

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология топлива и газа  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Моделирование и оптимизация процесса промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях</b>

УДК 622.276.8:551.351.2(47+57)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Золотуева Юлия Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Попок Евгений Владимирович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально-гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин	Атепаева Наталья Александровна	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП (18.04.01)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий химического производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать химико-технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области создания <i>новых</i> материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностраннным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 18.04.01 «Химическая технология», профиль «Химическая технология топлива и газа»  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ72	Золотуева Юлия Сергеевна

Тема работы:

<b>Моделирование и оптимизация процесса промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 21.03.2019 №2190/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21 мая 2019 г

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический</i></p>	<p>Технологическая схема и технологический регламент установки подготовки нефти морской стационарной ледостойкой платформы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Анализ режима работы системы подготовки нефти МЛСП;</li> <li>• Моделирование системы подготовки нефти с помощью программного комплекса</li> </ul>
--	--

анализ и т. д.).	UniSim Design; <ul style="list-style-type: none"> <li>Повышение эффективности работы и уровня безопасности эксплуатации системы подготовки нефти на основе разработанной модели.</li> </ul>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Аналитический обзор мирового опыта добычи нефти на шельфовых месторождениях. Особенности разработки шельфовых месторождений. Особенности промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема системы подготовки нефти МЛСП

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Атепаева Наталья Александровна, старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин

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


Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.01.2019
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Попок Е.В.	к.т.н.		14.01.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Золодуева Ю.С.		14.01.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ72	Золодуевой Юлии Сергеевны

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 «Химическая технология»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Работа с информацией, представленной в российских и зарубежных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ причин и следствия проблем, оценка коммерциализации проекта.</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Устав проекта, организационная структура проекта, ограничения и допущения проекта.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Разработка графика проведения научного исследования. Определение бюджета научно-технического исследования.</i>
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования компьютерно-моделирующей программы промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Диаграмма Исикавы
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Матрица SWOT
5. График проведения и бюджет НТИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
7. Потенциальные риски

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Золодуева Юлия Сергеевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ДМ72	Золодуевой Юлии Сергеевны

<b>Школа</b>	<b>Школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	18.04.01 Химическая технология топлива и газа

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования – МЛСП «Приразломная» Область применения – нефтедобывающая отрасль.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Правовые нормы трудового законодательства, регулирующие соблюдение безопасности при работе в производственных помещениях. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014)</i></p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>1. Опасными веществами в буровом и эксплуатационно-технологическом комплексе МЛСП являются: сероводород в составе попутного газа, углеводороды, содержащиеся в нефти и попутном газе, соляная кислота, антифриз, входящий в охлаждающую жидкость и теплоноситель, цемент, барит.</i></p> <p><i>2. Превышение уровня шума</i></p> <p><i>3. Отсутствие или недостаток естественного света</i></p> <p><i>4. Недостаточная освещенность</i></p>

	<p>рабочей зоны</p> <p>5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Вредное воздействие распространяется преимущественно на атмосферу. Для борьбы с загрязнением воздуха следует применять поглотители углеводородсодержащих газов, отработанные газы подвергать сжиганию. Воздействие на гидросферу и литосферу отсутствует, так как: нет слива вредных веществ; нет выброса твердых остатков</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС на установке: химический или физический взрыв, пожар, разрушения сооружений, технических устройств или их элементов, аварийный разлив нефти.</p> <p>Наиболее типичным ЧС является аварийный разлив нефти при эксплуатации МЛСП «Приразломная»</p>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин	Атепаева Наталья Александровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ДМ72	Золодуева Юлия Сергеевна		

## Реферат

Магистерская диссертация содержит 113 с., 27 рисунков, 38 таблиц, 55 источников.

Ключевые слова: нефть, промысловая подготовка нефти, шельф, шельфовые месторождения, сепарация, обезвоживание и обессоливание.

Объектом исследования является морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная».

Цель работы – оптимизация технологического режима работы системы подготовки нефти на МЛСП «Приразломная» с применением метода компьютерного моделирования.

В процессе исследования проводились моделирование процесса промысловой подготовки нефти на шельфовых месторождениях, проверка разработанной модели на адекватность, варьирование параметров, которые были взяты из прогноза режима эксплуатации месторождения.

В результате исследования составлена адекватная математическая модель установки подготовки нефти МЛСП «Приразломная», данная модель проверена на адекватность, с использованием данной модели разработаны рекомендации по оптимизации технологического режима работы установки подготовки нефти МЛСП «Приразломная».

Область применения – нефтедобывающая отрасль на шельфовых месторождениях.

## Оглавление

Реферат.....	8
Введение .....	11
1 Литературный обзор .....	12
1.1 Состав и свойства добываемой нефти .....	12
1.2 Требования к товарной нефти .....	13
1.3 Особенности подготовки нефти на шельфе .....	16
1.4 Патентный обзор.....	25
2 Экспериментальная часть .....	29
2.1 Добыча нефти на платформе «Приразломная» .....	29
2.2 Моделирующая система «UniSim Design» .....	33
2.3 Моделирование и оптимизация процесса .....	35
2.3.1 Проверка модели на адекватность .....	37
2.3.2 Ход работы и обсуждение результатов .....	38
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	48
3.1.1 Потенциальный потребитель результатов исследования.....	48
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	49
3.1.3 Диаграмма Исикавы.....	51
3.1.4 SWOT-анализ .....	52
3.1.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	54
3.1.6 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования .....	56
3.2 Инициация проекта.....	56
3.2.1 Цели и результат проекта.....	56
3.2.2 Организационная структура проекта.....	57
3.2.3 Ограничения и допущения проекта.....	58
3.3 Планирование управления научно-техническим проектом .....	58
3.4 Иерархическая структура работ проекта.....	58
3.4.1 Контрольные события проекта.....	59

3.4.2 План проекта .....	60
3.4.3 Бюджет научного исследования.....	63
3.4.4 Организационная структура проекта.....	67
3.4.5 Реестр рисков проекта .....	68
3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	69
3.5.1 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	69
4 Социальная ответственность.....	73
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ..	73
4.2 Производственная безопасность. ....	74
4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	75
4.3 Экологическая безопасность .....	81
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	85
Выводы по работе .....	87
Список использованных источников .....	89
Приложение А .....	95
Приложение Б Раздел, выполненный на иностранном языке .....	96

## **Введение**

«Богатство земли русской Сибирью прирастать будет и морями студеными», — сказал когда-то Михаил Ломоносов. Осваивая богатство земли, мы чаще всего опускали последние слова данной цитаты. Зато как же значительно они звучат в данное время, когда изучена геология не только суши, но и шельфа, то есть прибрежной мелководной части морей. Практически весь шельф России располагается в холодных морях Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Его протяженность у берегов России составляет 21% всего шельфа Мирового океана. Около 70% его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа.

Разведанные запасы на шельфе Северного Ледовитого океана составляют 25% мировых запасов углеводородного сырья. Для того чтобы понять, что это значит для экономического могущества нашей страны, приведем определенные факты. Нефть и газ обеспечивают 20% внутреннего валового продукта Российской Федерации, они являются главными ресурсами нашего экспорта, давая больше половины его доходов. Но основные их месторождения на суше уже частично выработаны, а в Татарстане и Западной Сибири — истощены. Согласно мониторингам, при имеющихся темпах добычи эксплуатируемых месторождений России нефти хватит приблизительно на 30 лет. Прирост разведанных запасов в настоящее время не покрывает добываемого количества.

Освоение арктического шельфа – предпосылка экономического могущества страны и здесь, помимо вовлечения в процесс добычи нефтегазовых компаний, важным фактором оптимизации процессов добычи и снижения сопутствующих добыче рисков является грамотная и продуманная государственная программа по добыче нефти и других природных ресурсов.

# 1 Литературный обзор

## 1.1 Состав и свойства добываемой нефти

Сырая нефть – это жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси.

Основными элементами, составляющими нефть, являются углерод, массовое содержание которого колеблется в пределах 83 – 87 %, и водород (12 – 14 %). Из других элементов в состав нефти в заметных количествах входят сера, азот и кислород. Содержание серы в нефтях колеблется в широких пределах: от нескольких сотых и даже тысячных долей до 6 – 8%, в отдельных случаях до 9,6 и даже до 14 % [1]. Сера в настоящее время считается важнейшим из гетероатомов, так как входит в состав нефтей в наибольших количествах, а сернистые соединения оказывают существенное (чаще всего отрицательное) влияние на качество нефтепродуктов. Азот и кислород входят в состав нефтей в меньших количествах: азот 0,02 – 1,7%, кислород 0,06 – 3,6 % [2].

Таблица 1 – Главные гомологические ряды компонентов нефтей [2]

Группа	Ряды
<i>Углеводороды</i>	
Алканы	$C_nH_{2n+2}$
Циклоалканы моноциклические полициклические	$C_nH_{2n}$ $C_nH_{2n-p}$ (p=2,4,6,8,10)
Арены моноциклические полициклические	$C_nH_{2n-6}$ $C_nH_{2n-6}$ (p=12,14,18,20,24,30,36)
Циклоалкано-арены	$C_nH_{2n-6}$ (p=8,10,12,14,16,18,20,22)
<i>Серосодержащие соединения</i>	

Группа	Ряды
Насыщенные ациклические циклические	$C_nH_{2n+2}S$ $C_nH_{2n-p}S$ (p=0,2,4,6)
Тиофеновые	$C_nH_{2n-6}S$
Тиофено-циклоалкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}S$ (p=6,8,10,12,14,16,18,20, 22,24,26,28,30,32)
<i>Азотсодержащие соединения</i>	
Насыщенные ациклические	$C_nH_{2n+2}N$
Гетероциклические (пиридины и хинолины)	$C_nH_{2n-p}N$ (p=6,11)
Циклоалкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}N$ (p=7,11,13,17)
<i>Карбоновые кислоты</i>	
Ациклические	$C_nH_{2n+1}COOH$
Циклоалкановые	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p=1,3,5)
Циклоалкано-ареновые	$C_nH_{2n-p}COOH$ (p=7,9,11,13,15,17,19,21,23,25,27,29)

Кроме названных, в нефтях обнаружены в незначительных количествах очень многие элементы.

Основную массу нефти составляют углеводороды трех гомологических рядов- алканы, циклоалканы и арены; однако наиболее широко представлены углеводороды смешанного (гибридного) строения (представлены в таблице 1). Алкены и алкадиены, как правило, в нефтях не содержатся, хотя в крайне редких случаях присутствие их было обнаружено.

## 1.2 Требования к товарной нефти

Товарная нефть - нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды ГОСТ Р 51858-2002. [3]

Согласно этому ГОСТ, на товарную нефть предъявляются следующие требования. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяется, как показано в таблице 2 на 4 класса.

Таблица 2 - Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	малосернистая	до 0,60 включительно
2	сернистая	от 0,61 до 1,80
3	высокосернистая	от 1,81 до 3,50
4	особо высокосернистая	свыше 3,50

Таблица 3- Типы нефти

Параметры	Норма для типа нефти				
	0	1	2	3	4
1. Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре 20°C	Не более 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	Более 895,0
2. Выход фракций, % масс., не менее, до температуры, °C:					
200					
300	30	27	21	—	—
350	52	47	42	—	—
	62	57	53	—	—
3. Массовая доля парафина, % масс., не более	6,0	6,0	6,0	—	—

По плотности, а также по выходу фракций и массовой доле парафина (в случае поставки на экспорт) нефть подразделяют на 5 типов (табл. 3). 0—особо легкая, 1—легкая, 2—средняя, 3—тяжелая, 4—битуминозная. По

степени подготовки нефть подразделяют на 3 группы, которые показаны в таблице 4. По содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 3 вида (табл. 5).

