вложения (Kt)	5002000	3439000	4482000	9768449	6165062	-1953927	3344191							

\* Налог на имущество начисляется и уплачивается в бюджет с 2019 года. До этого периода предоставлено освобождение от налога по причине присвоения статуса "Приразломному" месторождению стратегически важного объекта.

В нашем случае реализация проекта предусматривается несколько моментов времени, поскольку инвестирование и получение денежных средств происходит в течение длительного периода.

Вложение инвестиций в обустройство месторождения предусматривалось в течении трех лет. Период окупаемости инвестиций, с учетом фактических значений на обустройство составил 7 лет.

Поэтому исходные данные для расчета показателей NPV и IRR представлены по годам инвестирования (отрицательный денежный поток, показатели со знаком «минус»), и по годам генерирования проектом дохода (положительный денежный поток).

Расчет норматива дисконтирования для годового дохода, показатели чистой приведенной стоимости, процент возврата на вложенный капитал установлен инвестором по минимальной ставке (10%). На основании расчетов в рассматриваемом проекте максимальное значение IRR с некоторой долей допустимости принимается равным 29,0% (табл. 8). При нем NPV = 3 млрд. руб. - самое близкое значение к нулю. Это и будет внутренней нормой рентабельности (IRR) проекта.

В нашем проекте инвестируется -12923 млрд. руб., а чистые денежные поступления составили 51101 млрд. руб. Разница составляет 38178 млрд. руб.

Для принятия решения выгоды проекта определяют показатели NPV и IRR.

Сначала определяется та величина экономии, которая формируется, если инвестор готов финансировать проект с условием, что получаемый процент на вложенный капитал будет превышать приемлемый. Результаты расчета представлены строкой 3 таблице 4. Это - 3033, 4004, 3262, 2966, 3008, 2451, 1712, 2260, 988, 705 млрд. руб., т.е. с 4-го по 13-й годы.

По проекту предлагается затратить - 5002, 3439, 4482 млрд. руб. (с 1-го по 3-й годы). Разность между этими величинами  $(3033 + 4004 + 3262 + 2966 + 3008 + 2451 + 1712 + 2260 + 988 + 705 - 4548 - 2842 - 3367) = 13633$  млрд. руб. и есть искомая экономия инвестора (NPV).

Расчетные данные показывают, что величина NPV эквивалентна сверхприбыли, которая по проекту должна быть получена в конце седьмого года (5779 млрд. руб.), в конце восьмого года (6449 млрд. руб.), в конце девятого года (5779 млрд. руб.), в конце десятого года (4441 млрд. руб.), в конце одиннадцатого года (6449 млрд. руб.), в конце двенадцатого года (3102 млрд. руб.), в конце тринадцатого года (2433 млрд. руб.).

Из таблицы следует, что к концу седьмого года инвестиции полностью возмещаются с получением 10% прибыли ( $- 4548 - 2842 - 3367 + 3033 + 4004 + 3262 + 2966$  млрд. руб.) = 2508 млрд. руб.

На основании расчетов в рассматриваемом проекте максимальное значение IRR с некоторой долей допустимости принимается равным 29 % , при нем NPV = 3 млрд. руб. - самое близкое значение к нулю. Это и будет являться внутренней нормой рентабельности (IRR) проекта.

Таблица 8 - Расчет чистой приведенной стоимости (NPV) (млрд. руб.)

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	ИТОГО
Годовой доход	-5002	-3439	-4482	4441	6449	5779	5779	6449	5779	4441	6449	3102	2433	38178
$E_H = 10\%, (1+0,1)^n$	1,1	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59	2,85	3,14	3,45	
NPV	-4548	-2842	-3367	3033	4004	3262	2966	3008	2451	1712	2260	988	705	13633
$E_H = 25\%, (1+0,25)^n$	1,25	1,56	1,95	2,44	3,05	3,81	4,77	5,96	7,45	9,31	11,64	14,55	18,19	
NPV	-4002	-2201	-2295	1819	2113	1515	1212	1082	776	477	554	213	134	1397
$E_H = 35\%, (1+0,35)^n$	1,35	1,82	2,46	3,32	4,48	6,05	8,17	11,0	14,89	20,1	27,14	36,64	49,47	
NPV	-3705	-1887	-1822	1337	1438	955	707	585	388	221	238	85	49	-1412
$E_H = 34\%, (1+0,34)^n$	1,34	1,8	2,41	3,22	4,32	5,79	7,76	10,4	13,93	18,7	25,01	33,52	44,91	
NPV	-3733	-1915	-1863	1377	1493	998	745	620	415	238	258	93	54	-1220
$E_H = 33\%, (1+0,33)^n$	1,33	1,77	2,35	3,13	16	5,53	7,36	9,79	13,02	17,3	23,03	30,64	40,74	
NPV	-3761	-1944	-1905	1419	1550	1044	785	659	444	256	280	101	60	-1012
$E_H = 32\%, (1+0,32)^n$	1,32	1,74	2,3	3,04	4,01	5,29	6,98	9,22	12,17	16,1	21,2	27,98	36,94	
NPV	-3790	-1974	-1949	1463	1609	1093	828	700	475	277	304	111	66	-788
$E_H = 31\%, (1+0,31)^n$	1,31	1,72	2,25	2,94	3,86	5,05	6,62	8,67	11,36	14,9	19,5	25,54	33,46	
NPV	-3819	-2004	-1994	1508	1672	1144	873	744	509	298	331	121	73	-545
$E_H = 30\%, (1+0,30)^n$	1,3	1,69	2,2	2,86	3,71	4,83	6,27	8,16	10,6	13,8	17,92	23,3	30,29	
NPV	-3848	-2035	-2040	1555	1737	1197	921	791	545	322	360	133	80	-282
$E_H = 29\% (1+0,29)^n$	1,29	1,66	2,15	2,77	3,57	4,61	5,9	7,67	9,89	12,8	16,6	21,2	27,39	
NPV	-3878	-2067	-2088	1604	1805	1254	972	841	584	348	392	146	89	3
$E_H = 28\% (1+0,28)^n$	1,28	1,64	2,1	2,68	3,44	4,4	5,6	7,21	9,22	11,8	15,11	19,3	24,76	
NPV	-3908	-2099	-2137	1654	1877	1314	1027	895	627	376	427	160	98	311

Таблица 9 - Расчет денежного потока (млрд. руб.)

1-й год	5002	
	$5002 \cdot 1,29$	6453
2-й год	$5002 \cdot 1,29$	6453
	$6453 + 3439$	9892
3-й год	$9892 \cdot 1,29$	12761
	$12761 + 4482$	17243
4-й год	$17243 \cdot 1,29$	22243
	$22243 - 4441$	17802
5-й год	$17802 \cdot 1,29$	22965
	$22965 - 6449$	16516
6-й год	$16516 \cdot 1,29$	21306
	$21306 - 5779$	15527
7-й год	$15527 \cdot 1,29$	20029
	$20029 - 5779$	14250
8-й год	$14250 \cdot 1,29$	18383
	$18383 - 6449$	11934
9-й год	$11934 \cdot 1,29$	15394
	$15394 - 5779$	9615
10-й год	$9615 \cdot 1,29$	12403
	$12403 - 4441$	7963
11-й год	$7963 \cdot 1,29$	10272
	$10272 - 6449$	3823
12-й год	$3823 \cdot 1,29$	4932
	$4932 - 3102$	1830
13-й год	$1830 \cdot 1,29$	2360
	$2360 - 2433$	-73

Расчет чистого приведенного эффекта, млрд. руб.:

$$Kt/(1+E_n)^{t-tp} = -5002+(-3439)+(-4482)=-12923 \text{ млрд. руб.};$$

$$(Pt+At)/(1+E_n)^{t-}$$

$$tp=4441+6449+5779+5779+6449+5779+4441+6449+3102+ \\ +2433=51101 \text{ млрд. руб.};$$

$$E_n=35\%:$$

$$Kt/(1+E_n)^{t-tp} = -3705+(-1887)+(-1822)=-7414 \text{ млрд. руб.};$$

$$(Pt+At)/(1+E_n)^{t-}$$

$$tp=1337+1438+955+707+585+388+221+238+85+49=6002 \text{ млрд. руб.};$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Чистый приведенный эффект (млрд. руб.)

Ен, %	$Kt/(1+E_n)t-tp$	$(Pt+At)/(1+E_n)t-tp$	NPV
0	-12923	51101	38178
10	-10757	24390	13633
25	-8498	9894	1397
35	-7414	6002	-1412
34	-7511	6291	-1220
33	-7610	6598	-1012
32	-7712	6924	-788
31	-7816	7271	-545
30	-7923	7641	-282
29	-8032	8035	3
28	-8144	8455	311

Алгоритм расчета индекса рентабельности инвестиций:

$E_n=0$ :

$Kt/(1+E_n)t-tp = -5002+(-3439)+(-4482)=-12923$  млрд. руб.;

Результаты расчетов сведем в таблицу 11

Таблица 11 - Индекс рентабельности инвестиций

Ен, %	PI
0	3,954
10	2,267
25	1,164
35	0,81
34	0,838
33	0,867
32	0,898
31	0,93
30	0,964
29	1
28	1,038

Срок окупаемости проекта рассчитывается путем определения разницы между инвестиционными затратами и аккумулятивной прибылью, За этот

период принимает объем капитальных вложений в размере 12923 млрд. руб. Срок окупаемости проекта составит 4 года.

Расчет основных технико-экономических показателей и оценка эффективности инвестиционного проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения выявил следующее:

Объем капитальных вложений составил 12 923 млрд. руб.

Чистый приведенный эффект (NPV) = 3 млрд. руб., то есть  $NPV > 0$ . Это означает, что проект принесет прибыль инвесторам;

Индекс рентабельности инвестиций  $PI = 1,0$  то говорит о том, что проект не приносит прибыли, лишь возвращает вложенные в него средства. В случае, если бы индекс рентабельности превышал 1, это бы говорило о прибыльности инвестиций.

Срок окупаемости проекта (PP) = 4 года. Для нефтегазовой отрасли является отличным показателем. В среднем по отрасли срок окупаемости составляет 7 лет.

