

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 18.03.01. Химическая технология
Кафедра ХТТ и ХК

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Моделирование процесса промысловой подготовки нефти на шельфовых месторождений	

УДК 622.276.8:553.982(47+57).001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Золотуева Юлия Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Попок Евгений Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Раденков Тимофей Александрович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), CDIO(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), CDIO (1.2, 2.1, 4.5)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), CDIO (п. 2.2)
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) CDIO (п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), CDIO (п. 2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), CDIO (п. 2.4)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) CDIO (п. 4.7, 4.8, 3.1)

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.03.01 Химическая технология, специализация
Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>Бакалаврской работы</i>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ДЗБ	Золотуева Юлия Сергеевна

Тема работы:

<i>Моделирование процесса промышленной подготовки нефти на шельфовых месторождениях</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 31.01.2017 г. №418/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23 мая 2017 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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 анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема и технологический регламент установки подготовки нефти морской стационарной ледостойкой платформы: • Анализ режима работы системы подготовки нефти МЛСП; • Моделирование системы подготовки нефти с помощью программного комплекса Aspen HYSYS; • Повышение эффективности работы и уровня безопасности эксплуатации системы подготовки нефти на основе разработанной модели.
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема системы подготовки нефти МЛСП
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Рыжакина Татьяна Гавриловна, кафедра менеджмента, доцент, к.э.н.
<i>Социальная ответственность</i>	Раденков Тимофей Александрович, кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности, ассистент,
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент. каф. ХТТ и ХК	Попок Е.В.	к.т.н.		15.02.17 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Золотуева Ю.С.		15.02.17 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ДЗБ	Золотуева Юлия Сергеевна

Институт	ИПР	Кафедра	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
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 потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Потенциальные потребители результатов исследования 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий
3. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности исследования моделирования процесса промышленной подготовки нефти и внедрению деэмульгатора серии «UnidemES»

Перечень графического материала:
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ 6. Сравнительная эффективность разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДЗБ	Золотуева Юлия Сергеевна		

Условные обозначения

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод

ДНС - дожимные насосные станции

ЦПС - центральный пункт сбор нефти

ЦППН - центральный пункт подготовки нефти

НГС – нефтегазовый сепаратор

УБС – блочная сепарационная установка

УПС – установка предварительного сброса воды

УПН – установка подготовки нефти

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ТХУ – термохимические установки обезвоживания нефти

ЭЛОУ – электрообессоливающие установки

ОЭСР – организация экономического сотрудничества и развития

МЛСП – морская ледостойкая стационарная платформа

ARCO – arctic oil (сорт нефти)

ЭЦН – электрические центробежные насосы

АСУБ – автоматизированная система управления и безопасности

PCU, DCS –распределенная система управления

CAO,ESD – система аварийного останова

СПГС – система пожарогазовой сигнализации

СКСК – система контроля состояния кессона

ТЭГ – триэтиленгликоль

Оглавление

Введение.....	13
1.Литературный обзор	14
1.1 Состав и свойства добываемой нефти.....	14
1.2 Требования к товарной нефти.....	16
1.3 Процессы подготовки нефти.....	18
1.3.1 Сепарация.....	18
1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефтей.....	22
1.4 Особенности подготовки нефти на шельфе.....	26
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	332
3.1 Предпроектный анализ	33
3.1.3 Анализ конкурентных технических решений	34
3.1.3 SWOT-анализ.....	37
3.2 Структура работ в рамках научного исследования	38
3.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ	39
3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	42
3.3 Расчет материальных затрат НТИ	44
3.3.1 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	44
3.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ.....	44
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	45
3.4 Накладные расходы.....	47
3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	47
3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	48
Список использованных источников	51

Введение

В последние десятилетия доля нефти и газа в мировом топливно-энергетическом балансе составляет более 70 % всех видов источников энергии. Учитывая высокие экологические требования общественности, предъявляемые к строительству атомных и гидравлических электростанций, в дальнейшем она будет возрастать еще больше. В большинстве нефтегазоносных районов на суше ресурсы нефти и газа истощены, и возможности прироста запасов промышленных категорий затруднены. В связи с этим перед специалистами нефтяной и газовой промышленности всех стран встала проблема поиска, разведки, обустройства и эксплуатации месторождений континентального шельфа, превращая его в крупную базу углеводородного сырья, где ежегодно добывается свыше 700 млн. т нефти.