Если по одному из показателей нефть относится к типу или группе с меньшим номером, а по другому – к нефти с большим, то нефть признают соответствующей типу или группе с большим номером.

Таблица 4 - Группы нефти по степени подготовки

Наименование показателя	Норма для типа нефти		
	1	2	3
1. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2. Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
5. Содержание хлорорганических соединений, млн-1 (ppm)	10	10	10

Таблица 5- Виды нефти

Наименование показателя	Номера для нефти вида		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	20	50	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более	40	60	100

Нефть имеет условное обозначение. Оно состоит из 4 цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида. При поставке нефти на экспорт к обозначению добавляется индекс «Э». Структура условного обозначения нефти выглядит следующим образом: [4]

Класс	Тип	Группа	Вид	ГОСТ Р 51858-2002
-------	-----	--------	-----	-------------------

### 1.3 Особенности подготовки нефти на шельфе

В мире уже давно известно о больших резервах нефти и газа в Арктике, но только лишь в недавнее время речь зашла о переходе к глубокому освоению арктических углеводородов. Освоение запасов нефти и газа в Арктике стало возможным вследствие развития технологий и глобальному изменению климата, в связи с чем добыча углеводородов в Арктике и транспортировка их по Северному морскому пути в страны Азии и Европы экономически выгодна.

Россия занимает первое место по запасам нефти и газа на арктическом шельфе. Так, на долю Российской Федерации приходится до 41 % запасов нефти на шельфе (США – 28 %, Дания – 18 %, Канада – 9 %, Норвегия – 4 %) и 70 % газа (США – 14 %, Дания – 8 %, Канада и Норвегия – по 4 % [5])

Автор публикации [6] сформулировал ряд выводов, согласно которым значение континентального шельфа «как морского дна, включая его недра,

простирающегося от внешней границы территориального моря прибрежного государства в сторону моря до установленных пределов» сегодня значительно возросло. Это связано прежде всего с теми возможностями, которые скрыты в его недрах. Реализация поставленной цели была достигнута при помощи общенаучных (диалектический, анализа и синтеза) и частнонаучных (формально-юридический, сравнительно-правовой) методов.

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и характерные особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, медико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море, обслуживанием работ и т.п.

Авторы статьи [7] описывают проекты освоения месторождений на шельфе, которые значительно отличаются от проектов разработки наземных месторождений. Типичные работы на шельфе определяются разнообразными факторами, включающими, в первую очередь, специфичные технологии и организацию эксплуатации и строительства объектов на море, заканчивая высокой стоимостью и уникальностью используемых технических средств. Работа [7] носит обзорный характер. Авторы дали общую характеристику российского шельфа, описали современную структуру морской добычи нефти в России, выделили этапы разработки шельфовых месторождений. Анализ различий в разработке месторождений на суше и на шельфе позволил обозначить основные преимущества и недостатки шельфовых нефтегазовых промыслов. Отдельное внимание авторы уделили сравнительному анализу параметров различных способов механизированной добычи, процессам мониторинга, управления и контроля разработкой месторождения применительно к условиям шельфа. Проведенный обзор позволил выделить наиболее значимые факторы риска при разработке

шельфовых месторождений и определиться с дальнейшим направлением исследований.

Также авторы публикации [8] дали оценку перспектив нефтегазоносности территории РФ, который свидетельствует, что основные объёмы прироста запасов, увеличение и стабилизацию добычи углеводородного сырья планируется осуществлять за счёт привлечения ресурсов арктической зоны России. Организация поисково-разведочных и эксплуатационных работ на арктическом шельфе в общем зависит от природно-климатических факторов, таких как глубина воды, наличие льда и продолжительность меж ледового периода. Разработка шельфовых месторождений углеводородного сырья несомненно является сложной технической проблемой, при решении которой необходимо использовать системный подход. Освоение ресурсов углеводородов континентального шельфа по сравнению с освоением месторождений на суше имеет целый ряд принципиальных отличий, обуславливающих иные подходы к составлению проектных технологических документов.

Разведка и разработка шельфовых месторождений – технически сложные операции, дорогостоящие и связаны со значительным риском. Главные проблемы при освоении шельфовых месторождений – проблемы техники и технологии производства данных работ.

В таблице 6 представлены основные различия между разработкой нефтегазовых месторождений на суше и на шельфе [8]:

Таблица 6 – Различия в разработке месторождений на суше и на шельфе

<b>Шельфовые месторождения</b>	<b>Месторождения на суше</b>
Затрудненный сбор нефти в случае ее разливов при волнениях на море	В случае разливов нефти возможен ее сбор
Сравнительно простая операция погрузки нефти на танкеры	Необходимость трубопроводного транспорта
Отсутствие затруднений в наличии воды для охлаждения оборудования	Наблюдается перегрев оборудования в силу отсутствия постоянного доступа к воде
Волновые нагрузки, движение	Только ветровая нагрузка влияет на

сооружений, ледовые нагрузки затрудняют процесс разбуривания	процесс разбуривания
Сложность получения информации по характеристике грунтов	Доступность информации по характеристике грунтов

Строительство шельфовых нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна.

Выделяют следующие виды шельфовых нефтегазовых промыслов [8]:

- надземные промыслы;
- надводные промыслы;
- подводные промыслы;
- подземные (шахтно-тоннельные) промыслы;
- комбинированные промыслы.

К надземным промыслам относится бурение наклонно-направленных скважин с берега, засыпка дна моря и осушение дна моря на нефтегазоносном участке. Все промысловые операции (бурение, добыча, подготовка, хранение, отгрузка и т.д.) выполняются на надводных площадках следующего типа: эстакады с приэстакадными площадками; погруженные платформы; плавучие полупогруженные платформы; искусственные острова; стационарные платформы; буровые и технологические суда. Каждый тип надводных площадок может применяться при разных природных условиях. У каждого из нефтепромыслов имеются свои преимущества и недостатки (таблицы 7, 8, 9).

Таблица 7 – Преимущество и недостатки надземных промыслов

<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
1. Отпадает необходимость сооружения в море стальных, железобетонных платформ, что значительно снижает стоимость	1. Более удаленные от берега участки залежи невозможно освоить этим методом
2. Исключаются характерные трудности при строительстве объектов в море и при бурении эксплуатационных скважин	2. Засыпку дна грунтом можно организовать только в спокойных бухтах
3. Не требуется строительство линий связи, электропередач, подводных трубопроводов	3. Для образования суши требуется наличие больших камня и грунта запасов

4. Значительно облегчаются условия труда буровой бригады и обслуживающего персонала, повышается степень их безопасности	4. Сложности и капиталоемкость работ по сооружению ограждающей дамбы
5. Исключается угроза возможного загрязнения морской среды	5. Опасность затопления территории промысла

Таблица 8 – Преимущество и недостатки надводных промыслов

<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
1. Все работы на морском промысле могут выполняться независимо от состояния погоды (эстакады)	1. Техничко-экономическая нецелесообразность использования в сложных ледовых условиях (эстакады)
2. Нет необходимости прокладки подводных трубопроводов (эстакада)	2. Интенсивная коррозия (эстакады, стальные платформы)
3. Имеется возможность расширения палубы	3. Низкая сопротивляемость действию динамических нагрузок (эстакады)
4. Крупноблочное строительство	4. С увеличением глубин повышается динамичность, что ограничивает применение платформ на больших глубинах
5. Интегральное строительство	5. Значительные трудности использования ПБУ, ППБУ, БС и др. в сложных ледовых условиях
6. Обеспечивается высокая надежность по конструкционным особенностям	

Таблица 9 – Преимущество и недостатки подводных промыслов

<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
1. Нет трудностей, связанных с суровой ледовой обстановкой, штормовыми ветрами и волнениями	1. Необходимость наличия в зоне строительства тоннелей мощных пластов плотных глин и др., обладающих низкой водопроницаемостью
2. По сравнению с надводными промыслами незначительные капитальные вложения	2. По сравнению с надводными промыслами незначительные капитальные вложения
3. Трубопроводы прокладываются также, как и в условиях суши	3. Выполнение всех технологических операций в замкнутом пространстве
4. Используется стандартное буровое и технологическое оборудование для суши	4. Возникают условия, непригодные для деятельности людей
5. Исключается загрязнение моря и атмосферы в результате нефтегазодобычи	5. Имеется возможность механического разрушения тоннелей и шахт от землетрясений
	6. Сложность системы эвакуации людей при пожаре или взрыве

Основная добыча нефти из месторождений, расположенных в Мировом океане, производится при помощи специальных технологических сооружений, называемых нефтяными платформами. Это сложные и

дорогостоящие инженерные комплексы, которые позволяют проводить как само бурение, так и непосредственную добычу углеводородов из горных пород морского дна.

Первой нефтяной платформой, которая была использована в прибрежных морских водах, была платформа, запущенная в 1938-ом году вблизи побережья штата Луизиана (Соединенные Штаты Америки). Первая в мире именно морская добывающая платформа называлась «Нефтяные Камни». Её ввели в эксплуатацию в 1949-ом году на азербайджанском шельфе Каспийского моря. [9]

Нефтедобывающие морские платформы бывают следующих типов:

- стационарного;
- свободно закреплённого;
- полупогружного (подтипы разведочный, буровой и добывающий);
- самоподъёмного бурового;
- тип с растянутыми опорами;
- тип плавучие нефтехранилища.

Выбор конкретного типа морской платформы производится с учетом конкретных задач, выполнение которых она должна обеспечивать, а также с учетом особенностей конкретного месторождения. Поэтому говорить о существовании каких-либо типовых платформ, производство которых можно было бы поставить на поток, не приходится.

Конструкция самой нефтяной платформы представляет собой четыре основных элемента: 1-корпус, 2-палуба, 3-система якорей, 4- буровая вышка



Рисунок 1 - Морские платформы

*Корпус* представляет собой треугольный или четырёхугольный понтон, который опирается на шесть колонн. На плаву вся конструкция держится за счёт того, что сам понтон наполнен воздухом. *Палуба* предназначена для размещения бурильных труб, подъёмных кранов и механизмов, а также вертолётной площадки. *Буровая вышка*, как понятно из названия, предназначена для опускания бурового инструмента на морское дно и его обратный подъем в случае возникновения такой необходимости. *Якорная система* удерживает весь технологический комплекс на месте. Она состоит из лебёдок, расположенных на бортах платформы, системы стальных тросов и крепящихся к ним якорей. Вес одного якоря может достигать 13-ти тонн.



Рисунок 2 - Типы нефтедобывающих морских платформ

Стабилизацию современных нефтяные платформ в заданном месте в настоящее время обеспечивают не только сваи и якоря, но и применение передовых технологий позиционирования. Платформа может оставаться заякоренной в одной и той же точке в течение нескольких лет, и все это время она должна выдерживать переменчивые морские погодные условия.

Работу бура, выполняющего разрушение донных пород, контролируют специальные подводные роботы. Бур собирается из отдельных стальных трубных секций, длина каждой из которых – 28 метров. Современные буры обладают широким спектром своих возможностей.

Строительство буровой платформы заключается в доставке на место предполагаемой добычи и последующего затопления основания плавучей конструкции. На этот своеобразном «фундаменте» затем надстраивают остальные необходимые компоненты.

Изначально такие платформы изготавливались при помощи сварки решетчатых башен, имеющих форму усеченной пирамиды, из металлических труб и профилей, которые затем намертво прибивали сваями к морскому или океанскому дну. На таких конструкциях впоследствии устанавливалось необходимое буровое или эксплуатационное оборудование.