Внутренняя норма прибыли (IRR) = 29%. Величина внутренней нормы доходности больше стоимости капитала для компании. Проект следует принять.

Коэффициент эффективности проекта (ARR) = 0,67 или 67%. Данный коэффициент называют также учетной нормой прибыли или коэффициентом рентабельности проекта.

Таким образом, по всем основным показателям анализа экономической эффективности проект считается рентабельным.



### **3 Мероприятия и рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства нефтяного месторождения (на примере Приразломного нефтяного месторождения)**

#### **3.1 Основные мероприятия по обустройству Приразломного нефтяного месторождения**

При оценке эффективности проекта рассматриваются экономическая, экологическая и социальная эффективность. Основными мероприятиями по обустройству Приразломного нефтяного месторождения являются строительство объектов добычи, сбора и подготовки нефти. Важной составляющей мероприятий является - сохранение окружающей среды и морской биоты в районе расположения платформы «Приразломная» в пределах границы лицензионного участка недр нефтяного месторождения Приразломное в Печорском море. Мониторинг осуществляется ежегодно, начиная с 2010 г. В период проведения на платформе строительных и пусконаладочных работ отрицательного антропогенного воздействия на окружающую среду не зафиксировано. по состоянию на 1 января 2017 года, содержание загрязняющих веществ соответствует допустимым показателям и укладывается в диапазоны ранее наблюдаемых показателей. Мониторинг проводится в радиусе островов Долгий, Матвеев, Большие и Малые Зеленцы и Вайгач[62].

Исследования экосистемы проводились ООО «Газпром нефть шельф» и компанией «Фрэком». В процесс были вовлечены ученые-океанологи Полярного научно-исследовательского института морского рыбного хозяйства и океанографии (ФГУП ПИНРО) и сотрудники научного отдела Ненецкого государственного природного заказника.

Основными природоохранными мероприятиями являются:

- создание системы производственного экологического контроля и мониторинга окружающей среды;
- исключение утечек нефти за счет применения современных конструкций скважин;

- утилизация отходов бурения и производства (шлам и сточные воды) путем закачки в поглощающую скважину или вывоза на берег (тара, ртутные лампы, аккумуляторы и прочие);
- система предупреждения и ликвидации разливов нефти (ЛРН) в соответствии с утвержденным Планом ЛРН;
- защита морских обитателей – осуществление водозабора через рыбозащитные устройства типа «жалюзи»;
- восстановление биоресурсов за счет выпуска разведенной рыбы;
- защита птиц с помощью специальной биоакустической установки.

Нужно заметить, что перечисленные выше мероприятия реализованы, их перечень в период отсутствия аварийных мероприятий является достаточным. Тем не менее, проектом обустройства запланирован более широкий их перечень.

Исследования экосистемы проводятся в акватории Печорского моря в районе островов Долгий, Матвеев, Голец, Большой и Малый Зеленцы, а также наземных природных экосистем этих островов. Прочие территории не задействованы[64].

В период с 14 по 21 мая 2012 года Карельский союз рыболовецких колхозов «Рыбакколхозсоюз» осуществил выпуск разведенных в искусственных условиях мальков двухлетнего лосося в естественные водоемы Северного рыбохозяйственного бассейна в количестве 130 тыс. особей. В 2017 году эта Программа продолжена. Установлены:

1. Противопожарная защита. Для изоляции используется плиточное противопожарное покрытие Rockwool или напыляемый вспучивающийся состав Chartek, противопожарные уплотнения кабельных трасс, трубопроводов и колонного оборудования, проходящих сквозь палубы и переборки, огнезадерживающие и дымовые клапаны
2. Системы пожаротушения. К ним относятся системы водяного пожаротушения (пожарное кольцо с 4 насосами мощностью  $Q=1140$  м<sup>3</sup> /час), системы пенного пожаротушения (центральная пенная установка, установки пено-

тушения вертолетной площадки и станции приема грузов), система газового пожаротушения. Обустроены первичные средства пожаротушения (огнетушители - 630 шт., противопожарный инвентарь, покрывала, кошма и прочие).

3. Системы эвакуации и спасения персонала. Данная система включает в себя: эвакуационные коридоры на всех уровнях платформы с аварийным освещением и огнестойкостью стен 120 мин. временное убежище для персонала на 200 чел. на мезонинной палубе с огнестойкостью стен 120 мин., 2 моста для эвакуации с рукавами для спуска персонала на водную поверхность в спасательные плоты, на палубу спасательного судна или на лед, спасательные шлюпки танкерного типа (каждая на 60 мест), спасательные плоты, индивидуальные средства спасения на воде. В компании действует План по предупреждению и ликвидации разливов нефти (ЛРН). План ЛРН включает различные сценарии рисков, включая сценарий самого крупного из возможных разливов нефти в 10 000 т (это сценарий разлива с 2 -х смежных отсеков челночного танкера), а также список ресурсов по ликвидации аварий, доступных на местном и региональном уровнях, и действующих соглашений, позволяющих осуществлять переброску таких ресурсов, описание командной структуры и системы контроля, процедуры оповещения о чрезвычайных обстоятельствах, оборудование системы связи.

Анализируя основные мероприятия по обустройству Приразломного нефтяного месторождения можно сделать вывод, что ими являются: строительство объектов добычи, сбора и подготовки нефти. Одной из главных составляющих мероприятий является природоохранные мероприятия в районе расположения платформы Приразломная. Сформирован перечень основных природоохранных мероприятий. Исследования затронули лишь в районах отдельных островов акватории Печорского моря. Руководство Приразломного нефтяного месторождения намерено завершить полномасштабную проверку экосистимы.

Следует заметить, что инвестиции являются наиболее важным и дефицитным ресурсом. Его использование дает возможность вносить новые раз-

работки в производственный процесс, улучшать качество продукции, увеличивать число рабочих мест. В отечественной практике выявлена проблема недооценки вопросов финансового управления. Это касается и текущей деятельности и разработки проектов обустройства. Ситуация на рынке заставило Компанию самостоятельно принимать решения об инвестировании в тот или иной проект. Ей только необходим инструмент, позволяющий оценить эффективность капитальных вложений.

Обсуждения в форме общественных слушаний проводились по проекту технико-экономического обоснования инвестиций в обустройство Приразломного нефтяного месторождения в 2004 году. Позже, в 2010 году были проведены общественные обсуждения в форме общественных слушаний по материалам «Группового проекта на строительство эксплуатационных (добывающих и нагнетательных) скважин на нефтяном месторождении Приразломное с МЛСП» и ТЭО (проект) морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная». По итогам всех общественных обсуждений отклики общественности имели положительный характер[59].

Генеральным проектировщиком обустройства Приразломного НМ и морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» является АО «Морнефтегазпроект». На длительность реализации проекта повлияли большие объемы работ и многочисленные взаимодействия с российскими и зарубежными партнерами, в которых АО «Морнефтегазпроект» выступало в роли Генерального проектировщика и проектной организации.

Разработка проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения включает в себя:

- обоснование инвестиций в строительство объектов обустройства;
- проект обустройства Приразломного нефтяного месторождения;
- проектирование МЛСП «Приразломная»;
- комплексную технико-экономическую оценку эффективности обустройства Приразломного нефтяного месторождения;

- документацию технико-экономического обоснования (проект) технологического комплекса;

Обеспечение прохождения необходимых согласований и экспертиз в российских надзорных органах.

На основании поученной информации можно сделать следующие выводы: основные мероприятия по обустройству Приразломного нефтяного месторождения включают в себя: оценку полученных данных о геофизических показателях Приразломного месторождения, проект обустройства, обоснование инвестиций, расчет технико-экономических показателей, согласование проекта. Важным является контроль за экологической ситуацией. А именно, организация полного экологического контроля и мониторинга всей территории обустройства, разработка перечня мероприятий, связанных с внештатными аварийными ситуациями, такими как разлив нефти. Выявлено, что на сегодняшний момент данный вопрос не доработан, так как в мировой практике не существует оборудования и механизмов, способных справиться с данной ситуацией в условиях Севера. По этой причине, основной упор сделан на предупредительных мероприятиях, включающих в себя природоохранные мероприятия. Эффективность этих мероприятий определяется проведенными исследованиями экологической ситуации в районе обустройства месторождений Приразломное.

### **3.2 Рекомендации по повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения**

Для формирования рекомендаций по повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения, проведен краткий анализ его реализации. К концу 2016 года эффективность реализации проекта дала хорошие результаты. В 2017 году стартовал процесс технического перевооружения платформы.

Анализ показал, что повышению эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения мешает ряд определенных факторов.

Недооценка воздействия на объекты животного мира на этапе проектирования - отсутствие полных, достоверных и актуальных сведений о состоянии орнитофауны в зоне потенциального воздействия проекта «Морская ледостойкая стационарная платформа Приразломная». По мнению экспертов, фоновая характеристика орнитофауны выполнена на основе литературных источников, полученных до 2001 года. Более современные источники не использовались. В материалах ОВОС указывается на дополнительные исследования, проведенные СевПИИРО с судна «Поиск» в 2006-2008 гг., но нет указаний на какие-либо дополнительные орнитологические данные, полученные в результате этих работ. Все это негативно сказывается на результатах оценки современного состояния орнитофауны: «информация о локализации крупных миграционных стоянок птиц на акватории исследуемого района полностью отсутствует», «не обозначены районы концентрации гаг» и так далее. Вопрос о локализации скоплений уток в период линьки, когда они теряют способность к полету, является очень важным, поскольку восток Печорского моря играет критически важную роль для поддержания в летне-осеннее время популяций морских уток всего Европейского Северо-Востока и Западной Сибири. В случае крупного разлива нефти могут пострадать десятки тысяч морских уток, которые в период линьки в августе-сентябре утрачивают способность к полету и не могут быстро перемещаться в случае нефтяного загрязнения[51]. Акватории и побережья Печорского моря, которые могут попасть в зону воздействия разливов нефти, связанных с работой МЛСП «Приразломная», имеют не только общероссийское, но и международное значение.