Поверхность Мирового океана составляет 71 % поверхности Земли (361млн. км²), из них 7 % приходятся на континентальный шельф, в котором содержатся значительные потенциальные запасы нефти и газа.

Российская Федерация является одной из ведущих в мире энергетических держав. Потенциальные ресурсы и промышленные запасы нефти, природного и нефтяного газа в обозримом будущем вполне достаточны для обеспечения развития народного хозяйства страны.

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

Нефть - горючая, маслянистая жидкость, в основном темного цвета, представляет собой смесь разных углеводородов. Нефть состоит из следующих групп углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой C_nH_{2n+2} ; нафтеновые - C_nH_{2n} ; ароматические - C_nH_{2n-6} . Преобладают алканы метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 и бутан C_4H_{10}), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} и гептан C_7H_{16} неустойчивы, свободно переходят из газообразного состояния в жидкое и наоборот. Углеводороды от C_8H_{18} до $C_{17}H_{36}$ - жидкие вещества. Углеводороды, имеющие больше 17 атомов углерода - твердые вещества (парафины). В нефти содержится 82-87 % углерода, 11-14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера, в небольших количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п..

Нефть, добываемая из скважин, включает в себя газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, пластовую воду с растворенными солями, механические примеси (песок, глина, известняк). Перед транспортировкой потребителям от нефти отделяют газы, механические примеси, основную часть воды и солей. [1]

В этом виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя, так как:

- вода - это балласт, перекачка которого не приносит прибыли.
- при совместном течении нефти, газа и воды имеют место достаточно большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Помимо этого, высоко сопротивление, создаваемое газовыми шапками, защемленными в вершинах профиля и скоплений воды и пониженных точках трассы.

- минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы механических примесей - абразивный износ оборудования.

Задача промысловой подготовки нефти заключается в отделении от нефти основной части этих примесей, доведение её качества до соответствия ГОСТ Р 51858-2002 [2].

1.2 Требования к товарной нефти

Государственный стандарт России «Нефть. Общие технические условия ГОСТ Р 51858-2002» с 1 июля 2002 г. вводит термин:

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

В соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858-2002 нефть подразделяется на классы, типы, группы качества и виды. Фактор влияния человека в этой классификации учитывается в нормах групп качества, определяемых качеством подготовки добываемой нефти к транспорту от добывающих предприятий до потребителей нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

Классы. В зависимости от массовой доли серы в нефти выделяется 4 класса товарной нефти, таблица 1.

Таблица 1 - Классы товарной нефти

Класс	Наименование нефти	Массовая доля серы, (% масс.)	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,6 включительно	ГОСТ 1437
2	Сернистая	От 0,6 до 1,8 включительно	
3	Высокосернистая	От 1,8 до 3,5 включительно	
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,5	

Типы. В зависимости от плотности товарной нефти и массовой доли парафина в ней, а при поставке на экспорт - дополнительного по выходу фракций, товарная нефть подразделяется на 5 типов, таблица 2.

Таблица 2 - Нормы значений показателей для типов нефти

Показатель		Тип товарной нефти										Метод испытания
		0		1		2		3		4		
		РФ	Экс	Р Ф	Экс	РФ	Экс	РФ	Экс.	Р Ф	Экс.	
Плотность, (кг/м³), при температуре	20 °С	Не более 830		830,1- 850,1		850,1- 870,1		870,1-895		Более 895		ГОСТ 390
	15 °С	Не более 834,5		834,6- 854,4		854,4- 874,4		874,5- 899,3		Более 899,3		ГОСТ Р 51069
Выход фракций, %об.,не менее, до температуры °С	200	-	30	-		27	-	21	-	-	-	ГОСТ 2177
	300	-	52	-		47	-	42	-	-	-	
	350	-	62	-		57	-	53	-	-	-	
Массовая доля парафина, % масс. не более		-	6	-		6	-	6	-	-	-	ГОСТ 11851

Примечания:

1 Определение плотности при 20°С обязательно до 1 января 2004 года; Определение плотности при 15°С обязательно с 1 января 2004 года.