Когда появилась необходимость разработки месторождений, расположенных в северных широтах, потребовались ледостойкие платформы. Это привело к тому, что инженерами были разработаны проекты сооружения кессонных оснований, фактически представляющих собой искусственные острова. Сам такой кессон заполняют балластом, в качестве которого, как правило, выступает песок. Ко дну моря такое основание прижимается под действием своего собственного веса, на который действуют силы гравитации. [9]

Однако, со временем размеры морских плавучих сооружений стали увеличиваться, что вызывало необходимость пересмотреть особенности их конструкций. В связи с этим, разработчиками американской компании Kerr-McGee был создан проект плавучего объекта, имеющего форму

навигационной вехи. Сама конструкция является цилиндром, нижняя часть которого заполнена балластом.

Днище этого цилиндра ко дню крепится с помощью специальных донных анкеров. Такое техническое решение дало возможность строительства достаточно надёжных платформ воистину гигантских размеров, которые используются для добычи нефтяного и газового сырья на сверхбольшой глубине.

Справедливости ради стоит сказать, что каких-либо принципиальных отличий между процессом извлечения углеводородного сырья и его последующей отгрузки между добывающими скважинами морского и сухопутного типа нет.

Например, основные элементы стационарной морской платформы совпадают с основными элементами сухопутного промысла.

Главная особенность морской буровой – это, в первую очередь, автономность её работы.

Чтобы достичь такой автономности, морские буровые установки оборудуют очень мощными электрическими генераторами, а также опреснителями морской воды. Запасы на удаленных от берега платформах возобновляются с помощью обслуживающих судов.

Также применение морского транспорта необходимо для доставки всей конструкции к месту добычи, в случае проведения спасательных и противопожарных мероприятий. Транспортировка добытого с морского дна сырья осуществляется посредством донных трубопроводов, а также с помощью танкерного флота или через плавающие нефтехранилища.

В работе [10] актуальность темы определяется ее направленностью на решение одной из важнейших проблем мирового судоходства – обеспечение безопасной эксплуатации судов. Высокий уровень аварийности судов, катастрофы на морском транспорте, приводящие к гибели людей, серьезным экономическим потерям и негативным экологическим последствиям, – все это свидетельствует о том, что проблема безопасной эксплуатации судов

требует пристального внимания к ней как ученых, так и практиков, работающих над изучением и решением задач, связанных с безопасностью судовождения.

Кроме того, очень важным пунктом является учет человеческого фактора и профессиональных рисков при проектировании морских объектов на шельфе. В статье [11] анализируется комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на снижение рисков, обусловленных человеческим фактором: риски по управлению судовыми системами, профессиональные риски, связанные с безопасностью трудовой деятельности и состоянием среды обитания на морском объекте. Также рассматриваются особенности создания такого комплекса применительно к условиям арктических морей.

#### 1.4 Патентный обзор

Сегодня активно патентуются открытия и изобретения, связанные с добычей углеводородного сырья на шельфе: морские платформы, промысловая подготовка нефти на шельфе, буровые установки, техника бурения и т.д.

Таблица 10 – Обзор и краткое содержание патентов

Патент	Год патента	Владелец (страна)	Краткое содержание
2529683	12.02.2013	Герасимов Евгений Михайлович (RU)	Описание технического решения, которое является разработкой способа экологически безопасного освоения углеводородных месторождений арктического шельфа с использованием комплекса новых технических решений по предотвращению загрязнения водного и воздушного бассейнов региона в условиях Арктики, обладающих минимальными возможностями для восстановления.
2530921	11.06.2013	Российская Федерация, от имени которой выступает Министерство промышленности и торговли Российской Федерации	Описание изобретения, которое относится к области судостроения, а именно к морским технологическим платформам различного назначения и может быть использовано при создании плавучих,

Патент	Год патента	Владелец (страна)	Краткое содержание
		Федерации (RU)	погружных и стационарных морских платформ для освоения месторождений шельфа.
2480557	31.08.2011	Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча шельф" (RU)	Описание изобретения, которое относится к области гидротехнического строительства. Также описан способ постановки платформы на дно, которое предусматривает установку свай в контейнеры, расположенные в основании платформы, погружение платформы с выведенными в вертикальное положение под ее основание сваями путем принятия платформой балласта, задавливание свай в грунт и постановку основания платформы на дно.
104359	13.01.2011	Российская Федерация, от имени которой выступает Министерство промышленности и торговли Российской Федерации (RU)	Описан тренажер морских нефтедобывающих платформ, который относится к технике тренажеров, а именно к тренажерам морских нефтедобывающих платформ, и предназначена для обучения операторов платформ технологическим операциям при обработке углеводородного сырья и доведении его до экспортного качества. Тренажеры морских нефтедобывающих платформ являются необходимым средством для подготовки квалифицированного персонала, способного выполнять свои функции безопасно и эффективно в свете современных требований по подготовке операторов и экологической безопасности.
2626152	25.04.2016	Ведров Андрей Павлович (RU), Домбровский Юрий Евгеньевич (RU)	Описание устройства для защиты морского стационарного сооружения от дрейфующего льда или ледового покрытия, которое относится к области добычи полезных ископаемых континентального шельфа замерзающих морей и предназначено для защиты опор стационарных морских инженерных сооружений от внешнего ледового воздействия, в частности, дрейфующего льда в

Патент	Год патента	Владелец (страна)	Краткое содержание
			арктических и субарктических районах, где присутствует ледовое покрытие. Изобретение позволяет решить задачу защиты буровой арктической платформы от дрейфующего льда, что обеспечивает круглогодичное бурение скважин, смонтированных непосредственно в море.
2652366	06.04.2017	Федеральное государственное унитарное предприятие "Крыловский государственный научный центр" (RU)	Предложено спасательное устройство для эвакуации персонала морских нефтегазовых сооружений в ледовых условиях, содержащее спусковую платформу с установленной на ней спасательной шлюпкой, а также размещенный в защитном корпусе, закрепленном на нефтегазовом морском сооружении, плавучий модуль, на котором установлена спусковая платформа. Изобретение позволяет повысить безопасность эвакуации персонала с морских объектов в ледовых условиях при обеспечении относительно комфортного контакта спасательной шлюпки с водной или ледовой поверхностью.
2162044	20.01.2001	Федеральное государственное унитарное предприятие «Конструкторское бюро специального машиностроения»	Описание устройства для передачи жидкого груза, преимущественно с морской стационарной платформы на танкер. Изобретение относится к устройствам для погрузки жидкого груза с морской стационарной платформы на танкер в условиях килевой и бортовой качки и рыскания на волнах и может быть использовано в устройствах, работающих в районах умеренно-холодного климата с образованием ледовых полей.
2442626	20.02.2012	Закрытое Акционерное Общество НПО «сопот» (RU)	Описание системы и способа импульсного тушения пожаров на морских судах, морских платформах и объектах морского берегового базирования.

Патент	Год патента	Владелец (страна)	Краткое содержание
2016138 402	24.04.2018	Карминати Стефано (IT), Цампато Массимо (IT)	Предложен и описан способ предотвращения образования гидратов в текучих средах, содержащих газ или газовый конденсат.
2680154	18.02.2019	Бабидорич Максим Иванович (RU), Поляков Кирилл Михайлович (RU), Гончаренко Мария Владимировна (RU), Реутова Ольга Антоновна (RU), Лаптев Александр Сергеевич (RU)	Изобретение относится к способу утилизации попутного газа, образующегося при морской добыче нефти. Технический результат - исключение выбросов попутного газа в атмосферу в виде продуктов его сжигания и снижение затрат на утилизацию по сравнению с существующими методами
2679464	11.02.2019	Саутвик Джеффри Джордж (US), Ван Ден Пол Эстер (NL), Нельсон Ричард Чарльз (US)	Описание изобретения, которое относится к способу добычи нефти из пласта. В частности, настоящее изобретение относится к способу повышения нефтеотдачи пласта.
2659159	19.02.2015	Ван Дер Нат, Клеменс Герардус, Йоханнес Мария (NL)	Описание способа и системы переноса текучих сред между первым судном и вторым судном. Целью настоящего изобретения является создание альтернативного способа переноса текучих сред между первым и вторым судами, который позволяет осуществлять перенос текучих сред в более тяжелых условиях (например, при сильном волнении моря) без необходимости использования специально сконструированного («специализированного») второго судна и позволяет использовать стандартное («неспециализированное») судно, например обычный танкер.
2566162	31.10.2014	Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)	Описание изобретения относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к конструкциям интеллектуальных газовых скважин, эксплуатирующих морские и шельфовые месторождения, включая и арктическую зону.

### **3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

#### **Предпроектный анализ**

Нефтехимическая промышленность – важнейшая отрасль, формирующая экономику страны. Углеводороды нефти находят широкое применение в виде источника сырья для производства необходимых в хозяйстве веществ. Различными способами из них получают компоненты, необходимые для производства пластмасс, синтетического текстильного волокна, синтетического каучука, спиртов, кислот, синтетических моющих средств (СМС) и т.д.

Целевой рынок – нефтехимические предприятия, на которых будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга) [х].

#### **3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование (х).

На отечественном рынке наиболее доступными пакетами моделирующих программ являются продукты иностранных фирм: Aspen Technologies, Chemstations, Invensys. В списке наиболее популярных программ числятся: CHEMCAD, Aspen Plus, Pro II и Hysys. Все они ориентированы на моделирование процессов не только промышленной подготовки нефти и газа, но и на процессы химической переработки. Данные пакеты предназначены в основном для проектирования новых промышленных объектов, а не для прогнозирования и оптимизации действующих. Также имеется возможность выполнять расчеты основных

конструктивных характеристик, оценку стоимости оборудования, разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов и т.д.

	Вид услуги		
	Продажа программного продукта	Оказание услуг по мониторингу и оптимизации	Продажа тренажера
Крупные НПЗ			
Средние НПЗ			
Мелкие НПЗ			
Образовательные учреждения			
Проектные организации			

Рисунок 22 – Карта сегментирования рынка услуг

**Aspen Tech.**
 **Chemstations**
 **Invensys**

Тренажерная система, разработанная в программе для анализа отклонений в работе процесса промышленной подготовки нефти, и тестовые задания позволят расширить целевой рынок за счёт образовательных учреждений и нефтяных платформ.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов [x].

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Был проведен сравнительный анализ различных программных обеспечений, позволяющих смоделировать процесс нефтепереработки.

Лидирующие позиции в настоящее время занимают продукты компаний – Aspen Technologies, Chemstations, Invensys. Программные продукты перечисленных компаний дают возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик, оценку стоимости оборудования, разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов и т.д. Программы DESIGN II (WinSim), КОМФОРТ (ChemFort), GIBBS (Топэнеробизнес) предоставляют значительно меньше возможностей и позволяют рассчитывать лишь ограниченный круг задач инженера – технолога. Главным недостатком таких систем является то, что они лишены прогнозирующей способности, и не являются чувствительными к составу перерабатываемого сырья. А для моделирования процессов с участием химических превращений необходим набор кинетических параметров, которые определяются с использованием разрабатываемой системы. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 1

Таблица 14 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Выход продукта	0,25	5	5	4	1,25	1,25	1,0
2. Энергоемкость процессов	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Качество продукта	0,3	4	5	3	1,2	1,5	0,9
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
3. Финансирование научной разработки	0,1	2	5	4	0,2	0,5	0,4
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>4,3</b>	<b>4,45</b>	<b>3,6</b>

Б<sub>ф</sub> – продукт проведенной исследовательской работы;

Б<sub>к1</sub> – DESIDNI II;

Б<sub>к2</sub> – КОМФОРТ;

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V<sub>i</sub> – вес показателя (в долях единицы);

B<sub>i</sub> – балл i-го показателя.

Оценочная карта позволяет сделать вывод, что продукт исследовательской работы относительно конкурентоспособен на российском рынке. Модель является чувствительной к составу сырья, адаптируется под изменение условий процесса. Цена на данный продукт значительно ниже цены, конкурентов. Однако, ее функциональность значительно ограничена, в то время как другие программные пакеты позволяют рассчитывать гораздо большее число процессов. Также не стоит забывать о высоком авторитете рассматриваемых компаний, который присутствуют на рынке не один год.