Проектная документация не содержит в себе полной, достоверной и актуальной информации по орнитофауне, которая необходима для научно обоснованной оценки возможных негативных последствий реализации про-

екта «Морская ледостойкая стационарная платформа Приразломная», разработке планов действий в случаях аварийных ситуаций и ликвидации их последствий, мониторинга воздействия проекта. По мнению экспертов, должны быть также учтены такие факторы, как столкновение птиц с конструкциями платформы. Следует учитывать, что фактор беспокойства будет связан не только с работой самой платформы, но и с регулярным движением вертолетов, судов обслуживания, танкеров-челноков (при добыче на полную мощность потребуется один рейс каждые 3-4 дня) [52]. По твердому мнению экспертов, приведенный в материалах ОВОС расчет ущерба в размере 53 особей уток совершенно не обоснован и не соответствует реальности. В прибрежной зоне Печорского моря и на шельфе активизируется хозяйственная деятельность. В связи с этим воздействие морской ледостойкой стационарной платформы Приразломная необходимо рассматривать не в отдельности, а совместно с воздействиями других проектов, оказывающих воздействие на природу Печорского моря.

В материалах ОВОС отсутствует научно обоснованная программа мониторинга объектов фауны, который будет необходим для оценки состояния объектов животного мира и заключений о возможном влиянии проекта. На данный момент отсутствует сколь-нибудь достаточно полная, достоверная и актуальная информация о современном состоянии орнитофауны, без которой будет невозможно вести мониторинг ее динамики, анализ возможного воздействия негативных воздействий МСЛП «Приразломная». Посвященный этому раздел материалов ОВОС не соответствует важности этой проблемы.

В проектных материалах отсутствуют конкретные планы по спасению объектов живой природы. В действующей нормативной документации, регламентирующей подготовку планов ликвидации аварийных разливов нефти, нет специальных указаний на необходимость проведения работ, направленных на спасение загрязненных объектов фауны. Стратегия действий по обращению с загрязненными объектами живой природы, в первую очередь,

птицами, как наиболее вероятными жертвами такого загрязнения, должна быть выработана и согласована заранее.

Отсутствие соответствующего реальному анализу возможных аварийных разливов нефти и планов действий по их ликвидации с учетом необходимости приоритетной защиты объектов живой природы и среды их обитания.

Невозможность в настоящее время эффективной ликвидации разливов нефти в ледовых условиях. В проектной документации проекта обустройства этот факт не нашел серьезного отражения по причине отсутствия в мире технологий аварийного сбора подледного разлива нефтепродуктов. Существующие технологии и оборудование импортного производства для сбора нефти с поверхности воды и со льда далеки от совершенства (сборочное оборудование при температуре ниже  $-21^{\circ}\text{C}$  не работает). На сегодняшний момент в мире нет ни апробированных технологий ликвидации разливов нефти во льдах объемами в сотни тысяч тонн, ни техники для этого. Существующие другие технологические подходы (локализация и сжигание на месте, внесение диспергентов), могут оказаться эффективными, хотя официальных проверок эффективности этих технологий, равно как и правил их использования, в России нет.

В проектных материалах полностью отсутствует анализ так называемых «запроектных аварий». Этот термин широко применяется в атомной промышленности и относится к авариям, вызванным не учитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающимися дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами систем безопасности сверх единичного отказа, реализацией ошибочных решений персонала. Тем не менее, накапливающаяся статистика, показывает, что такого рода катастрофы могут случаться. Готовность к эффективным действиям в этих ситуациях, как показывает имеющийся опыт, крайне низкая. Предупреждение развития аварий на скважинах можно достигнуть путем контроля, оценки и про-



гнозирования состояния скважин путем проведения постоянного геолого-технологического контроля».

Сомнительная оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций Вероятность риска разлива до 500 тонн составляет  $4,95 \times 10^{-3}$  случаев в год, разлива до 1500 тонн  $2,14 \times 10^{-4}$  случаев в год». Если относительно частоты возникновения открытых фонтанов из скважин основные замечания относятся к «запроектным сценариям», то обоснованность частоты возникновения разливов в системе МСЛП-танкер вызывает большие сомнения. В условиях Печорского моря будет отсутствовать возможность открытого для всех заинтересованных сторон, в том числе и средств массовой информации и общественности, доступа к информации о движении за счет работы автоматической идентификационных систем.

Отсутствие открытого доступа к плановой документации по ликвидации разливов более 500 тонн, а также опыта проведения учений по этим сценариям. «Региональный план ликвидации аварийных разливов нефти в Западной Арктике» должен выполняться на втором уровне реагирования (500-5000 тысяч т) или при разливе более 5000 т предстоит действовать, согласно «Федеральному плану ликвидации разливов нефти на море». Оба эти документа отсутствуют в открытом доступе в Интернет. Нет уверенности, что с ним ознакомлены даже те структуры и силы, которым предстоит участвовать в реализации этих планов. Этой проблеме уделено много внимания специалистами. Для нивелирования этой проблемы следует начать создание региональные системы информирования и оповещения».

Отсутствует сколь-нибудь реальный и проверенный сценарий привлечения международной помощи, в том числе и технических средств Во время ликвидации нефтяного разлива в Мексиканском заливе были установлены сотни километров боновых заграждений, которые оперативно были доставлены туда практически со всего мира. Возможность такого рода действий в условиях Печорского моря невозможна. В любом случае, практического опыта переброски сил и средств по линии международной помощи для лик-

видации нефтяных разливов в районе Печорского моря (например, из Норвегии) не имеется. Его приобретение в связи с реализацией проекта морской ледостойкой стационарной платформы также не планируется.

Отсутствие плановых мероприятий по мониторингу и планах действий по приоритетной защите наиболее ценных или уязвимых участков побережий и акваторий (особо охраняемых природных территорий, ключевых орнитологических территорий). Кроме необходимости мониторинга возможного нефтяного загрязнения в условиях официально известных разливов, очевидна необходимость профилактического мониторинга береговой полосы и акваторий с целью выявления скрытых, подледных разливов нефти, которые могут иметь место в холодный период года.

Помимо необходимости проведения заблаговременного анализа возможных экологических последствий различных сценариев разливов нефти и создания системы мониторинга, очевидна необходимость наличия специальных планов защиты особо ценных природных объектов и подготовка к их реализации. В случаях крупных разливов нефти, при невозможности эффективной локализации разлива, приоритетом должны становиться защита особо ценных природных объектов. Кроме заблаговременной подготовки планов защиты особо ценных объектов должны быть приняты меры подготовки к их реализации. Как минимум они должны включать в себя: - информирование и обсуждение; - создание системы управления и взаимодействия; - подготовку персонала, а также потенциальных добровольцев; - создание материально-технической базы для проведения такого рода работ; - проведение учений.

Недостаточные объемы заявляемой страховой ответственности. Согласно разработчикам проекта, заявляемые объемы страховой ответственности в случае нанесения ущерба окружающей среде в размере 7 300 тыс. долларов США соответствуют требованиям действующего российского законодательства, однако этой суммы недостаточно. Опыт последних десятилетий показал, что ликвидация последствий крупных разливов нефти может обходиться в сотни миллионов долларов. При отсутствии такого страхования потери и

затраты будут компенсироваться за счет средств компании, за счет государственного и местных бюджетов, либо останутся без покрытия. Необходимо учитывать, что МЛСП «Приразломная» находится за пределами территориальных вод Российской Федерации. Применимость «требований действующего российского законодательства» для данного случая требует дополнительного анализа.

Отсутствие свободного доступа к информации о проекте. Материалы ОВОС, документация, представленная на ГЭЭ, планы ЛАРН, материалы общественных слушаний по ОВОС и прочая важная информация отсутствуют в открытом доступе, на интернет-сайтах компании, либо органов власти, в компетенцию которых входит проведение соответствующих экспертиз и выдача разрешений.

Также, по итогам обустройства Приразломного месторождения выявлен ряд положительных факторов. В декабре 2015 года утверждены изменения к технологической схеме проекта. Согласно документу, период стабильной добычи на Приразломном месторождении за счет повышения эффективности разработки продлен на два года (с трех до пяти лет), при этом объем добычи нефти за этот период должен увеличиться в 1,8 раза – до 23,1 млн тонн – за счет использования рационального бурения. И это количество должны дать 32, а не 36 скважин, как предусматривал первоначальный план[48].

По итогам на 31 декабря 2016 года добыча ведется из четырех скважин, а всего построено восемь: помимо добывающих, действуют три нагнетательных и поглощающая. К 2023 году количество скважин увеличится до 32 (19 добывающих, 12 нагнетательных, одна поглощающая).

Сокращение капитальных затрат на бурение, соответственно, позитивно скажется на общей экономике проекта. На пике актив будет давать 4,8 млн тонн нефти в год. Новая технологическая схема предусматривает рост суммарного объема геологических запасов Приразломного месторождения по категориям С1 и С2 на 12%, до 263 млн. тонн, – это результат переинтерпре-

тации сейсмических данных, утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых. Период эксплуатации Приразломного нефтяного месторождения, соответственно, увеличен до 35 лет. 2016 год был отмечен для проекта разработки Приразломного еще одним важнейшим событием – изменением транспортно-логистической схемы. Если раньше для доставки нефти с «Приразломной» в Роттердам использовалось два челночных танкера дедвейтом по 70 тыс. тонн – «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров», – то начиная с февраля 2017 года, сырье сначала транспортируется на танкер-накопитель «Умба», установленный на рейде в Кольском заливе вблизи Мурманска, дедвейтом 300 тыс. тонн, а уже оттуда отдельными танкерами идет в Европу. «Использование плавучего нефтехранилища «Умба» позволило компании более гибко подходить к планированию объемов танкерных партий: укрупнить поставляемые партии сырья, оптимизировать стоимость фрахта и тем самым повысить эффективность экспорта нефти арктических сортов. Основным целевым рынком для сырья с Приразломного была выбрана Северо-Западная Европа. Нефть Приразломного месторождения отличается высокой плотностью, повышенным содержанием серы и, напротив, низким – парафина.