2 Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

Группы. По степени подготовки добываемой из недр нефти к транспорту товарная нефть подразделяется на 3 группы, таблица 3.

Таблица 3 - Нормы значений показателей для группы качества подготовки товарной нефти

Показатель	Группы качества Товарной нефти			Метод испытания
	1	2	3	
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	ГОСТ 2477
Концентрация хлористых солей, г/м ³ (мг/л), не более	100	300	900	ГОСТ 32534
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			ГОСТ 6370
Давление насыщенных паров при температуре 37,8°C в бомбе Рейда, кПа, не более	66,7 (500 мм.рт.ст.)			ГОСТ 1756
Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно			АСТМ Д 4929-99 Стандартный метод определения органических хлоридов, содержащихся в сырой нефти

Примечание:

Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признается соответствующей группе качества с большим номером (подготовлена хуже).

Виды. По содержанию сероводорода и меркаптанов товарную нефть подразделяют на 3 вида, таблица 4.

Таблица 4 - Нормы значений показателей для видов товарной нефти

Показатели		Виды товарной нефти			Метод испытания
		1	2	3	
Массовая доля, Млн. ⁻¹ (ppm), не более	Сероводорода	20	50	100	ГОСТ Р 50802
	Метил- этил- меркаптанов (в сумме)	40	60	100	

Примечания:

1 Нормы по показателям данной таблицы являются факультативными до 01 января 2004 года. Определение обязательно для набора данных.

2 Нефть по первому показателю данной таблицы с нормой «менее 20 млн.⁻¹» считается не содержащей сероводород.

В соответствии с ГОСТ Р 51858 условное обозначение товарной нефти (шифр) состоит из четырех цифр, разделенных точками, каждая из которых соответствует обозначению значения показателей:

(1) класса, (2) типа, (3) группы, (4) вида товарной нефти.

При поставке нефти на экспорт к обозначению типа товарной нефти добавляется индекс «Э». [3].

1.3 Процессы подготовки нефти

Промысловая подготовка нефти – это многоступенчатый технологический процесс, которая включает в себя:

- разрушении водонефтяных эмульсий;
- предварительном обезвоживании углеводородов;
- утилизации воды, полученной в результате проведения предыдущей операции непосредственно на месторождениях;
- обезвоживании и обессоливании нефти.

1.3.1 Сепарация

В ходе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно уменьшается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе повышается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Следовательно, при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится реализовывать их отдельный сбор и хранение [4].

Сепарация нефти происходит на всем ее пути движения: при подъеме нефти в скважине, в трубопроводах, в сепараторах, в резервуарах.

Сепарация - это процесс отделения газа от нефти. Аппарат, в котором происходит процесс сепарации, называют газосепаратором. При выводе отсепарированного газа поддерживается определенное давление и температура. Любой такой пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

От проведения процессов сепарации зависят потери легких фракций нефти, при последующем транспорте и хранении ее. Установлено, что при моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) значительно растет уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струей свободного газа.

В современных способах сбора нефти и газа сепараторами снабжаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки, дожимные насосные станции (ДНС) и (ЦПС) и подготовки нефти, газа и воды.

При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях можно достигнуть выделения в основном только свободного газа. Поэтому, если на промыслах нет стабилизационных установок, необходимо проводить сепарацию по возможности методами с минимальными потерями бензиновых фракций. Один из них - ступенчатая сепарация. Однако многоступенчатая сепарация нефти должна не только сократить унос тяжелых фракций с газами, а также резко уменьшить и унос нефтью легких свободных газов, с выделением которых в резервуарах немало теряется нефти на последующих этапах ее движения [4].

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Водонефтяная смесь из скважины в первую очередь поступает в газосепаратор высокого давления, где выделяется основная часть газа из нефти. Полученный газ легко может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из газосепаратора высокого давления водонефтяная эмульсия направляется в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