### 3.1.3 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) - это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Диаграмма Исикавы представлен в приложении А

### 3.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно – исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде [25].

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках **третьего этапа** должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 15 - Матрица SWOT.

	<p align="center"><b>Сильные стороны</b></p> <p><b>научно-исследовательского проекта:</b></p> <p align="center">С1 Высокая точность математической модели</p> <p align="center">С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими</p> <p align="center">С3. Наличие бюджетного финансирования</p> <p align="center">С4. Компьютерная реализация модели</p> <p align="center">С5. Близость разработки к завершенности</p>	<p align="center"><b>Слабые стороны</b></p> <p><b>научно-исследовательского проекта:</b></p> <p align="center">Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой</p> <p align="center">Сл2. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>V1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>V2. Возможность модернизации модели для перехода на новые технологии</p> <p>V3. Рост заинтересованности производителей в научно-технических разработках моделей различных процессов</p> <p>V4. Долгосрочная стратегия развития отрасли</p>	<p>1. Разработка математической модели процесса промышленной подготовки нефти с целью перехода к более совершенным технологиям, конструкциям оборудования</p> <p>2. Проведение экспериментов в лабораториях ТПУ для проверки модели на адекватность</p> <p>3. Создание удобного интерфейса программы на основе модели</p>	<p>1. Постепенный переход к новым технологиям</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Использование кластера кибер – центра ТПУ для снижения временных затрат на создание модели</p> <p>4. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>

на государственном уровне		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У2. Угроза снижения спроса на ЛАБ</p>	<p>1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса на усовершенствованную модель</p> <p>2. Сокращение временных затрат на создание модели</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p> <p>4. Продвижение новой технологии с целью появления спроса</p>

### 3.1.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации. Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Таблица 16 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5

4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	4	3
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	5	4
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	59	56

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (2)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  по обоим направлениям попало в интервал от 59 до 45, следовательно, данная разработка считается перспективной.

### **3.1.6 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования**

#### **3.2 Инициация проекта**

Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

##### **3.2.1 Цели и результат проекта**

Целью данного проекта оптимизация и моделирование процесса промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях. Информация по заинтересованным сторонам проекта представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Заинтересованные стороны проекта

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
ООО «Газпром нефть шельф» (дочернее общество ОАО «Газпром нефть»)	Разработка рекомендаций по оптимизации блока промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет	Сотрудничество, развитие партнёрских отношений для достижения общих экономических и стратегических целей.

Таблица 18 – Цели и результаты проекта

<b>Цели проекта:</b>	Оптимизация и моделирование промысловой подготовки нефти на шельфовых месторождениях.
<b>Ожидаемые результаты проекта:</b>	Повышение эффективности процесса промысловой подготовки нефти, путем разработки рекомендаций по подаче сырья и варьировании технологических параметров.
<b>Критерии приемки результата проекта:</b>	Адекватность полученной математической модели (минимальное расхождение между расчетными и экспериментальными значениями) должна составлять не менее 90%
<b>Требования к результату проекта:</b>	Возможность внедрения модели на производство в виде технологической моделирующей системы.

### 3.2.2 Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте.

Таблица 19 – Рабочая группа проекта

<b>№ п/п</b>	<b>ФИО, основное место работы, должность</b>	<b>Роль в проекте</b>	<b>Функции</b>	<b>Трудо-затраты, час.</b>
1	Попок Евгений Владимирович, к.т.н., доцент	Руководитель проекта	Отвечает за реализацию проекта в пределах заданных ограничений по ресурсам, координирует деятельность участников проекта.	98
2	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент	Эксперт проекта	Координирует деятельность магистранта при выполнении раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	2
3	Атепаева Наталья	Эксперт	Координирует деятельность	2

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо- затраты, час.
	Александровна, ассистент	проекта	магистранта при выполнении раздела «Социальная ответственность»	
	Золотуева Юлия Сергеевна, магистрант	Исполнитель проекта	Выполнение работ по проекту	1386
ИТОГО:				

### 3.2.3 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта.

Таблица 20 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	200000 руб.
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	март 2019 – май 2019
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	25.03.2019
3.2.2. Дата завершения проекта	Май 2019

### 3.3 Планирование управления научно-техническим проектом

#### 3.4 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.

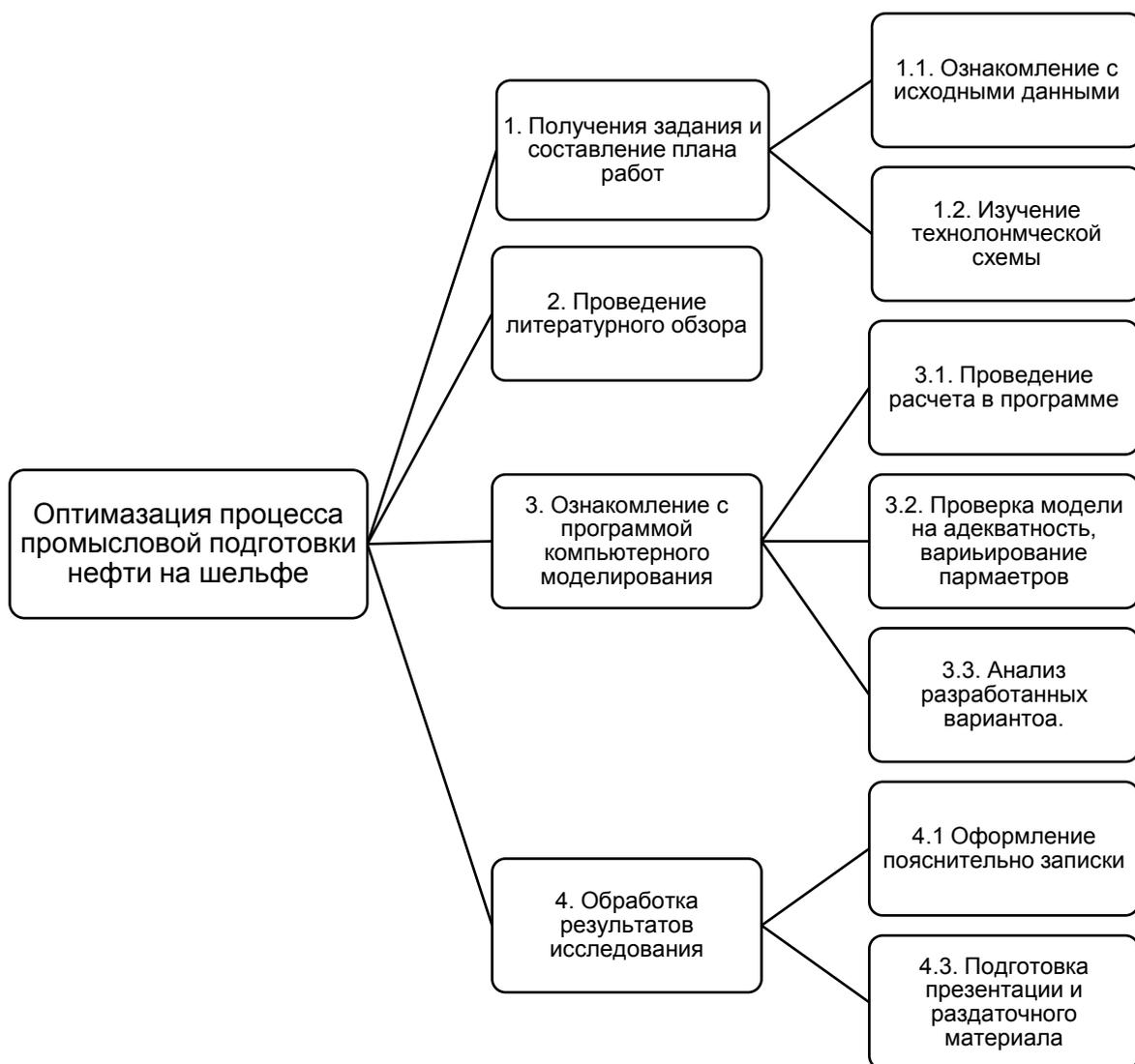


Рисунок 23 – Иерархическая структура работ по проекту

### 3.4.1 Контрольные события проекта

Список контрольных событий – список важных моментов или событий проекта.

Таблица 21 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Получение задания и составление плана работ	08.09.2019-08.09. 2019	Отчет о плане работ
2	Ознакомление с экспериментальными данными	9.09. 2019-18.09. 2019	Отчет
3	Изучение теоретических	19.09.2019-	Отчет

	материалов	27.10.2019	
4	Работа с литературой	28.10.2019- 10.12.2019	Литературный обзор
5	Расчёт параметров на моделирующей программе	11.12.2019- 1.02.2019	Отчет
6	Обработка результатов	2.02.2019- 15.03.2019	Отчет
7	Оформление таблиц данных, графиков	16.03.2019- 30.03-2019	Отчет
8	Обсуждение результатов	1.04.2019- 6.04.2019	Отчет о результатах НТИ
9	Оформление пояснительной записки	6.04.2019- 21.04.2019	Пояснительная записка
10	Разработка презентации и раздаточного материала	21.04.2019- 20.05.2019	Презентация, раздаточный материал

### 3.4.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проекта.

Таблица 22 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания и составление плана работ	1	08.09.2019	08.09.2019	Попок Е.В., Золодуева Ю.С.
2	Ознакомление с экспериментальными данными	9	9.09.2019	18.09.2019	Золодуева Ю.С..
3	Изучение теоретических материалов	38	19.09.2019	27.10.2019	Золодуева Ю.С.
4	Работа с литературой	43	28.10.2019	10.12.2019	Золодуева Ю.С.
5	Расчёт параметров на моделирующей программе	50	11.12.2019	1.02.2019	Золодуева Ю.С.
6	Обработка результатов	41	2.02.2019	15.03.2019	Золодуева Ю.С.
7	Оформление таблиц данных, графиков	14	16.03.2019	30.03.2019	Золодуева Ю.С.
8	Обсуждение результатов	5	1.04.2019	6.04.2019	Попок Е.В., Золодуева Ю.С.
9	Оформление пояснительной записки	15	6.04.2019	21.04.2019	Золодуева Ю.С.
10	Разработка презентации и раздаточного материала	29	21.04.2019	20.05.2019	Золодуева Ю.С.
<b>Итого</b>		245			



### 3.4.3 Бюджет научного исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 24

Таблица 24 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	2	300	600
Ручка	шт	4	60	240
Картридж для принтера	шт	1	600	600
Тетрадь для записей	шт	2	50	100
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				77
Итого:				1617

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов, лицензионного программного пакета UniSim Design для компьютерной реализации модели. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей.

Таблица 25 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования
1	Персональный компьютер	2	18	36
2	Принтер	1	3	3
3	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10	20
4	Лицензия на программный пакет UniSim Design	1	100	100
Итого:				159

### Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от **предприятия** (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (14)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (15)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 26 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	275

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 10,4}{251} = 1395 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн(маг.)}} = \frac{26300 \cdot 10,4}{275} = 995 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

где  $Z_b$  – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 27 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>пр</sub>	k <sub>д</sub>	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	33664	1,1	-	1,3	48139,5	1395	40	55800
Инженер	26300	-	-	1,3	34190	995	90	89550
Итого:								145350

### Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (17)$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

В табл. 28 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 28 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	55800	89550
Дополнительная зарплата	8328	13433
Итого по статье C <sub>зп</sub>	64128	102983

### Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (18)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 29 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	55800	8328
Инженер	89550	13433
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	17379	27908
Итого	45287,4	

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (19)$$

где  $k_{\text{накл}}$  – коэффициент накладных расходов.