Важной составляющей эффективной реализации проекта должны быть расширение пула покупателей нефти ARCO. В рамках программы техперевооружения МЛСП значительно повысится эффективность 37 систем платформы. Изменения затронут технологический, энергетический и буровой комплексы, а также комплекс механического оборудования, обеспечения жизнедеятельности и безопасности, автоматизированную систему безопасности, системы навигации, связи и телекоммуникаций[37].

В 2016 году введены в эксплуатацию вторая и третья очереди вахтового поселка Варандей, ставшего базой для работающих на платформе работников. К концу 2017-го должен заработать ведомственный вертодром «Газпром нефть шельфа». К 2022 году на месторождении должен быть закончен процесс бурения последней, 32-й, скважины, что выведет в 2023 году место-

рождение на пик добычи в 4,8 млн. тонн. Это позволит достичь стратегической цели «Газпром нефти» – сохранить добычу на уровне 100 млн. т.н.э. к 2025 году.

На основании проведенного анализа Приразломного нефтяного месторождения, предлагается внести следующие рекомендации по повышению эффективности проекта:

1. Важным направлением эффективного развития проекта является совершенствование береговой инфраструктуры. Это позволит привлечь к работе на месторождении местное население, что значительно сократит затраты на доставку, проживание сотрудников, работающих на платформе.

2. Провести техническое перевооружение. Это позволит значительно повысить эффективность работы нефтяного месторождения.

3. Провести модернизацию автоматизированной системы безопасности, системы навигации, связи и телекоммуникаций, системы контроля за работой оборудования.

4. Внедрить систему ежемесячного мониторинга состояния окружающей среды. За счет оперативного реагирования, применения эффективных методов борьбы с чрезвычайными ситуациями, урон окружающей среде можно минимизировать.

5. Расширить пул покупателей нефти ARCO. За счет привлечения новых каналов сбыта повысится выручка проекта, соответственно и прибыль. Это позволит направлять часть чистой прибыли на дополнительное оснащение и модернизацию месторождения, а также на социальную поддержку работников.

## 4 Социальная ответственность

ООО «Газпром нефть шельф» является дочерней компанией ПАО «Газпром» и добросовестным участником рыночного хозяйства. Сочетая в себе эти миссии, Компания по собственной инициативе принимает на себя нижеследующие обязательства по социально ответственному поведению перед сторонами, интересы которых затрагивает деятельность ПАО «Газпром».

Продажа существующих обязательств происходит в ходе коллективных переговоров с профессиональным объединением Компании и закрепляется в Соглашении между Компанией и профобъединением, а также в локальных нормативных актах.

Принципы и нормы, закрепленные в настоящем Социальном кодексе обязательны для Компании, ее дочерних обществ и контролируемых ею некоммерческих организаций.

Утверждая Социальный кодекс, Компания подтверждает, что закрепленные обязательства:

- являются дополнительными по отношению к законодательству Российской Федерации и международным стандартам;
- не отменяют и не подменяют собой результаты коллективных соглашений с работниками;
- обращены как к работникам, неработающим пенсионерам организаций ПАО «Газпром», акционерам Компании, так и к коммерческим партнерам, - государству и гражданскому обществу;
- имеют под собой экономические расчеты;
- рассчитаны на солидарные инициативные действия участников рынка и партнерское взаимодействие с государством и обществом;
- подлежат пересмотру в ходе коллективных переговоров по заключению Соглашения между Компанией и профобъединением, с утверждением необходимых изменений на заседании Совета директоров Компании.

Социальная ответственность предприятия представляет собой уровень отклика на различные социальные потребности сотрудников. Независимо от того как складывается экономическая ситуация в стране и в мире, Компания принимает различные меры для того, чтобы выполнить свои обязательства, которые содержатся в настоящем Социальном кодексе. ПАО «Газпром» - социально ответственным предприятие. Особое внимание уделяется промышленной и экологической безопасности, а так же, социальной и экономической поддержке регионов. Кроме этого, компания обеспечивает гарантированный социальный пакет для своих сотрудников и их семей, проводит активную работу по созданию достойных условий труда на производстве.

В данной главе анализируется процесс управления корпоративной социальной ответственностью. Дана краткая характеристика корпоративной социальной ответственности ПАО «Газпром». Предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью.

#### **4.1 Внутренняя социальная политика компании**

##### **Охрана труда.**

ПАО «Газпром» гарантирует соблюдение международных стандартов, которые были приняты Международной Конвенцией организации труда, по вопросам заработной платы, охраны труда, предоставления оплачиваемых ежегодных и других отпусков, охраны труда и социального страхования.

Социальная политика компании направлена на:

- социальную защиту сотрудников;
- мотивацию работников эффективной работе;
- различные компенсации и гарантии;
- оказание материальной поддержки сотрудникам;
- санаторно-курортное обслуживание;
- дополнительное медицинское страхование;

- безопасные и удобные условия труда;
- дополнительные пенсии.

Для обеспечения комфорта и безопасности труда, на постоянной основе проводится мониторинг вредных факторов, а так же разрабатываются мероприятия направленные на их устранение.

К ним относятся:

- Отклонение климатических показаний на открытом воздухе. Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей климата в рабочей зоне. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия сотрудников.

Воздействие на человека в течение длительного времени неблагоприятных условий приводит к ухудшению его здоровья, снижению производительности труда. Время проведения ликвидации - июль, работы проводились и при высоких температурах. Максимальная температура воздуха + 35<sup>o</sup>C. Повышенная температура воздуха приводит к быстрой утомляемости работника, возможен перегрев организма и тепловой удар.

Высокая влажность при высокой температуре воздуха так же приводит к перегреванию организма. Если влажность низкая, возможно проявление неприятных ощущений, которое сопровождается сухостью слизистых оболочек дыхательных путей [32].

Подвижность воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека при высоких температурах, но отрицательно при высоких.

Мерами защиты служат перерывы в работе, применение защитных касок и защитной спецодежды (костюм хлопчатобумажный).

- Превышение уровней шума. Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведение ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать компрессорные установки



для пневматического испытания трубопроводов, а также машины для проведения земляных работ.

Если шум воздействует на организм в течение длительного времени, это отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии сотрудников, а также возможно снижение слуха [31].

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 ДБ. А чтобы предотвратить негативное воздействие производственного шума на сотрудников, применяют средства коллективной и индивидуальной защиты. Также, на объектах, используются средства индивидуальной защиты (наушники; ушные вкладыши).

- Физические нагрузки. Они характеризуется степенью функционального напряжения организма. Физическая тяжесть труда – это нагрузка на организм при труде, которая требует преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения.

Классификация физического труда по тяжести производится с учетом вида нагрузки (статическая или динамическая) и нагружаемых мышц по уровню энергозатрат[35].

ООО «Газпром нефть шельф» является дочерней компанией ПАО «Газпром» и добросовестным участником рыночного хозяйства. Сочетая в себе эти миссии, Компания по собственной инициативе принимает на себя нижеследующие обязательства по социально ответственному поведению перед сторонами, интересы которых затрагивает деятельность ПАО «Газпром».

Продажа существующих обязательств происходит в ходе коллективных переговоров с профессиональным объединением Компании и закрепляется в Соглашении между Компанией и профобъединением, а также в локальных нормативных актах.

Принципы и нормы, закрепленные в настоящем Социальном кодексе обязательны для Компании, ее дочерних обществ и контролируемых ею некоммерческих организаций.

Утверждая Социальный кодекс, Компания подтверждает, что закрепленные обязательства:

- являются дополнительными по отношению к законодательству Российской Федерации и международным стандартам;
- не отменяют и не подменяют собой результаты коллективных соглашений с работниками;
- обращены как к работникам, неработающим пенсионерам организаций ПАО «Газпром», акционерам Компании, так и к коммерческим партнерам, - государству и гражданскому обществу;
- имеют под собой экономические расчеты;
- рассчитаны на солидарные инициативные действия участников рынка и партнерское взаимодействие с государством и обществом;
- подлежат пересмотру в ходе коллективных переговоров по заключению Соглашения между Компанией и профобъединением, с утверждением необходимых изменений на заседании Совета директоров Компании.

Социальная ответственность предприятия представляет собой уровень отклика на различные социальные потребности сотрудников. Независимо от того как складывается экономическая ситуация в стране и в мире, Компания принимает различные меры для того, чтобы выполнить свои обязательства, которые содержатся в настоящем Социальном кодексе. ПАО «Газпром» - социально ответственным предприятие. Особое внимание уделяется промышленной и экологической безопасности, а так же, социальной и экономической поддержке регионов. Кроме этого, компания обеспечивает гарантированный социальный пакет для своих сотрудников и их семей, проводит активную работу по созданию достойных условий труда на производстве.

В данной главе анализируется процесс управления корпоративной социальной ответственностью. Дана краткая характеристика корпоративной социальной ответственности ПАО «Газпром». Предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью.

## 4.2 Анализ факторов внешней социальной ответственности

Компании ПАО «Газпром» ежегодно увеличивают затраты на разработку и участие в проектах, конкурсах, направленных на благотворительность и улучшение экологической обстановки. Помощь оказывается детским домам, ветеранам и инвалидам великой отечественной войны (ВОВ), малообеспеченным семьям, военнослужащим. На постоянной основе компании взаимодействуют с органами местной власти. В компаниях разработаны добровольные инициативы. В рамках таких инициатив Газпром первым из российских нефтяных компаний откликнулся на предложение Всероссийского общества охраны природы (ВООП) пройти проверку качества автомобильного топлива, реализуемого на АЗС Компании, на соответствие требованиям действующего государственного Технического регламента.

С 1 июля 2012 года все нефтеперерабатывающие заводы Газпрома в России перешли на производство автомобильных бензинов АИ-92 и АИ-95, соответствующих только Классу 5 (Евро 5). Выпуск бензинов Класса 4 (Евро 4) с этого момента прекратился.