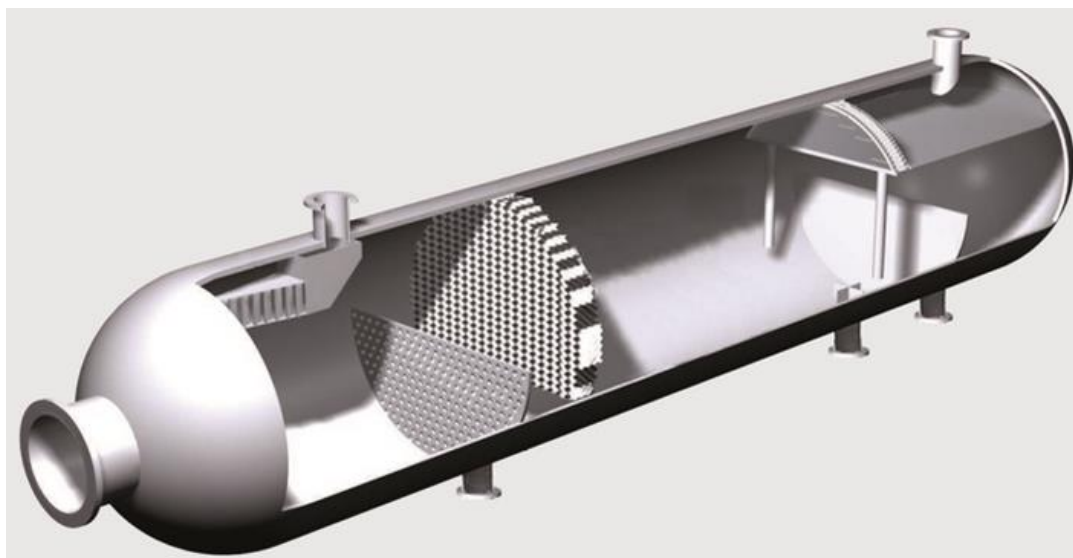


Рисунок 2 - Конструкция горизонтального сепаратора

Процесс сепарации осуществляется за счет селективной смачиваемости нефти и инерционных, гравитационных сил. В связи с этим различают пленочную, инерционную и гравитационные сепарации, а сепараторы – жалюзийные, гидроциклонные и гравитационные. Пленочная сепарация осуществляется за счет селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с определенным содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на пленке удержится достаточно хорошо и при достижении указанной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Данное явление называется эффектом пленочной сепарации или иначе адгезией. На данном принципе основана работа жалюзийных сепараторов. Инерционная сепарация осуществляется вследствие резких поворотов газонефтяного потока. В итоге, которого жидкость, как более инерционная, продолжает движение по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На данном принципе выполнена работа гидроциклонного газосепаратора, в котором осуществляется подача

газонефтяной жидкости в циклонную головку, где жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и потом поступает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ движется строго по центру циклона. Гравитационная сепарация происходит при разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие по такому принципу, называются гравитационными.

В соответствии с назначением в газосепараторах предусмотрены четыре основных секции: основная, осадительная, сбора жидкости и каплеуловительная. Основная сепарационная секция служит для основного разделения продукции скважины на газ и жидкость. Ввод сырья в секцию осуществляется тангенциально или нормально, но с применением специальных конструкций газоотбойника (дефлектора). Секция ввода газожидкостных смесей обеспечивает максимальное отделение крупнодисперсной фазы, особенно при высоком начальном содержании жидкой фазы, а также равномерный ввод газожидкостной смеси в аппарат, в том числе в секцию окончательной очистки газа от капель жидкости. В осадительной секции происходит дополнительное выделение пузырьков газа, содержащихся в нефти в состоянии окклюзии, т.е. поглощенные ею или не успевшие из нее выделиться. Также происходит выделение газа из нефти, которое усиливается, если нефть будет стекать по одной или нескольким наклонно расположенным плоскостям, называемым дефлекторами, и плавно без брызг сливаться в слой, расположенный в нижней части сепаратора. Секция сбора жидкости служит для сбора жидкости, из которой почти полностью выделился газ при давлении и температуре, поддерживаемых в сепараторе. Однако некоторое количество окклюдированного газа в ней еще имеется. Эта секция может быть разделена на две: первая - верхняя предназначена для нефти; нижняя - для воды; обе имеют самостоятельные выводы из сепаратора. Секция сбора жидкости служит для сбора жидкости, из которой почти полностью выделился газ при давлении и температуре, поддерживаемых в сепараторе. Однако некоторое количество