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot 167111 = 133688,8 \text{ руб.}$$

Таблица 30 – Группировка по статьям

Вид работ	1.
Сырье, материалы(за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты, руб.	1617
Специальное оборудование для научных работ, руб.	159000
Основная заработная плата, руб.	145350
Дополнительная заработная плата, руб.	21760
Отчисления на социальные нужды, руб.	45287,4
Накладные расходы, руб.	133688,8
Итоговая себестоимость, руб.	506703,2

### 3.4.4 Организационная структура проекта

Наиболее подходящая организационная структура проекта имеет вид:

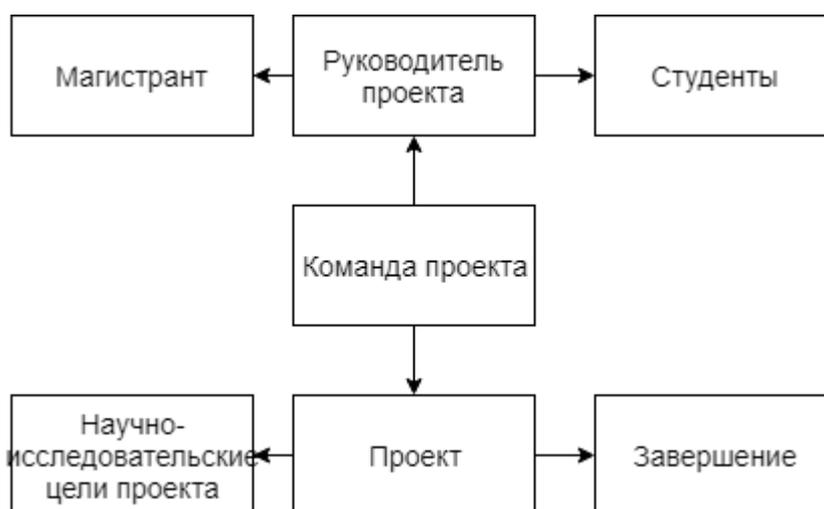


Рисунок 23– Организационная структура проекта

### 3.4.5 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты.

Уровень риска может быть: высокий, средний или низкий в зависимости от вероятности наступления и степени влияния риска. Риски с наибольшей вероятностью наступления и высокой степенью влияния будут иметь высокий уровень, риски же с наименьшей вероятностью наступления и низкой степенью влияния соответственно низкий уровень.

Таблица 31 – Реестр рисков

№	Риск	Вероятно-сть наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Прекращение финансирования	4	4	Средний	Привлечение инвестиций	Отсутствие интереса со стороны потенциальных потребителей
2	Трудности внедрения продукта	5	4	Высокий	Провести анализ рынка	Отсутствие рекламы, высока

	на рынок					конкуренция в области моделируемых программ.
--	----------	--	--	--	--	--

### **3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

#### **3.5.1 Оценка сравнительной эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Таблица 32 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вид работ	Стоимость разработки	Аналог 1	Аналог 2
Сырье, материалы(за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты, руб.	1617	1817	2217
Специальное оборудование для научных работ, руб.	159000	159000	159000
Основная заработная плата, руб.	145350	145350	145350
Дополнительная заработная плата, руб.	21760	21760	21760

Отчисления на социальные нужды, руб.	45287,4	45287,4	45287,4
Накладные расходы, руб.	133688,8	133688,8	133688,8
Итоговая себестоимость, руб.	312013,5	312213,5	312613,5

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{312013,5}{312613,5} = 99,8$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{312213,5}{312613,5} = 99,9$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{312613,5}{312613,5} = 1$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (24)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

$a_i$  – весовой коэффициент i-го параметра;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 33 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	$I_m^p$	Аналог 1	$I_m^{a1}$	Аналог 2	$I_m^{a2}$
1. Адекватность разработки	0,4	5	2	4	1,6	4	1,6
2. Простота применения	0,3	4	1,2	4	1,2	3	0,9
3. Универсальность	0,3	3	0,9	4	1,2	4	1,2
ИТОГО	1	12	4,1	11	4,0	10	3,7

**Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{финр}^p$ ) и аналога ( $I_{финр}^a$ )** определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,1}{0,998} = 4,14$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{4,0}{0,999} = 4,01$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,7}{1} = 3,7$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,14}{4,01} = 1,03$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{4,14}{3,7} = 1,12$$

где  $\text{Эср}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{mэ}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{mэ}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 34 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,998	0,999	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,1	4,0	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,14	4,01	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	1,03	1,12

**Вывод:** Сравнение значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения разработки показало, что наиболее эффективным вариантом решения технической задачи, поставленной в магистерской работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности, является данная разработка.

## Список использованных источников

- 1) Маньковская Н.К. Синтетические жирные кислоты. Получение, свойства, применение. Учебное пособие // Москва.: 1965. - 168с.
- 2) Локтев С.М. Высшие жирные спирты. Учебное пособие // Москва: 1964. - 58 с.
- 3) Бойко, Е. В. Химия нефти и топлив. Учебное пособие – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 60 с.
- 4) Шаймарданов В. Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова // М.– Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. — 508 с.
- 5) Шарафутдинова Л.А. Перспективы освоения арктического шельфа Российской Федерации Научное сообщество студентов XXI столетия. экономические науки: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://sibac.info/archive/economy/5\(32\).pdf](http://sibac.info/archive/economy/5(32).pdf)
- 6) Навальный Сергей Викторович. Континентальный шельф Арктики: современные реалии, 18 стр, УДК 551.324.28 (98) ББК 26.89 (21)
- 7) Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №2: [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf>
- 8) Шилов У.С., Серикова В.И., Ермолкин А.С., Гаджи-Касумов, Р.Н. Мустаев. Геолого-технико-технологические условия освоения нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе РФ: [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=82614>
- 9) Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на шельфе: учебное пособие // ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
- 10) Особенности морской добычи нефти и газа. Владимир Хомутко: [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://neftok.ru/dobycha->

razvedka/morskaya-dobycha-nefti-i-gaza.html

11) О.Я. Тимофеев, Н.А. Вальдман, А.М. Вишневский, А.Б. Разлетова, Учет человеческого фактора и профессиональных рисков при проектировании морских объектов на шельфе: [Электронный ресурс]. – Режим доступа [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/shavaleevda/shavaleevda\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/shavaleevda/shavaleevda_1.pdf)

12) Герасимов Е.М. Освоение углеводородного месторождения арктического шельфа// Патент РФ №2529683. 2013.

13) Российская Федерация, от имени которой выступает Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. Стационарные морские платформы// Патент РФ №2530921. 2013

14) Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча шельф". Гидротехническое строительство основания платформы на дно//Патент РФ №2480557. 2011

15) Российская Федерация, от имени которой выступает Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. Тренажер морских нефтедобывающих платформ//Патент РФ №104359. 2011

16)Ведров Андрей Павлович, Домбровский Юрий Евгеньевич. Устройство для защиты морского стационарного сооружения от дрейфующего льда// Патент РФ №2626152. 2016

17)Барышев Владислав Николаевич, Сабодаш Ольга Алексеевна, Беккер Александр Тевьевич. Спасательное устройство для эвакуации персонала морских нефтегазовых сооружений// Патент РФ №2652366. 2017

18) Бердинских Ю.А., Гнедой В.И., Проценко О.А., Сальников Л.С., Тружеников В.А., Гладков О.А. Устройство для передачи жидкого груза//Патент РФ №2162044. 2001

19) Закрытое Акционерное Общество НПО «сопот» Способ импульсного тушения пожаров на морские платформы//Патент РФ №2442626. 2012

20) Карминати Стефано, Цампато Массимо. Способ предотвращения гидратов в текучих средах// Патент IT №2016138402.2018

21) Бабидорич М.И. Поляков К.М. Гончаренко М.В. Реутова О.А. Лаптев А.С. Изобретение для утилизации попутного газа//Патент РФ №2680154. 2019г

22) Саутвик Джеффри Джордж, Ван Ден Пол Эстер, Нельсон Ричард Чарльз Изобретение для повышения нефтеотдачи пласта// Патент US №2679464.2019

23) Ван Дер Нат, Клеменс Герардус, Йоханнес Мария. Изобретение для переноса текучих сред //Патент NL №2659159.2015

24) Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" Конструкция интеллектуальных газовых скважин//Патент РФ №2566162.2014

25) И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова. Финансовый Менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение; Томский политехнический университет // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

26) Технологический Регламент Технологического Комплекса Млсп «Приразломная» 20040.360089.5030тр // М. – 2010г. – 823с.

27) ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация // М.: Стандартиформ, 2007. – 10 с.

28) Шум. Общие требования безопасности. // М.: Стандартиформ, 2008.– 13 с.

29) СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. - Режим доступа [www.URL: http://www.complexdoc.ru/ntdtext/485621.](http://www.complexdoc.ru/ntdtext/485621), свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

30) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и

общественных зданий [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/579059.>, свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

32) Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.rg.ru/2011/10/28/medosmotr-dok.html.>, свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

33) Технический регламент от 24 декабря 2009 г. О безопасности средств индивидуальной защиты [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.rg.ru/2010/03/30/tehreg-site-dok.html.>, свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

34) Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 17 декабря 2010 г. [Электронный ресурс]. Электрон. дан. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_130472/.](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130472/), свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

35) ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда. // М.: Стандартиформ, 2010. – 16 с.

36) Лебедьков А.Е., Кан А.В., Андреев А.Е., Лушникова Л.В. Справочник инженера по подготовке нефти. // Нефтеюганск. - 2007. - 295 с.

37) ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. Издание официальное. Госстандарт России. // Москва – 2002. - 8с.

38) Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды.// М., Недра – 1981. - 261с.

39) Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды// М., Недра – 1977. – 192 с.

40) А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа//Издательство Томского Политехнического университета – 2012. – 125 с.

41) Zhang, M., Wang, C., Zheng, X., Chen, J., Lu, H. Study on dehydration of heavy oil in offshore field by mixing light oil // Ship Building of China. – 2016. – P 236-240.

42) Гуреев А. А., Абызгильдин А.Ю. Капустин В.М., Зацепин В.В. Разделение водонефтянных эмульсий. Учебное пособие. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2002. - 95с

43) Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений.// М.: Издательство Академии горных наук - 1999. - 373 с.

44) Шамсуллин Р.М., Егоров И.Ф., Бандалетов В.Ф., Косяков К.Ю. МЛСП «Приразломная»: опыт освоения арктического шельфа России// Издательство: Общество с ограниченной ответственностью "Камелот Паблшинг" .М. -2015. - 96-99с

45) [Электронный ресурс]. - Режим доступа [http://www.e-reading.club/chapter.php/127765/97/Maksakovskiii\\_Geograficheskaya\\_kartina\\_mira\\_Posobie\\_dlya\\_vuzov\\_Kn\\_I\\_Obshchaya\\_harakteristika\\_mira\\_Global%27nye\\_p--chestva.html](http://www.e-reading.club/chapter.php/127765/97/Maksakovskiii_Geograficheskaya_kartina_mira_Posobie_dlya_vuzov_Kn_I_Obshchaya_harakteristika_mira_Global%27nye_p--chestva.html)

46) Elsevier B.V., Feature: Oil & gas: North sea success. Hainsworth D, Total, France -2016. – P 28-30

47) Харин А.Ю., Харина С.Б. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений. Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - 140 с.

48) Kee K.E., Richter S., Babic M. Experimental study of oil-water flow patterns in a large diameter flow loop-the effect on water wetting and corrosion// Instityte for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio University – 2016. –P 569-582

49) [Электронный ресурс]. - Режим доступа <http://www.mirnefti.ru/index.php?id=10>

50) Nguyen, T.V.,Voldsund, M.b, Breuhaus, P., Elmegaard, B., Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms// Department of Chemistry,

Norwegian University of Science and Technology, Hogskoleringen 5, Trondheim, Norway - 2016. - P 325-340.