Таким образом, Газпром значительно опережает требования государственного Технического регламента по срокам начала производства моторных топлив, соответствующих Классу 5 (Евро-5). Это стало возможным благодаря широкомасштабной программе модернизации нефтеперерабатывающих заводов, которую активно реализуется Компанией.

Проверка проведена с целью реализации задач ответственности перед потребителями за качество товаров и услуг. Также, ПАО «Газпром» стал участником проекта «Зеленый офис», реализуемым Greenpeace. Сущность проекта заключена в выполнении добровольных обязательств, направленных на улучшение экологической атмосферы офисов.

Участники проекта имеют возможность сократить расходы на содержание офиса, внести вклад в экономию энергопотребления, сокращении вы-

бросов парниковых газов. «Зеленый офис» позволит выполнить ряд мероприятий по ресурсосбережению по направлениям:

- тепло (в этом случае, в зависимости от присутствия сотрудников в помещении, используется автоматическая или ручная система регулировки, подачи тепла);
- электроэнергия (запрет на использование ламп накаливания, использование систем автоматического контроля освещения: датчики присутствия, датчики движения);
- вода (установка приборов учета расхода воды);
- ресурсы (применение офисной бумаги и гигиенической продукция, изготовленной из вторсырья, двухсторонняя печать, отдельный сбор мусора: бумага, пластик, стекло);
- загрязнение токсинами (запрет на использование средств бытовой химии, содержащих токсичные соединения. Все использованные картриджи собираются и сдаются на утилизацию, как и вышедшая из строя офисная техника, батарейки и аккумуляторы).

Основным своим приоритетом Компания считает помощь детям. Этот приоритет преобладает во всех программах, которые реализуются в России:

- культуры;
- благотворительные;
- спонсорские;
- программы развития детского и юношеского спорта.

В современных условиях, наиболее обоснованными являются именно социальные инвестиции в человеческий капитал.

Компания стремится к сбалансированному подходу, тем самым оказывает поддержку детям, которые из-за неблагоприятных семейных условий, здоровья оказались в худших условиях, в отличие от их сверстников, а так же детям, воспитывающимся вполне благополучных семьях, и помогают развивать их природные способности и таланты.

Еще одним приоритетом компании являются забота и поддержка подрастающего поколения. Кроме этого, компания подготавливает молодых квалифицированных специалистов для карьеры в российской нефтяной отрасли. Так же Публичное акционерное общество поддерживает ряд высших учебных заведений, в которых подготавливаются специалисты нефтегазового профиля.

Компания помогает больницам в регионах своего присутствия. Сотрудники, не остается безучастной к проблемам родного региона. Регулярно проводятся волонтерские мероприятия (дни донора, акции помощи).

### **4.3 Структура программ КСО ПАО «Газпром»**

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние.

Говоря о стейкхолдерах ПАО «Газпром», влияющих на бизнес и успех компаний можно выделить прямых:

- Акционеры Компании.
- Сотрудники Компании.
- Организации по производству и реализации нефтегазового оборудования.
- Нефтеперерабатывающие заводы.
- Научно-исследовательские учреждения.
- Торговые субъекты, реализующие нефтегазовую продукцию.
- Потребители продукции и услуг.
- Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке.

Другие группы стейкхолдеров, которые косвенно влияют на бизнес, но тесно связаны с обществом:

- Министерство энергетики РФ.
- Правительство РФ.
- Всемирный фонд дикой природы.

- Федеральная налоговая служба.
- Федеральная таможенная служба.
- Иные органы власти.

В таблице 12 указаны стейкхолдеры по степени важности.

Таблица 12 - Стейкхолдеры ПАО «Газпром»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Акционеры и сотрудники ПАО «Газпром»	Министерство энергетики РФ
Организации по производству и реализации нефтегазового оборудования	Правительство РФ
Нефтеперерабатывающие заводы	Всемирный фонд дикой природы
Научно-исследовательские учреждения	
Торговые субъекты, реализующие нефтегазовую продукцию	Федеральная налоговая служба
Потребители продукции и услуг	Федеральная таможенная служба
Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке	Иные органы власти

Основную часть предприятия занимают прямые стейкхолдеры. К косвенным стейкхолдерам же относятся органы управления федерального, местного и регионального уровня. Для предприятий нефтегазовой промышленности, деятельность которых строго регулируется Правительством РФ и органами власти, влияние косвенных стейкхолдеров значительно.

Таблица 13 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Благотворительность	Благотворительные пожертвования	Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке, Потребители товара/услуг	Ежегодно	Поддержка социально незащищенных групп населения, ветеранов войны и труда, людей с ограниченными возможностями, детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, малообеспеченных и многодетных семей
Безопасность труда	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, органы власти по охране труда	Ежегодно	Безопасные условия труда, минимизация риска аварийных ситуаций и производственного травматизма

Продолжение таблицы 13

Социальная политика	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, Научно-исследовательские учреждения	Ежегодно	Улучшение условий труда, быта и отдыха сотрудников, мониторинг состояния здоровья, развитие спорта, поддержка пенсионеров и ветеранов, содействие развитию регионов присутствия, добровольное страхование
Кадровая программа	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Обеспечение потребности в высококвалифицированном персонале
Окружающая среда	Социально-ответственное поведение	Потребители продукции и услуг	Ежегодно	Обеспечения экологической безопасности производственных объектов, охраны атмосферного воздуха, водных ресурсов и восстановления земель, мониторинга природной среды и объектов производства

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятия направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников.

Нефтегазовые компании в рамках КСО инвестируют в сферы, которые напрямую влияют на жизнь местного населения. Значительная часть средств большинства компаний направляется на развитие социальной инфраструктуры и образования.

«Отчетом по программе устойчивого развития за 2016 год», опубликованному в открытых источниках интернет предоставлены следующие данные по расходам.

Таблица 14 – Затраты на мероприятия КСО

Наименование мероприятия	Единица измерения	Цена, руб.	млн.	Стоимость реализации на планируемый период, млн. руб.
Социальная программа «Наши ветераны»	млрд. руб.	7,8		7,8
Конкурс социальных проектов	млрд. руб.	0,9		0,9
Спонсорство и благотворительность	млрд. руб.	1,2		1,2
Безопасность производства	млрд. руб.	6,9		6,9
Инвестиционная политика в человеческий капитал	млрд. руб.	1,0		1,0
Программа по «Охране окружающей среды»	млрд. руб.	18,2		18,2
ИТОГО				36,0

Изучив внутреннюю и внешнюю социальную политику ПАО «Газпром» можно сделать следующие выводы: Компания является крупнейшей российской и мировой корпорацией. Она формирует систему корпоративного управления, отвечающую общепризнанным мировым стандартам и обеспечивающую реализацию всех прав его акционеров, позволяющую построить эффективные взаимоотношения с акционерами, инвесторами и иными стейкхолдерами. ПАО «Газпром» принял и реализует концепцию социальной ответственности перед обществом. В России Компания делает акцент на мировую практику КСО. ПАО «Газпром» необходимо реализовывать больше проектов, направленных на регионы присутствия, уделять больше внимания проектам, направленным на персонал.

К реализации предложены несколько мероприятий: введение бесплатных обедов для сотрудников, программа помощи с жильем молодым семьям, оплата проезда на коммерческом транспорте, привлечение работников к участию в существующих социальных проектах.



## Заключение

Проект обустройства Приразломного месторождения на шельфе Печорского моря признан символом первенства России в промышленном освоении Арктики. Список достижений внушителен: отлаженная логистика в сверхжестких арктических условиях, более 2 млн. тонн добытой нефти, долгосрочные контракты с нефтеперерабатывающими заводами Северо-Западной Европы. В настоящей выпускной квалификационной работе исследовались экономические подходы к обоснованию варианта обустройства проекта нефтяного месторождения.

Для достижения этой цели были изучены теоретические основы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений, правовые и теоретико-методологические подходы к оценке проектов обустройства нефтяных месторождений. Дано технико-экономическое обоснование вариантов по разработке проектов обустройства нефтяных месторождений. Наиболее выгодным признан проект, где учтено наибольшее количество вводных данных (характеристика территории, характеристика объекта и прочие). Изучены организационно - экономические проблемы разработки проектов обустройства нефтяных месторождений в целом и в примере Приразломного месторождения в частности. Даны общие рекомендации по достижению большей эффективности реализации проекта.

Изучены социальные аспекты проектов обустройства Приразломного нефтяного месторождения. Оценка экологического риска позволила сделать вывод, что на этапе проектирования не были учтены многие факторы риска, не проработан механизм ликвидации последствий при разливах нефти. В настоящей выпускной квалификационной работе приведена оценка влияния на окружающую среду при обустройстве и эксплуатации скважин морской ледостойкой стационарной платформы Приразломная.

Нормативной базой при выполнении работ являлись действующие законодательные и нормативные документы, регулирующие экологическую безопасность при освоении месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе, показатели проектов-аналогов, получивших положительные заключения экологических экспертиз регионального и федерального уровня.

Приразломное нефтяное месторождение расположено в Печорском море. Климатические условия суровые, чувствительность природной среды к антропогенным нагрузкам высокая. Оценка воздействия на окружающую среду намечаемых работ показала, что проведение этих работ при выполнении запланированных природоохранных мероприятий не окажет необратимого воздействия на окружающую природную среду. Морская ледостойкая стационарная платформа Приразломная расположена за границами охраняемых территорий и морских зон повышенной биопродуктивности.

При обустройстве скважин и эксплуатации месторождения применена система профилактических мер, реализован ряд природоохранных мероприятий, таких как: - система мероприятий по охране основных компонентов природной среды; мероприятия, сводящие к минимуму ущерб редким и исчезающим видам морской биоты, а также особо ценным видам промысловых животных. Внедрена программа компенсации ущерба, нанесенного окружающей среде. Реализованы профилактические меры для предотвращения аварий. Готовность к быстрой реакции и эффективным действиям в аварийных ситуациях высокая. На основании выполненных системных действий можно утверждать, что реализация планируемой системы природоохранных организационных, технических и технологических мероприятий дает возможность к минимуму воздействий на окружающую среду в пределах допустимых параметров. Меры компенсационных мероприятий восполняют потери биологических ресурсов.

Обустройство Приразломного нефтяного месторождения дало существенный социально-экономический эффект на федеральном и на региональном уровне, заключающийся:

- в получении запланированных объемов экологически приемлемого топлива и сырья для нефтехимии;
- развитии и укреплении существующей производственной и социальной инфраструктуры; создании новых и сохранении существующих рабочих мест;
- использовании в гражданских целях потенциала оборонно-промышленного комплекса и технологий двойного применения;
- создании рабочих мест на государственных, негосударственных предприятиях и организациях, оказывающих сервисные услуги на различных этапах освоения месторождения и в социальной сфере;
- увеличении налоговых поступлений в государственный, региональный и местный бюджеты;
- техническом перевооружении и реконструкции действующих предприятий оборонно-промышленного комплекса регионов, прилегающих к району работ;
- развитии судостроения и судоремонтных работ, судоходства и портового хозяйства региона.

### Список использованных источников

1. Конституция РФ;
2. Федеральный закон «О недрах» от 03.03.95 г. № 27-ФЗ;
3. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.02 г. № 7-ФЗ;
4. Федеральный закон «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» от 17.07.98 г. № 155;
5. Федеральный закон «Об исключительной экономической зоне РФ» от 17.12.1998 г. № 191-ФЗ;
6. Федеральный закон «О континентальном шельфе РФ» от 30.11.1995 г. №187-ФЗ;
7. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ;
8. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.98 г. № 89-ФЗ;
9. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.99 г. № 96-ФЗ;
10. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.95 г. № 33-ФЗ;
- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ;
11. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации (утв. приказом Госкомэкологии России от 16.05.09 № 372);
12. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // Собрание законодательства РФ. 2002. № 2. Ст. 133.
13. Федеральный закон № 96-ФЗ. от 04.05.1999г «Об охране атмосферного воздуха» (в редакции от 22.08.2004)

14. Федеральный закон от 31 июля 1998 г. N 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» (с изменениями от 22 апреля, 30 июня, 11 ноября 2003 г., 22 августа, 29 декабря 2004 г.);
15. Постановление Правительства РФ от 10 апреля 2007 г. N 219 «Об утверждении Положения об осуществлении государственного мониторинга водных объектов». Пункт 16
16. ГОСТ 17.1.3.08-82 Охрана природы. Гидросфера. Правило контроля качества морских вод.
17. РД52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
18. РД 52.10.243-92 Руководство по химическому анализу морских вод - Л.: Гидрометеиздат, 1992.
19. ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения» (введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 13.12.1983 г. N 5854) // СПС ГАРАНТ.
20. ГОСТ 17.5.1.03-86 «Охрана природы. Земли. Классификация вскрышных и вмещающих пород для биологической рекультивации земель» (утв. постановлением Госстандарта СССР от 10.11.1986 г. N 3400) // СПС ГАРАНТ.
21. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 (утв. Минтопэнерго РФ 23.09.1996) // СПС Гарант.
22. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.
23. Алексеева М. Планирование деятельности фирмы. - М.: Финансы и статистика, 2015. С.256.
24. Амиян В. А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин, М.: Недра. 2012. – 279 с.
25. Абдукаримов И.Т., Беспалов М.В. Финансово-экономический анализ хозяйственной деятельности коммерческих организаций: учебное пособие / И.Т. Абдукаримов, М.В.Беспалов - М.: Инфра-М, 2015. - 320 с.

26. Амиян В.А., Казакевич Л.В., Бекин Е.П. Применение пенных систем в нефтедобыче М.: Недра. 2013. 229 с.
27. Артемьев В. Н., Ибрагимов Г. З., Иванов А. И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина - промысловый сбор - ППД; Нефтегазтехнология АЛ - Москва, 2013. - 419 с.
28. Бариленко В.И. Комплексный анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. пособие / [Бариленко В.И.]; под общ. ред. - М. : ФОРУМ, 2012. - 463 с.
29. Бабак С.В., Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Стратегическое управление нефтяной компанией / Под ред. М.А. Комарова. – М.: Геоинформмарк, 2012 г. – 324 с.
30. Бухалков М.И. Современная концепция маркетинга, его функции /М.: Недра. 2013. – 189 с.
31. Брагинский О.Б."Нефтегазовый комплекс Мира"/Москва, 2014г.-242 с.
- 32.Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / А.М. Плахов, Томский политехнический университет. -Томск, 2014. -236 с.
33. Буренина И.В., Хассанова Г.Ф., Эрмиш С.В.Проблемы рынка нефтесервисных услуг / М.: Недра. 2016. -277 с.
34. Богомольный Е. И. Обработка призабойной зоны скважин композициями на основе соляной кислоты и водорастворимого ПАВ на месторождениях Удмуртской АССР // Тез. докл. Всесоюз. конферен. Проблемы развития нефтегазового комплекса страны / Москва. 2012.- 45 с.
35. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. / М.: Недра. 2015 - 334 с.
36. Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов Удмуртии. / Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2013. - 269 с.
37. Вартанов А. С. Экономическая диагностика деятельности предприятия: организация и методология: Учеб. пособие / А. С. Вартанов. - М.: Финансы и статистика, 2015. - 326 с.

38. Вахрушина, М.А. Управленческий анализ: вопросы теории, практика проведения: монография / М.А.Вахрушина, Л.Б.Самарина. - М. : Вузовский учебник, 2012. -189 с.
39. Давыдов Б.А. Публикация «Российский нефтегазовый сервис в конкурентной среде» / Москва. 2014.-167 с.
40. Гуреева М.А. «Экономика нефтяной и газовой промышленности» / М.: Издательский центр "Академия", 2011. - 240 с.
41. Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г. (ГУП "ИПТЭР") Проблемы отраслевой науки нефтегазового комплекса России / Нефтяное хозяйство журнал Москва, 2013. - № 6. - с. 8-11.
42. Глушков, И.Е. Бухгалтерский учет на предприятиях различных форм собственности: в помощь финансовому директору, главному бухгалтеру, бухгалтеру / И.Е.Глушков. - Новосибирск: Экор-книга, 2015. - 943 с.
43. Ерёмина И.Ю. Управление развитием таланта менеджера в нефтегазовых компаниях: Монография /Под ред. Симоновой И.Ф. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2015. – 285с. – (Федер. Агенство по обр. РФ РГУ Нефти и Газа им. И.М.Губкина, Кафедра управления трудом и персоналом).
44. Жилиева В.В., Лунькин А.Н. «Экономика нефтегазовой отрасли: учебное пособие для СПО». / Волгоград: Издательский Дом "Ин-Фолио", 2012. - 240 с.
45. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; М.: Недра - Москва, 2012. - 365 с.
46. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов; М.: Недра - Москва, 2013. - 365 с. Ионова А.Ф., Селезнева Н.Н. Финансовый анализ. Управление финансами: Учебное пособие, 2012. - 629с.
47. Закиров, И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений; М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований - Москва, 2012. - 356 с.
48. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: Учеб. для вузов. /Ишмурзин А.А./ Уфа, 2014. – 565с.

49. Итоги развития нефтяной и газовой промышленности / "Нефтяное хозяйство". Москва, 2013. - №6. - с. 76 - 77.
50. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара: Кн. изд., 2014.- 440 с.
51. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. / М.: Нефть и газ, 2013.- 282 с.
52. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ; М.: Недра - Москва, 2013. - 638 с.
53. Лысенко, В.Д.; Грайфер, В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Development of low-productive oil deposits. На русском и английском языках; М.: Недра - Москва, 2012. - 559 с.
54. Соколов С. В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений; Наука - , 2015. - 200 с.
55. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело: Полный курс: Учеб. пособ. / В.В.Тетельмин, В.А.Язев. – Долгопрудный: ИД «Интеллект», 2015. – 800с.
56. Теслюк, Е.В. Термогидродинамические основы проектирования разработки нефтяных месторождений при неизотермических условиях фильтрации; М.: Грааль - Москва, 2013. - 549 с.
57. Отчет о конференции "Нефтегазовый сервис в России"-2015.- 38 с.
58. Кудряшов С.И. «Перспективы развития нефтегазового комплекса в России».
59. Каспарьянц К.С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений Самара: ПО "Самвен", 1994.- 415 с.
60. Мустаев Я. А., Илюков В. А., Мавлютова И. И. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. с. 9-11.
61. Мустафин Г.Г., Лерман Б.А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта //ВНИИОЭНГ. РНТС Сер. Нефтепромысловое дело., 2012. № 7. с. 7-8.



62. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти; Альянс - Москва, 2013. - 452 с.
63. Сучков Б.М. Проведение СКО в динамическом режиме, Нефтяное хозяйство – 2013. № 6. с. 52-55.
64. Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. 2014. -195 с.
65. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.: Недра. 2016. - 308 с.
66. "Современное состояние нефтегазовой промышленности России" - Институт энергетической стратегии совместно с Центром изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН.
67. Сироткин С.А., Кельчевская Н. Р. Финансовый менеджмент на предприятии./М.Недра. 2015. – 277 с.
68. Ситенков В.Т. Проектирование обустройства нефтяных месторождений «САМИЗДАТ», 2012.-457с.
69. Современное состояние и перспективы производства нефтепродуктов в РФ//М. Нефть, газ и бизнес - 2014, №11. с. 25 - 29.
70. Современное состояние нефтяной промышленности России // "Бурение и нефть". Москва, 2013. - №5. - с. 8 - 13.
71. Чернов И.Н., 2003 «Особенности обустройства Приразломного нефтяного месторождения»/ И.Н. Чернов, генеральный директор ЗАО «Севморнефтегаз» 2013г./УДК 553.982.2.
72. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности/ Под ред. В.Ф.Дунаева. – 3-е изд., испр. и доп.- М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2008.-305с. – (Федеральное Агенство по обр. РГУ Нефти и газа им. И.М.Губкина).
73. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации; М.: ВНИИО-ЭНГ - Москва, 2013. - 158 с.