51) Мирзаев Д.А., Мансуров М.Н., Никитин П.Б. Освоение морских нефтегазовых месторождений : состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. - М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. - 370 с.

52) Штенгауэр О.В., Шендалева Е.В. Особенности оценки риска при добыче нефти на морских платформах//Омск-Издательство: Омский государственный технический университет – 2016 - №1 – 404-410с.

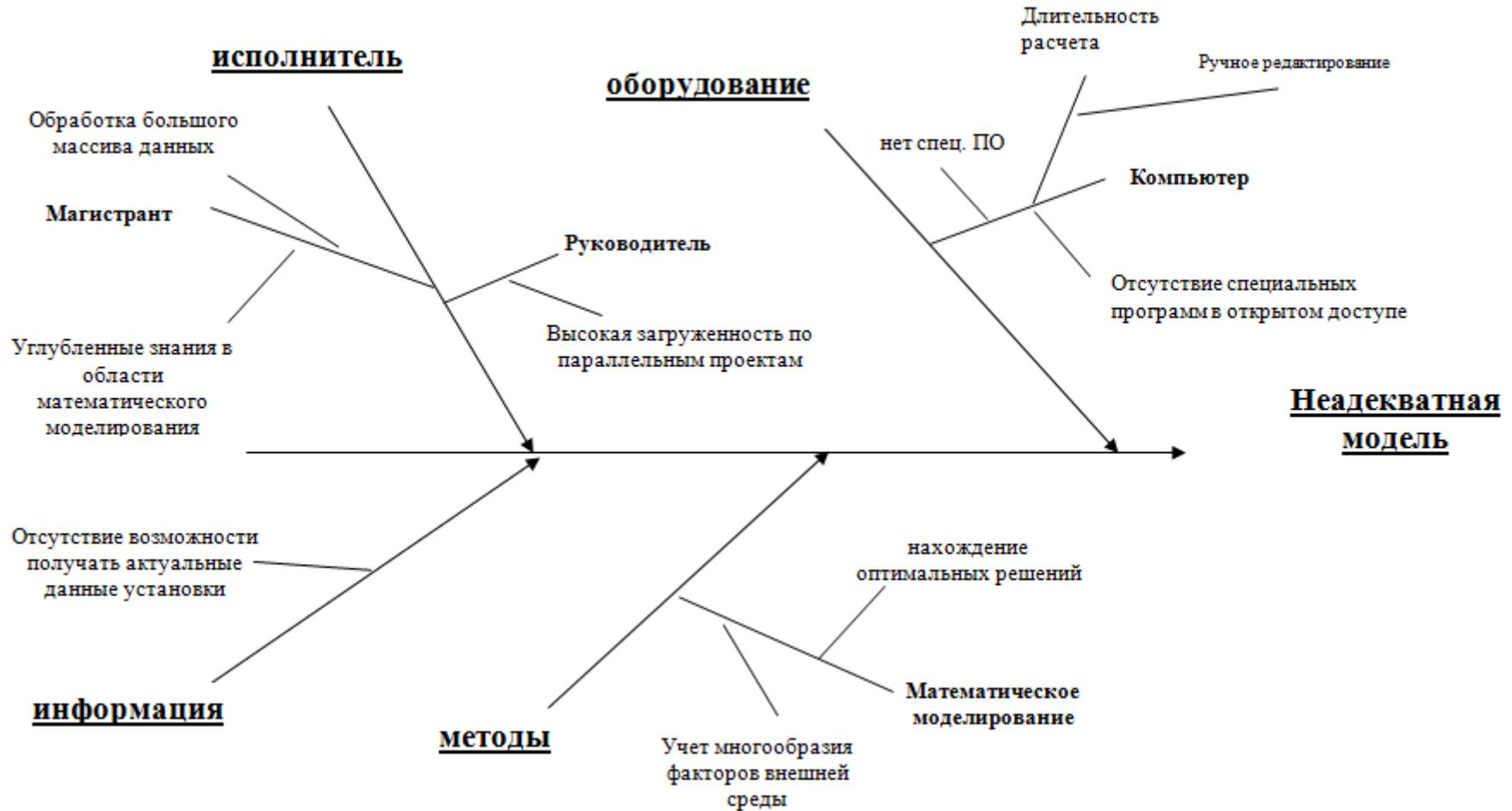
53) Богданов Я.А., Проблемы обеспечения надежности морских стационарных платформ для добычи нефти и газа// Издательство Дом «Академия Естествознания» - Пенза – 2013.– 180с.

54) Sallh D., Wachtmeister H., Tang X., Hook M., Offshore oil: Investigating production parameters of fields of varying size, location and water depth// School of Business Administration, China University of Petroleum - Beijing, 18 Fuxue Road, Changping, Beijing, China – 2015. – 430-440 с.

55) Мастепанов А.М. Нефтегазовые проекты на Арктическом шельфе в условиях высоких и низких цен на энергоресурсы// Издательство: Союз организаций нефтегазовой отрасли "Российское газовое общество" – М. – 2016.- 11-18с.

## Приложение А

Рисунок 24 - Причинно-следственная диаграмма



**Приложение Б**  
**Раздел, выполненный на иностранном языке**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ72	Золодуева Юлия Сергеевна		

Руководитель ВКР Отделения химической инженерии ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Попок Евгений Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения иностранных языков	Ляхотюк Любовь Андреевна	-		

Томск – 2019 г.

## 1.1 Composition and properties of produced oil

Oil - flammable, oily liquid, mostly dark in color, is a mixture of different hydrocarbons. Oil consists of the following hydrocarbon groups: methane (paraffin) with the general formula  $C_nH_{2n+2}$ ; naphthenic -  $C_nH_{2n}$ ; aromatic -  $C_nH_{2n-6}$ . Alkanes methane  $CH_4$ , ethane  $C_2H_6$ , propane  $C_3H_8$  and butane  $C_4H_{10}$  predominate, being at atmospheric pressure and normal temperature in a gaseous state.  $C_5H_{12}$  pentane,  $C_6H_{14}$  hexane and  $C_7H_{16}$  heptane are unstable, freely transferred from the gaseous state to the liquid state and vice versa. Hydrocarbons from  $C_8H_{18}$  to  $C_{17}H_{36}$  - liquid substances. Hydrocarbons having more than 17 carbon atoms are solids (paraffins). The oil contains 82-87% carbon, 11- 14% hydrogen (by weight), oxygen, nitrogen, carbon dioxide, sulfur, chlorine, iodine, phosphorus, arsenic, etc., in small amounts.

Oil extracted from wells includes gases of organic (from  $CH_4$  to  $C_4H_{10}$ ) and inorganic ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) origin, produced water with dissolved salts, mechanical impurities (sand, clay, limestone). Before transportation, consumers are separated from oil by gases, mechanical impurities, the main part of water and salts. [36]

In this form, it is impossible to transport oil products through trunk pipelines, because:

- water is a ballast, the pumping of which does not bring profit.
- when a joint flow of oil, gas and water, there are sufficiently large pressure losses to overcome the friction forces than when pumping one oil. In addition, the resistance created by the gas caps trapped in the peaks of the profile and the accumulation of water and low points of the route is high.
- saline formation water causes accelerated corrosion of pipelines and tanks, and particles of mechanical impurities - abrasive wear of equipment.

The task of field treatment of oil is to separate the main part of these impurities from oil, bringing its quality to conformity with GOST R51858-2002. [37]

### **1.3 Oil treatment processes**

Oil field preparation is a multi-stage technological process, which includes:

- destruction of water-oil emulsions;
- preliminary dehydration of hydrocarbons;
- utilization of water obtained as a result of the previous operation directly

at the fields;

- dehydration and desalting of oil.

#### **1.3.1 Separation**

In the course of lifting the liquid from the wells and transporting it to the central collection and treatment station for oil, gas and water, the pressure gradually decreases and gas is released from the oil. The volume of released gas as the pressure decreases in the system increases and is usually several dozen times the volume of liquid. Therefore, at low pressures, their joint storage, and sometimes the collection becomes impractical. Have to implement their separate collection and storage. [38]

Oil separation occurs on its entire path of movement: when oil rises in the well, in pipelines, in separators, in tanks.

Separation is the process of separating gas from oil. The apparatus in which the separation process takes place is called a gas separator. When the output of the separated gas is maintained a certain pressure and temperature. Any such outlet for separating gas is called a gas separation stage.

The loss of light fractions of oil depends on the separation process, during subsequent transport and storage. It has been established that with the instantaneous separation of oil (with a sharp decrease in pressure) the carry-over amount of heavy hydrocarbons with a rapidly moving free gas stream increases significantly.

In modern methods of collecting oil and gas, all block automated group metering installations, booster pumping stations (DPS) and (DSP) and the preparation of oil, gas and water are supplied with separators.

With step-by-step separation, it is possible to achieve basically only free gas by adjusting the pressures on the steps. Therefore, if there are no stabilization facilities in the fields, it is necessary to carry out separation whenever possible with methods with minimal losses of gasoline fractions. One of them - step separation. However, a multi-stage separation of oil should not only reduce the entrainment of heavy fractions with gases, but also drastically reduce the oil carryover of light free gases, with the release of which in the tanks a lot of oil is lost during the subsequent stages of its movement. [38]

Multistage separation is used for the gradual removal of free gas as the pressure decreases. It is used at high pressures at the wellhead.

The oil-water mixture from the well first enters the high-pressure gas separator, where most of the gas from the oil is released. The resulting gas can easily be transported over long distances under its own pressure.

From the high pressure gas separator, the oil-water emulsion is sent to a medium and low pressure separator for final separation from the gas.

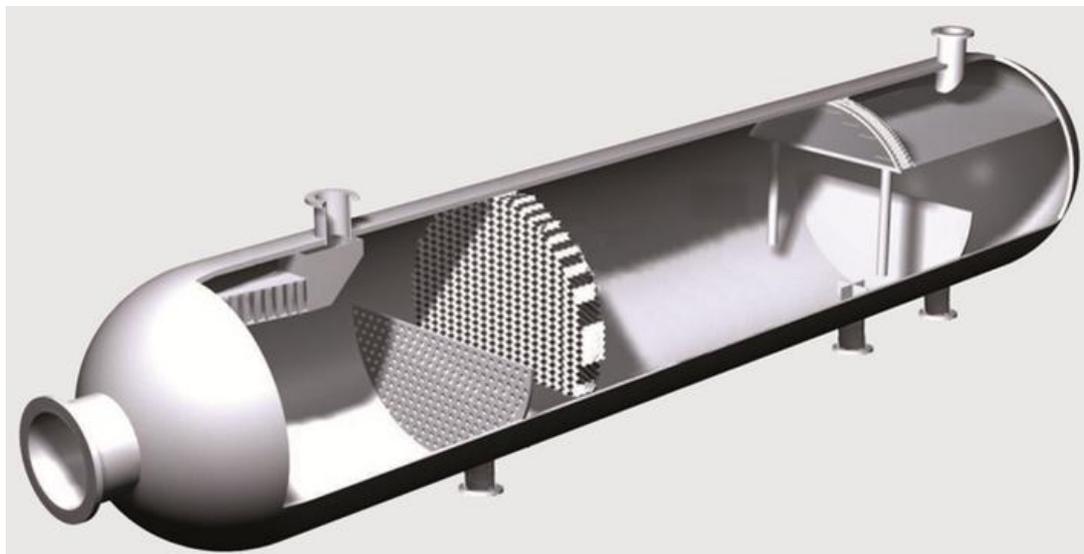


Figure 25 - The design of the horizontal separator

The separation process is carried out due to the selective wettability of oil and inertial, gravitational forces. In this regard, film, inertial and gravitational separations are distinguished from this, and the separators are louvred, hydrocyclone and gravitational. Film separation is carried out by selective wetting of the liquid on the metal surface. With the passage of a gas stream with a certain

oil content through the louvered nozzles (drip catchers), the oil droplets, in contact with the metal surface, moisten it and form a continuous liquid film on it. The liquid on the film will hold well enough and when it reaches the specified thickness it begins to continuously flow down. This phenomenon is called the film separation effect or otherwise adhesion. The operation of louvered separators is based on this principle. Inertial separation is due to sharp turns of gas and oil flow. As a result of which the liquid, as more inertial, continues to move in a straight line, and the gas changes its direction. As a result, they are separated. On this principle, the work of the hydrocyclone gas separator is performed, in which the gas-oil fluid is supplied to the cyclone head, where the fluid is thrown to the inner surface and then goes down to the oil separator space, and the gas moves strictly along the center of the cyclone. Gravitational separation occurs when the difference between the densities of liquid and gas, i.e. by their gravity. Gas separators operating on this principle are called gravity.

In accordance with the designation, four main sections are provided in the gas separators: main, precipitation, liquid collection and dropping. The main separation section serves for the main separation of well production into gas and liquid. The input of raw materials into the section is carried out tangentially or normally, but with the use of special designs of the gas separator (deflector). The gas-liquid mixture input section provides maximum separation of the coarse phase, especially with a high initial content of the liquid phase, as well as a uniform input of the gas-liquid mixture into the apparatus, including the section for final cleaning of gas from liquid droplets. In the precipitation section, there is an additional release of gas bubbles contained in the oil in the state of occlusion, i.e. absorbed by her or not having time to stand out from it. Gas is also released from the oil, which increases if the oil flows along one or more inclined planes, called deflectors, and smoothly without splashes merge into a layer located at the bottom of the separator. The liquid collection section serves to collect liquid, from which gas is almost completely released at the pressure and temperature maintained in the

separator. However, a certain amount of occluded gas is still present in it. This section can be divided into two: the first one is for oil; bottom - for water; both have separate conclusions from the separator. The liquid collection section serves to collect liquid, from which gas is almost completely released at the pressure and temperature maintained in the separator. However, a certain amount of occluded gas is still present in it. This section can be divided into two: the first one is for oil; bottom - for water; both have separate conclusions from the separator.

The most common on oil fields, received horizontal separators, characterized by high throughput with the same size of the separator. In service, the horizontal separator is simpler than the vertical one. At the present time horizontal two-phase separators of the type UBS and type NGS are also produced. In addition, three-phase separators are produced, in which the separation of oil into gas, oil and water occurs. Three-phase separators include UPS systems. These separation plants are used for technological equipment at the central processing station and for the preparation of oil, gas and water at the central oil treatment station (hereinafter referred to as CPPN). In these cases, when the field or the group of fields of reservoir energy is small for the transportation of oil and gas emulsion to the central oil field, the DNS is used. NGS type separators are used to separate gas from oil products at the first and subsequent stages of oil separation, including hot separation at the last stage. [36]

The complex consisting of a gas separator, a device for preliminary phase separation, equipped with level and pressure regulators, control devices and internal equipment, providing in the aggregate a normal technological process, is called a separation unit.

### **1.3.2 Dehydration and desalting of oils**

To reduce corrosion of pipelines and improve the performance of the OTF, a preliminary discharge of produced water is used, since existing typical installations are not able to cope with the increasing volume of incoming liquid, in particular, due to the use of low-volume settling equipment. Due to the instability

of gas-oil mixtures, their ability to redisperse and stabilize (due to the effect of "aging"), water must be taken differentially at all points of the technological scheme, where it stands out as a free phase. [39]

This principle is universal, since reduces the load on the next-stage separators, septic tanks, furnaces, pumping equipment, increases their operational reliability, and sometimes excludes some of the listed equipment from the flowchart.

Depending on the location of the preliminary discharge of water in the technological chain of collection and treatment of oil can be identified:

- track reset;

- centralized discharge: on the CSN and immediately before the oil treatment installations.

When water is discharged in any case, it should be possible to dispose of it.

A feature of the discharge on the CSN is the need to carry out the process of water discharge under excess pressure, ensuring the transport of gas-saturated oil to the preparation sites and the second stage of separation. Pre-discharge of water is part of the overall process of oil treatment and water purification. When extracting from the reservoir, moving through tubing pipes in the wellbore, as well as along field pipelines of a mixture of oil and water, an oil-water emulsion is formed - a mechanical mixture of liquids insoluble in each other and in a finely dispersed state. [40]

The separation of water from heavy oil is a time consuming process. Deposition can only be used at an above-ground deposit due to a long residence time and large equipment size. Experience in the processing of heavy oil on land cannot be applied to the offshore oil field due to limited space. Thus, it is necessary to find ways to reduce the size of the equipment. The scientists of the Beijing Research Institute [41] described experiments on the dehydration of heavy oil by mixing with light oil. The results show that with such mixing the residence time can be significantly reduced. According to these results, the recommended process parameters were developed.

Modern dewatering methods do not allow production of crude oil with a residual water cut below 0.2%. Therefore, in the preparation of crude oils with high mineralization of formation waters (density of 1170 - 1200 kg / m<sup>3</sup>) after the deep dehydration stage, an additional step is provided - desalting, i.e. flushing with dry water with fresh water. The process of oil desalting, along with similar elements with the process of dehydration, has some specific features. Thus, the process of oil dehydration can be divided into stages: the destruction of armoring shells on water globules with a demulsifier reagent, the consolidation of droplets, and the separation of phases. During desalting, subprocesses can be distinguished: emulsification of fresh water with heated oil, extraction (or equilibrium distribution of salts), coarsening of droplets, separation of phases. When desalting oils, chemicals are also used (surfactants, alkalis, polyelectrolytes). Successful implementation of the desalting process is the complete destruction of the emulsion at the dehydration stage. [42]

The following oil dehydration and desalting plants are operated at oil fields:

- thermochemical oil dehydration (TCU);
- electrical desalting plants (ELOU).

In the thermochemical installation of oil dehydration (Figure 1), crude oil (oil emulsion) I from feed tank 1 is pumped through pump 2 through heat exchanger 3 into a tube furnace 4.

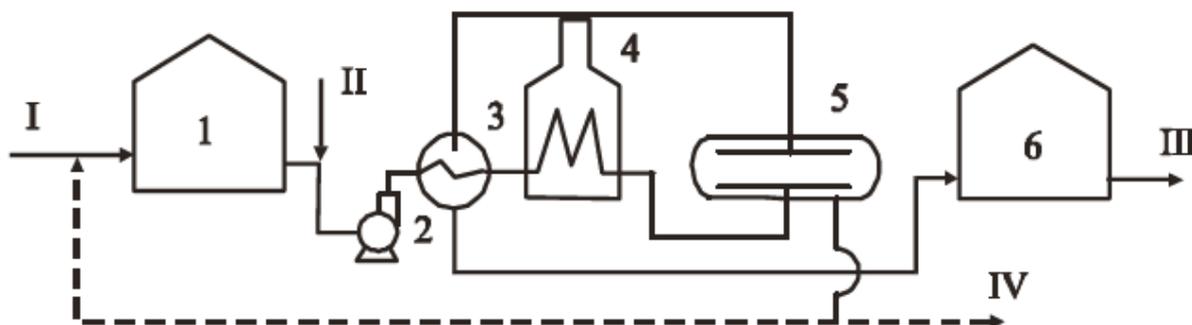


Figure 26 - Technological scheme of the thermochemical plant dehydration

Before pump 2, the reagent, demulsifier II, is pumped into the oil. In the heat exchanger 3 and the tube furnace 4, the oil emulsion is heated, and during its

turbulent mixing in the pump and as it moves along the pipe coil in the furnace, the demulsifier reagent is brought to the formation water drops and the destruction of armor layers of asphalt-resinous substances is destroyed. Heating in a tubular furnace is carried out, if necessary, heating the oil emulsion to a temperature above 120 ° C (under elevated pressure to prevent boiling water). At lower heating temperatures, instead of a tube furnace 4, a steam heater can be used. The optimal heating temperature is considered to be that at which the kinematic viscosity of the oil emulsion is  $4 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$ . Unstable emulsion from the tube furnace 4 enters the sump 5, where it is stratified into oil and water. The dehydrated oil is discharged from the top of the sump 5, passes through the heat exchanger 3, where it gives off some of the crude oil supplied for the demulsification to the reservoir 6, from which commercial oil III is pumped to the main oil pipeline by pump III. Separated in the sump 5 reservoir water IV is sent to the installation for the treatment of wastewater. Raw tank 1 can operate as a tank with a preliminary discharge of water. In this case, part of the hot water leaving the clarifier 5 and containing the demulsifier reagent is supplied to the crude oil stream in front of reservoir 1 (dashed line). In this case, the tank 1 is equipped with a distribution liquor and overflow pipe. A reservoir of water is maintained in the tank so that the incoming oil emulsion passes through the water column in a distributed stream, which contributes to a more complete separation of free water from the oil emulsion. The water separated in the tank with preliminary discharge is pumped out to the sewage treatment plant.

In this embodiment, the possibility of two-stage oil dehydration is provided: the first stage is preliminary dehydration; second stage - final dehydration.

It is very important to maintain optimal stability of oil-water emulsions entering the preliminary and final stages of dehydration. In this case, the maximum permissible stability of the emulsion entering the final stage of dehydration should be determined, and its excess should be prevented by changing the flow rate of the demulsifier and the water discharged from the stage of preliminary dehydration.

Devices that ensure the destruction of emulsions and the consolidation of water droplets to a given size (120-200  $\mu\text{m}$  or more) and increase on this basis the performance of settling devices are tubular linear and sectional drop-forming agents, as well as pipelines of field oil collection and transportation systems. [40]

#### **1.4 Features of the preparation of oil on the shelf**

The shelf is an underwater continuation of the coast, having one geological structure with it. The shelf gently goes into the sea, gradually increasing the depth, and then ends abruptly, moving into great depths.

The shelf of Russia is approximately 21% of the length of the entire shelf of the World Ocean, due to the great length of its coast, mainly the Arctic Ocean. The prospects for the development of the shelf for the country that owns them are incredible, because there are rich hydrocarbon deposits there, which, among other things, explains the active exploration of the natural resources that the Arctic shelf stores. It is because of them that countries with access to the Arctic seas compete for virtually every meter of maritime borders. The coast of our country stretches for thousands of kilometers. However, the coasts of Russia are located mainly in the northern, arctic zone, and the development of arctic shelves is associated with great difficulties and costs. Of the explored wealth already stored by the Arctic shelf of Russia, 49% are stored in the Barents Sea, and 35% in the Kara Sea. The development of the Laptev Sea shelf, according to modern estimates, can bring up to 8,700 million tons, and the reserves, which the Arctic shelf of the East Siberian and Chukchi seas carries, are estimated at over a billion tons of hydrocarbons. [43]

But Russia's Arctic shelf is promising not only in terms of hydrocarbon reserves (gas, oil, gas condensate). There is reason to assume that the shelf resources of the Arctic Ocean store reserves of other minerals. These are nickel, lead, manganese, tin, platinum, gold, diamonds, deposits of which are developed on coastal territories and can be found on the shelf. In world practice, there are already examples of successful mining of rare earth metals on the shelf.