74. Официальный сайт [электронный ресурс <http://www.gazprom-neft.ru/>](дата обращения 17.06.2017г.).
75. Информационно-аналитический портал «Нефть России» <http://www.oilru.com/> (дата обращения 17.06.2017г.).
76. Сайт ПАО «Газпром» - [электронный ресурс] <http://www.gazprom.ru/> 4. Нефтегазовый форум - <http://www.oilforum.ru/forum/> (дата обращения 17.06.2017г.).
77. Сайт ОАО «ЛУКОЙЛ» - <http://www.lukoil.ru/> (дата обращения 17.06.2017г.).
78. Сайт ПАО «Роснефть» - [электронный ресурс] <http://www.rosneft.ru/> (дата обращения 17.06.2017г.).
79. Сайт ОАО НК «Русснефть» - [электронный ресурс] <http://www.russneft.ru/> (дата обращения 17.06.2017г.).
80. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». Отчет по устойчивому развитию ОАО «НК «Роснефть» в 2012 году. - [электронный ресурс]: [http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN\\_SR\\_2012\\_WEB.pdf](http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2012_WEB.pdf) (дата обращения 17.06.2017г.).
81. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». Отчет по устойчивому развитию ОАО «НК «Роснефть» в 2013 году. - [электронный ресурс]: [http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN\\_SR\\_2013\\_WEB.pdf](http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2013_WEB.pdf) (дата обращения 19.06.2017г.).
82. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». Отчет по устойчивому развитию ОАО «НК «Роснефть» в 2013 году. - [электронный ресурс] [http://www.rosneft.ru/attach/0/23/02/RN\\_SR\\_2014\\_WEB.pdf](http://www.rosneft.ru/attach/0/23/02/RN_SR_2014_WEB.pdf) (дата обращения 19.06.2017г.).
83. Рогозин Д.О. Освоение Арктики - вопрос национальной безопасности – [электронный ресурс]: [http://www.arctic-info.ru/news/20.12.2013/dmitrii-rogozin--osvoenie-arktiki-vopros-nacional\\_noi-bezopasnosti](http://www.arctic-info.ru/news/20.12.2013/dmitrii-rogozin--osvoenie-arktiki-vopros-nacional_noi-bezopasnosti) (дата обращения 07.06.2017г.).

84. BP in Arctic - [электронный ресурс]: [http://www.bp.com/content/dam/bp-country/ru\\_ru/folder/BPinarctic.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp-country/ru_ru/folder/BPinarctic.pdf) (дата обращения 12.06.2017г.).
85. Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. P. 21. 26. Chukchi Sea Permit, Alaska, United States of America // Offshore Technology - [электронный ресурс]: <http://www.offshoretechnology.com/projects/chukchiseapermit/> (дата обращения 11.06.2017г.).
86. Eni и Statoil начали разработку месторождения Голиаф в Баренцевом море // Бурение на шельфе - [электронный ресурс]: 100 <http://neftegaz.ru/news/view/147110-Eni-i-Statoil-nachali-razrabotkumestorozhdeniya-Goliaf-v-Barentsevom-more> (дата обращения 12.06.2017г.).
87. Licensing rounds on the Norwegian Continental Shelf - [электронный ресурс]: <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Themearicles/Licensing-rounds/> (дата обращения 18.06.2017г.).
88. More Alaska Production Act. Office of Governor Sean Parnell – [электронный ресурс]: <http://gov.alaska.gov/parnell/priorities/resources/morealaska-production-act.html> (дата обращения 12.06.2017г.).
89. The Norwegian Petroleum Directorate. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities, Section 3-3 Production licence/ - [электронный ресурс]: <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/#3-3> (дата обращения 11.06.2017г.).
90. The Norwegian Petroleum Directorate. Area fees – Stipulation of new rates – [электронный ресурс] <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/> (дата обращения 12.06.2017г.).
91. The Norwegian Petroleum Directorate. Norwegian pre-qualification system – [электронный ресурс]: <http://www.npd.no/en/Topics/Productionlicences/Themearicles/Pre-qualification/> (дата обращения 12.06.2017г.).

92. Информационно правовой портал «Гарант.ру» [Электронный ресурс]// База данных содержит нормативно- правовую информацию - URL:<http://www.garant.ru> (дата обращения 14.06.2017г.).

93. Экспресс-анализ эффективности деятельности предприятия, разработка стратегии компании «Corpsys» [Электронный ресурс] // База данных со сведениями о проведении экспресс-анализа предприятия - URL:<http://corpsys.ru/service/Express.aspx> (дата обращения 14.10.2017г.).

## Список публикаций

1. Экология и управление природопользованием: сборник научных трудов Первой всероссийской научно-практической конференции с международным участием, г. Томск, 24–25 ноября 2016 г.; под ред. А.М. Адама. Вып. 1. – Томск: Литературное бюро, 2017. – 184 с. (91 – 92с);
2. Калинин П. Ю. Оценка эффективности проекта обустройства Приразломного нефтяного месторождения / П. Ю. Калинин ; науч. рук. М. Р. Цибульникова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 819-821];
3. Калинин П. Ю. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в ОАО «АК «Транснефть» Е.Я. Саксонова, П.Ю. Калинин Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия [С. 887-888];

## **Приложение А**

### **Совершенствование организационных и экономических подходов к разработке нефтяных месторождений**

#### **The improvement of organizational and economic approaches to the development of oil field projects**

##### **1. The international experience in the development of oil field projects**

The relevance of assessment of investment attractiveness of oil fields development is not in doubt in the global community. When assessing the efficiency of oil fields development is necessary and expedient to carry out forward planning to select development strategies as a separate entity and oil company[74]. To solve this problem it is necessary to produce a ranking of all of the fields developed by the company, the main indicators of economic efficiency to determine their investment attractiveness and determine priorities for the long term. During this work you must accept the following conditions:

- evaluation of economic efficiency is made according to the calculation of oil production on the methods of block technology;
- macroeconomic parameters used in the calculation are for all fields a single, recalculated annually and submitted for reapproval of the investment Directorate;
- specific operating costs different for everyone field;
- subject to the conditions of production levels and the company's development strategy it is necessary to recalculate.
- After performing calculations to assess the effectiveness of each field the ranking is made in terms of profitability to identify fields:
  - investment-attractive;
  - low profitability;
  - unprofitable.

For the first two groups of fields in the future ready programme (a set of geological and technical measures, drilling, the construction of infrastructure facilities), and the last group being reviewed for possible optimization or sale [72].

For objective evaluation of the effectiveness of field development it is necessary to produce the formation of investment projects with allocation of all costs for a specific field (with the exception of costs of General administrative nature). Depending on the purpose there are two approaches to the formation of the investment projects:

- planning for the near future – preparation of investment projects on development of deposits for the period depending on the requirements of the company;
- planning for the current (reporting) year – preparation of investment projects for development of fields that include various kinds of activities corresponding to the strategy of business planning of the company.

Formation of investment projects should begin with an audit of all Fund of wells to identify wells-candidates for carrying out well intervention, specification and coordination. After that start directly in the planning of GTM (type, quantity, and schedule) and the calculation of additional oil production data from GTM. Depending on the kind of GTM payroll period for additional oil production as follows (derived from available statistics on the major companies in the industry):

- for construction projects (hereinafter PGR) – 15 years;
- for projects of hydraulic fracturing (more commonly known as fracking) – 4 years;
- for projects of capital repair of wells (hereinafter KRS) (except for such things as the communion and return to the others and sidetrack kickoff) – 3 years;
- for projects, initiation and return to the others and sidetrack kickoff – 5 years;
- for projects of EOR – 1 year.

For all kinds of projects with an estimated period longer than one year is needed for subsequent periods to lay the regulatory GTM (KRS – 1 once in three years and the preventive maintenance of the wells according to the specific field overhaul period) [76].

Can not plan the same well on multiple projects in the current year. When planning you must consider the additional costs of excess GTM, repairs on the wells, which this year has already made the basic GTM. Planning excess of GTM is to maintain the already achieved growth of oil production or to exit the mode potential well under the condition of not achieving the previously held basic GTM, with the result that the project will require additional costs for repairs. In practice, there are also costs associated with the situation when the repair is not the end of the main GTM. All the above positions are recorded in the form of the initial production information.

After the formation of the input production information for the investment project it is necessary to proceed to economic assessment of profitability of the planned actions. For this you need to use the following conditions:

- start date of calculation and start date discount –the first of January of the year the beginning of the project;
- the cost of all GTM (basic, additional, unfinished the main GTM, unsuccessful) current year are the investment costs, included in the sum estimated investment and are determined by a direct account and production costs regulatory GTM, following years as an operating expense;
- capital expenditures incurred prior to the beginning of the project, are disregarded in the calculations, but the depreciation on them is accrued and is involved in the calculations;
- operating costs are calculated on the basis of the norms conditionally-variables and semi-fixed costs, mature according to the results of the previous year, given the rate of inflation;
- for calculations used macroeconomic parameters, определенныеfor planned projects (the price of oil, the dollar, the rate of inflation).



International experience shows that when calculating the performance indicators you should consider the main categories of risk acting on the results of the activities of oil companies [78]. In this regard, consider the basic directions of realization of risk in the investment design. The uncertainties and risks involved in the oil industry result from the fact that oil and gas lie deep in the bowels of the earth[75]. The discovery of oil fields, collecting data on the occurrence of oil reservoirs, the properties of oil and related fluids, the build quality of geological models depend on the ability to interpret information obtained by remote method.

Risks oil companies are present both at the stage of exploration and the subsequent stages of evaluation and development of oil fields.

Exploration traditionally characterize the entire oil industry as an extremely risky business. It would seem that over time, technologies develop, as well as our knowledge and experience, and, accordingly, the probability of success should increase. However, this does not happen, the fact is that the largest, most obvious petroleum structure have already been identified and drilled. New search targets become smaller and harder to detect.

The next category is infrastructure risks associated with underground and above ground systems and facilities to be created by people. In the oil industry also has many infrastructure facilities: wells, installation of oil treatment, tank farms, network of pipelines of great length, refineries, gas stations and so on. If the oil infrastructure is not entered in time or do not perform needed functions, there is the risk of loss of all or part of investments[77].