Prospects for the development of oil and gas resources in offshore fields are described in many papers, for example [44], which state that the development

of offshore fields in Russia is an important strategic task, the solution of which largely determines the country's economic situation. According to modern estimates, only the Barents Sea harbors in its depths 36% of all the shelf resources of oil and gas in Russia. Reserves on an area of 1.4 million km<sup>2</sup> are estimated at 28 billion tonnes of coal. The involvement of the oil and gas fields of the Arctic shelf into economic circulation requires the creation of a complex of unique engineering structures that provide for the production, transportation, and processing of hydrocarbons, and in difficult conditions of the Far North. Such a unique structure is the sea ice-resistant platform (hereinafter referred to as OLSK) “Prirazlomnaya”.

The extraction of oil and natural gas in the waters of the oceans has a rather long history. In a primitive way, offshore oil production was conducted in the XIX century. in Russia (on the Caspian Sea), in the USA (in California) and in Japan. In 30 g. XX. In the Caspian and Gulf of Mexico, the first attempts were made to drill for oil from piles and barges. The beginning of the really rapid growth of offshore oil and gas production dates back to 1960. This process received even greater acceleration in 1970-1980, as evidenced by the number of countries producing oil and natural gas within the continental shelf. In 1970 there were only about 20 such countries, and at the beginning of 1990 there were already more than 50. The global offshore oil production also increased accordingly. By the end of 90, more than 100 out of 120 countries that had access to the sea were searching for oil and gas on the continental shelf, and 55 of them were already developing the fields. The share of production from offshore fields worldwide amounted to 26% of oil (680 million tons) and gas more than 18% (340 billion m<sup>3</sup>). For all the time of their operation at the beginning of 1990, about 15 billion tons of oil and 3.8 trillion were recovered. m<sup>3</sup> of gas. [45]

In February 2016, Total began production at the Laggan and Tormor gas and gas condensate fields on the shelf of Scotland, United Kingdom. It is expected that a project worth 3.5 billion pounds will last 20 years. The Laggan-Tormor field is located far from the sea and connected to the Shetland gas processing plant, Britain's longest deep-sea underwater-coastal link, 140 km, with an underwater

wellhead and collector system. Large projects such as Laggan-Tormor, with cleaner natural gas, are vital for the UK's plan to transition to a low-carbon economy. In [46], problems and achievements in the field of development of the Laggan-Tormor and Shetland GPP fields, including environmental factors, are discussed.

The development of offshore oil and gas fields is fundamentally different from the exploration and development of them on land. The big complexity and specific features of carrying out these works in the sea is caused by the following factors:

- the environment;
- engineering and geological surveys;
- high cost and unique hardware;
- methodological and biological problems caused by the need to perform work under water;
- technology and organization of construction and operation of facilities at sea;
- maintenance work, etc.

A feature of the continental shelf of our country is that 75% of the water areas are located in the northern and Arctic regions, which are covered with ice for a long time, and this creates additional difficulties in industrial development. The biggest problems in the sea areas of the Arctic are associated with the ice and the depths of the sea. Depending on the direction and strength of the wind, the depth of the sea and sea currents, the terrain and the properties of ice, the ice conditions are constantly changing and difficult to predict. The environment is characterized by hydrometeorological, geomorphological and geological factors that significantly complicate the development of offshore oil and gas fields. The main hydrometeorological factors include:

- temperature conditions;
- wind;
- excitement;

- currents and fluctuations of the sea level (in the coastal zone);
- water level;
- ice cover of the seas;
- chemical composition of water, etc.

Accounting for hydrometeorological factors makes it possible to assess their impact on the economic indicators of exploration and offshore oil and gas.

The geological conditions for the development of offshore oil and gas fields are also very peculiar. Here at the same time, all types of soil can be encountered - from silts to hard crystalline rocks, which require completely different methods of building objects in the sea. The construction of offshore oilfield facilities requires engineering and geological surveys of the seabed. When designing the foundations of these structures, special attention is paid to completeness and quality in laboratories. The reliability and completeness of the data largely determines the safety of operation of the structure and the efficiency of the project. [47]

Usually, carbon steel pipes are used to transport hydrocarbon products. In offshore oil fields, produced crude oil contains water, which also flows through pipes. The presence of water can lead to internal corrosion if unbound water contacts the surface of the pipe wall. Thus, an important issue is how the distribution of water in the oil-water emulsion flow can affect the wetting of the surface on the steel pipe under various conditions. At Ohio University, professors Kee K.E., Richter S., Babic M., in [48], to study the two-phase flow of oil-water in horizontal and vertical positions, an inclined contour with an internal diameter of 0.1 m (4 inches) was used. As the test liquids used: light paraffin oil (40 ° API) and 1% wt. NaCl aqueous solution. To determine the degree of surface moistening and visualization of the fluxes, two measurement methods were used, respectively: the conductors installed flush and the high-speed camera. Wetting data were classified based on four wetting types: stable wetting with water, unstable wetting with water, unstable wetting with oil, and stable wetting with oil. It was found that the wetting data obtained on the conductors corresponded to the imaging results of the

high-speed camera. The results of horizontal movement of the emulsion showed that the water flows separately and wets the bottom of the pipe at a low speed of movement of the mixture. In addition, not all of the water was completely captured by high-speed flow, as it is still possible to detect traces of water, periodically wetting the surface, causing unstable wetting of the oil. Based on the measurement of the amount of iron, the corrosion rate was greatest when the emulsion had a high water content in combination with a high flow rate, which corresponds to wetting with water.

Depending on the depth, different mining technologies are used. In shallow water, they usually build fortified “islands” from which they drill. This is how oil has long been produced in the Caspian fields in the Baku region. The use of this method, especially in cold waters, is often associated with the risk of damage to oil-producing "islands" by floating ice. For example, in 1953, a large ice massif detached from the coast destroyed about half of oil wells in the Caspian Sea. [49] The technology is used less often when the necessary area is edged with dams and water is pumped out of the resulting pit. At a depth of the sea up to 30 meters earlier, concrete and metal racks were built on which equipment was placed. The overpass was connected to land or was an artificial island. Subsequently, this technology has lost relevance.

If the field is located close to land, it makes sense to drill an inclined well from the shore. One of the most interesting modern developments is remote control of horizontal drilling. Experts monitor the passage of wells from the shore. The accuracy of the process is so high that you can get to the desired point from a distance of several kilometers. In February 2008, Exxon Mobil Corporation set a world record in drilling such wells as part of the Sakhalin-1 project. The length of the wellbore here was 11,680 m. Drilling was carried out first in the vertical and then in the horizontal direction under the seabed in the Chayvo field 8-11 kilometers from the coast. The deeper the water, the more complex the technology applied. At depths of up to 40 m, stationary platforms are constructed; if the depth reaches 80 m, floating drilling rigs equipped with supports are used. Up to 150–

200 m, semi-submersible platforms operate, which are held in place by means of anchors or a complex dynamic stabilization system. A drilling vessel can drill at much greater sea depths. Most of the “record holders” were held in the Gulf of Mexico - more than 15 wells were drilled at a depth exceeding 1.5 km. The absolute record of deepwater drilling was set in 2004, when the drilling vessel Discoverer Deel Seas of Transocean and ChevronTexaco began drilling in the Gulf of Mexico (Alaminos Canyon Block 951) at a sea depth of 3053 m. [49]

Oil and gas production platforms are energy-consuming systems - each of them consumes up to several hundred millivol, depending on the properties of the products, the specifics of the export and the useful life. The work of Norwegian scientists [50] presents technologies that increase the energy efficiency of such platforms, such as:

1. installation of multiple pressure levels in production headers
2. introduction of multiphase expanders
3. expansion of the integration of energy systems and those. processes
4. restriction of gas recirculation around compressors
5. use of low-temperature gas during the cooling stages
6. replacement or reduction of existing gas turbines
7. use of waste heat

In this paper, it uses data from four platforms located in the North and Norwegian Seas, differing in raw materials, working conditions and development strategies. The benefits and practical limitations of each study are based on thermodynamic, economic, and environmental factors. Received a significant reduction in energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions - up to 15-20%. However, these indicators are very different from one object to another, which indicates that it is unlikely that any one strategy can be proposed, and thus, a thorough technical and economic analysis is necessary for each station.

For the production of hydrocarbons in offshore fields there are floating drilling rigs - special platforms - mainly of three types: gravity-type, semi-submersible and self-elevating.

For shallow depths, self-lifting platforms are used, which are floating pontoons with a derrick in the center, and support columns at the corners. At the drilling site, the columns sink to the bottom and sink into the ground, and the platform rises above the water. Such platforms can be huge: with living quarters for workers and crew, a helipad, their own power station. But they are used at shallow depths, and the stability depends on what kind of soil on the seabed. These types include: platforms 1, 2 with a metal rigid base of the through type, flexible tower 3. (Figure 3).

Semi-submersible platforms are used at great depths. Platforms do not rise above the water, but float above the drilling site, held by heavy anchors. These include: platforms 4,5 of type SPAR (the upper structure is supported by a pillar-like buoy), semi-submersible platform 6. (Figure 27)

Gravity-type drilling platforms are the most stable, as they have a strong concrete base resting on the seabed. Drilling columns, reservoirs for storing mined raw materials and pipelines are built into this base, and a derrick is located on top of the base. Tens and even hundreds of workers can live on such platforms. [51]



Figure 27 - Types of platforms

In [52], representatives of Omsk State Technical University considered environmental risks arising from the operation of fixed offshore and floating platforms for drilling wells, oil and gas production. The initial event for the assessment of environmental risk is the realization of technical risk as a result of harm to the environment. Environmental risk assessment is carried out depending on the damage to the atmosphere, water resources, soil, flora and fauna. At the same time, they take into account the requirements of Russian laws and regulatory documents operating in the field of nature conservation.

Also in [53] Ya. O. Bogdanov An analysis was made of the state of offshore fixed platforms for oil and gas production at offshore fields It is shown that during operation, the existing defects of structural elements of offshore stationary platforms under the influence of loads and impacts can develop to a critical state and lead to the destruction of the entire platform, with the most intensive wear processes occur in the zone of periodic wetting. It is possible to prevent an emergency situation by conducting a comprehensive diagnostic examination and detecting defects in a timely manner. The article formulates the requirements for modern methods of non-destructive testing during a comprehensive diagnostic examination in a marine field, and conducts a detailed analysis. On the basis of the research conducted by the author, it was established that the most effective method for conducting a comprehensive diagnostic examination is a promising method of thermal control.

Today, scientists are actively engaged in the development of offshore oil and gas fields, since in the world practice the oil and gas resources of the continental shelf have long been the main sources of increased oil and gas production. Currently, the share of hydrocarbons produced on the continental shelf is more than a quarter of world production, and it continues to grow.

Scientists from China [54] present empirical estimates of the level of field depletion, depletion rate, decline rate and characteristic time intervals for offshore oil production based on a global database containing data on 603 offshore oil fields. For various categories of deposits, which are determined by the size,

location and depth of water, statistical distributions, arithmetic, and weighted average production parameters are derived. Found a significant trend of small deposits at higher rates of depletion and decline.

Similarly, OECD countries tend to have higher rates than non-OECD countries. Dependencies related to water depth are not clearly defined and require additional study of time related factors. The resulting variances in the estimates of derived parameters are well described by positively skewed probability distributions. In addition, according to theory, there is a strong correlation between depletion and a decrease in depletion rate. According to the study, the net share of global offshore production from shallower and deeper deposits is increasing. The continuation of these trends is likely to have implications for the future cumulative offshore production, in particular, for increasing the overall cumulative decline rates.

The article [55] shows that the development of hydrocarbon resources of the Arctic shelf is one of those geopolitical realities that will affect the development of the world economy and energy in the first half of the XXI century. However, the prospects for the development of these resources are strongly dependent on the price situation and the demand for oil. The paper gives a brief analysis of their development under high world oil prices and under changed conditions. It was concluded that at low prices, development of the Arctic shelf almost completely falls out of the system of priorities for the global development of the oil and gas