Extracted and pumped the mixture (oil, gas, formation water) is itself a source of risks. Often in oil with aggressive substances (e.g. sulphur), which promote rapid wear of equipment and pipelines. Because of this, the equipment fails, there are gusts. In addition, the derived production is explosive and is often under a lot of pressure, which in certain situations can also lead to various negative consequences.

Risks that exist when carrying out underground works. Drilling and repair of wells can be accompanied by failure cases, which can lead to loss of the well or additional costs to eliminate accidents..

The next very important group of risks are the risks associated with the policy of the state. State agencies create "rules of the game" within which operates the oil industry. Changes in government regulation that are made after the companies made their investments, carry the risk of default attachments.

Areas in which the state carries out its regulatory activities include issues of ownership and licensing, security issues and preservation of health of citizens, protection of the environment and of.[77].

The next group can be considered as risks associated with the economy as a whole. Investment in oil production produced in the framework of the existing economic system, in which many important parameters change over time. On most parameters, such as the demand for oil, oil prices, the cost of equipment, wages, exchange rates, inflation, borrowing costs, oil companies and investors cannot influence. Periodically these parameters change in unpredictable ways. Changes may reduce the attractiveness of oil or lead to their negative profitability.

Unpredictable changes in oil prices – the hallmark of the oil business. This is the main source of uncertainty in the oil industry that carries significant investment risk. The basis of the formation of oil prices is the law of supply and demand. Almost all countries are consumers of oil and about 40 countries are its producers. Any change in the behaviour of producers or consumers of oil leads to a change in equilibrium and therefore the price of oil [72].

In addition to the price of oil is a significant source of risk is also a change in currency exchange rates. The oil business is an international. The operation of buying and selling, borrowing and investments are held in different countries in different currencies. Changes in exchange rates of various countries can affect the economic effectiveness of oil companies solutions.

Another source of risk – the inflation rate. Most of the projects in the oil industry have a long-term planning horizon. To calculate the efficiency of the pro-

ject, it is necessary to calculate the projected cash flow from the project taking into account future inflation. The longer the period of time for which the forecast is, the higher the degree of uncertainty and the more difficult it is to predict the rate of inflation.

The last group can be considered as risks with business partners. Despite the fact that oil companies are among the largest in the world, they often work in partnership with other companies. Most companies enter into partnership agreements to share the risks of exploration. Agreement apply to the subsequent joint development of open fields.

In addition, companies have contracts with service companies providing services for drilling wells, maintenance of surface and underground equipment [76].

When two or more companies enter into a partnership to work together or make joint investments inevitably reflect the difference of opinion regarding this or other matters. Accordingly, if the partners are unable to agree on the General principles of joint work, the efficiency of their joint activities is. For example, companies may have their own preferences in hardware, software, and technical standards.

One company may own shares in any of the service company or the pipeline that she wants to attract to the project, and thus may be a conflict of interest.

Specialists of different companies (engineers, economists, scientists) may be different views on the valuation of oil reserves, productivity of wells, design of infrastructural facilities or the understanding of future changes in oil prices [73]. Also of great importance are the personal relationships of senior management of the company.

The degree of uncertainty, which has to work for oil companies, is extremely high, and the sources of risks for projects in the field of oil production and the oil business as a whole much more than it might seem at first glance. But despite these circumstances, most oil companies are able to lead a completely successful operation.

## **2. The recommendations to the improvement of organizational and economic approaches to the development of oil field projects**

Oil complex of the Russian Federation is currently in crisis. This gives grounds to say that the problem of effective activity of oil producing companies topical. In modern conditions the situation is especially worsened due to such factors as a decline in productivity, the reduction of oil production, the reduction of search and exploration of new fields, substantial depreciation, the weakening of the transport infrastructure. The crisis in the oil sector, largely due to the extensive character development, accompanied by repenomamus oil with violation of technological regulations and without the use of achievements of scientific-technical progress and modern technologies. In these conditions, important is the problem of determining the strategic development of the oil companies of the country in terms of restructuring the economic system. The most important consideration becomes integrated oil companies, from the perspective of a single production cycle from crude oil production to sales of petroleum products to end consumers.

International experience in the development of oil projects showed a large number of organizational and economic shortcomings. There is a need for the development of organizational-economic approaches to development of oil projects in terms of ensuring national interests of the country. Relevant is the issue of increasing the flexibility of planning the development of oil and gas companies for the future. To solve this issue using an integrated approach to design. It is more effective on the beginning stages of planning: developing the project concept and evaluation component of efficiency of development of deposits[52]..

If necessary, adjustments in the initial stages of the launch of the project, minimal financial expenses and labor costs, directly affect the final result. Adjustments in the later stages would entail the need to attract much larger funds and may adversely affect the end result. This implies that integrated planning implementation of the project becomes the most important decision-making tool in the early

stages of designing and forecasting of development of deposits. Develop approaches for the planning and

Development of the concept in a number of leading foreign companies, such as: Chevron, Shell, BP, was due to the need to develop effective options of operation and field development, economically and technologically beneficial.

To create a single integrated model of the field in different companies have implemented individual programs designed by different companies. They provided for the exchange of information between the modules (layer, surface, economy). The main idea of the algorithm development was connected with the search for effective methods of designing. The main feature of an integrated organizational economic approach to the design of the Western experts is the uncertainty information of the design data influencing the final result: NPV, oil and gas production. Today there is a lot of demand to increase flexibility. From this it follows that the development of oil projects is important to integrated planning for all areas of coverage project. It will allow you to solve a number of key issues:

- to monitor the current state of the company;
- to choose the best path of development of infrastructure fields;
- to organize a system of gathering information about the project (production, logistics);
- to develop steps for the efficient operation of oilfield facilities;
- to determine the optimal tempo arrangement of new deposits.

It is essential that the monitoring and development of the relevant normative framework for the development and implementation of oil projects.

This approach allows a qualitative assessment of economic effect from implementation of the project. With the aim of achieving efficient solutions to the above issues, you need to implement the unique software engineering "Geology and mining". Interrelated modules: "Development", "Development", "Economics" allows you to share programmatic data and respond instantly to the current situation in real-time. It can be as identifying the current analysis of deviations from planned and emergency situations related to oil spill[76].

On the studied topic, it is possible to give General recommendations for improving the organizational-economic approaches to development of oil projects. improving the effectiveness of the project. Required:

- the collection of reliable and relevant information on the flora and fauna in the zone of potential impact of the project. A full impact assessment on these objects at the design stage;
- the contents in the project documentation are complete, accurate and relevant information about the possible adverse effects of the implementation of the project;
- the development of action plans in cases of emergency situations and elimination of their consequences, and monitoring the impact of the project;
- development of normative documentation of specific plans to save wildlife;
- the development of an action Strategy for dealing with contaminated wildlife;
- analysis of possible oil spills and action plans for their elimination taking into account the need of priority protection of the objects of wildlife and their habitats;
- development of technological approaches to elimination of consequences of emergency situations;
- inclusion in project documentation analysis of "beyond design basis accidents". As practice shows, the willingness to take effective action in these situations is extremely low;
- the holding of permanent geological-technological control. This would prevent the development of accidents at wells;
- development of the planned monitoring activities and action plans on the priority protection of particularly protected natural territories;
- the analysis of volumes of insurance of responsibility;
- optimization of operating and capital costs for the project, including through the use of projects advanced technology and practices;

- an important direction for effective development of the project is improvement of coastal infrastructure. This direction will allow to involve in the project local population.

Recommendations for improving the organizational-economic approaches to development of oil projects will significantly increase the efficiency of project implementation.

## Приложение Б

### Укрупненный расчет эксплуатационных затрат (тыс. руб.)

Наименование статьи	Год реализации проекта (факт)			Плановые показатели по проекту							Итого
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Объем реализации	5400000	6200000	7200000	9000000	9000000	9000000	9500000	9900000	9900000	9900000	85000000
Эксплуатационные затраты											
Материалы	80000	110000	100000	80000	100000	100000	100000	110000	60000	60000	900000,0
ФОТ	11456,6	13153,9	15275,5	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	19094,4	173546,9
Страховые взносы	2978,7	3420,0	3971,6	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	4964,5	45121,9
Электроэнергия для платформы	403660,8	463462,4	538214,4	672768	672768	672768	672768	672768	672768	672768	6114713,6
Затраты на текущий ремонт оборудования	227257,0	260924,7	303009,3	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	378761,6	3442522,1
Налог на пользователей автодорог (береговая инфраструктура)	54000	68200	72000	90000	99000	90000	72000	99000	54000	45000	743200,0



Продолжение приложения Б

Страхование от несчастного случая	90,2	104,1	121,1	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	151,6	1381,1
ИТОГО эксплуатационные затраты	779444,8	919266,3	1032593,1	1245741,3	1274741,3	1265741,3	1247741,3	1284741,3	1189741,3	1180741,3	11420493,2
Амортизация ОС	469830,2	539434,7	626440,2	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	783050,3	7117057,2
ВСЕГО	1249275,0	1458700,9	1659033,3	2028791,6	2057791,6	2048791,6	2030791,6	2067791,6	1972791,6	1963791,6	18537550,4

## Приложение В

### Фактические капитальные вложения в обустройство месторождения «При-разломное» (тыс. руб.)

№	Показатель	Год			Всего
		2014	2015	2016	
1	Стоимость скважин	1880000	1497600	1597440	4975040
2	Стоимость УКПГ	1600000	800000	1600000	4000000
3	Стоимость шлейфов	72000	72000	78000	222000
4	Стоимость коллекторов	96000	96000	80000	272000
5	Стоимость разработки ин-фраструктуры	160000	80000	72000	312000
6	Затраты КС	40000	100000	20000	160000
7	Стоимость прочих капиталовложений	1154400	793680	1034232	2982312
	ИТОГО	5002400	3439280	4481672	12923352

## Приложение Г

### Возможные нефтяные загрязнения акваторий и побережий при разливе нефти в 10000 тонн за 5 суток Potential oil pollution of the seawaters and the shoreline after oil spill of 10000 t over 5 days