окклюдированного газа в ней еще имеется. Эта секция может быть разделена на две: первая - верхняя предназначена для нефти; нижняя - для воды; обе имеют самостоятельные выводы из сепаратора.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях, получили горизонтальные сепараторы, характеризующиеся высокой пропускной способностью при одном и том же размере сепаратора. В обслуживании горизонтальный сепаратор наиболее простой, чем вертикальный. В настоящий период выпускают также горизонтальные двухфазные сепараторы типа УБС и типа НГС. Кроме того производят сепараторы трехфазные, в которых происходит разделение нефти на газ, нефть и воду. К сепараторам трехфазным относятся установки типа УПС. Эти сепарационные установки используют для технологического оснащения на ЦПС и подготовки нефти, газа и воды центрального пункта подготовки нефти (далее - ЦППН). В этих вариантах, когда на месторождении или же группе месторождений пластовой энергии невелико для транспортировки нефтегазовой эмульсии до ЦППН, используются ДНС. Сепараторы типа НГС служат для разделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени. [1]

Комплекс, состоящий из газосепаратора, устройства для предварительного разделения фаз, оснащенные регуляторами уровня и давления, контрольными приборами и внутренним оборудованием, обеспечивающими в совокупности нормальный технологический процесс, называется сепарационной установкой.

1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефтей

Для уменьшения коррозии трубопроводов и повышения производительности УПН применяется предварительный сброс пластовой воды, т.к. действующие типовые установки не способны справиться с возрастающим объемом поступающей жидкости, в частности, из-за

использования малообъемной отстойной аппаратуры. В связи с неустойчивостью газоводонефтяных смесей, способностью их к повторному диспергированию и стабилизации (за счет эффекта «старения»), отбор воды необходимо осуществлять дифференцированно во всех точках технологической схемы, где она выделяется в виде свободной фазы [5].

Этот принцип является универсальным, т.к. позволяет снизить нагрузки на сепараторы последующих ступеней, отстойники, печи, насосное оборудование, повысить их эксплуатационную надежность, а иногда и исключить из технологической схемы часть перечисленного оборудования.

В зависимости от места осуществления предварительного сброса воды в технологической цепи сбора и подготовки нефти можно выделить:

- путевой сброс;
- централизованный сброс: на ДНС и непосредственно перед установками подготовки нефти.

При сбросе воды в любом случае должна быть предусмотрена возможность ее утилизации.

Особенностью сброса на ДНС является необходимость осуществления процесса сброса воды под избыточным давлением, обеспечивающим транспорт газонасыщенной нефти до узлов подготовки и второй ступени сепарации. Предварительный сброс воды является частью общего процесса подготовки нефти и очистки воды. При извлечении из пласта, движении по насосно-компрессорным трубам в стволе скважины, а также по промысловым трубопроводам смеси нефти и воды, образуется водонефтяная эмульсия – механическая смесь нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии жидкостей.[6]

Сепарация воды от тяжелой нефти является трудоемким процессом. Осаждение может быть использовано только на наземном месторождении благодаря длительному времени пребывания и большому размеру оборудования. Опыт работы по переработке тяжелой нефти на суше не может быть применен к морскому месторождению нефти из-за ограниченного

пространства. Таким образом, необходимо найти способы уменьшения размера оборудования. В работе ученых Пекинского Научно-исследовательского института [7] описаны эксперименты по обезвоживанию тяжелой нефти путем смешивания с легкой. Результаты показывают, что при таком смешивании время пребывания может быть значительно сокращено. Согласно этим результатам, выработаны рекомендованные параметры процесса.

Современные методы обезвоживания не позволяют получать товарную нефть с остаточной обводненностью ниже 0,2 %. Поэтому при подготовке сырых нефтей с высокой минерализацией пластовых вод (плотностью 1170 – 1200 кг/м³) после ступени глубокого обезвоживания предусматривается дополнительная ступень – обессоливание, т. е. промывка обезвоженной нефти пресной водой. Процесс обессоливания нефти, наряду со схожими элементами с процессом обезвоживания, имеет и некоторые специфические особенности. Так, процесс обезвоживания нефти можно условно разделить на стадии: разрушение бронирующих оболочек на глобулах воды реагентом-деэмульгатором, укрупнение капель, разделение фаз. При обессоливании можно выделить подпроцессы: эмульгирование пресной воды с нагретой нефтью, экстракция (или равновесное распределение солей), укрупнение капель, разделение фаз. При обессоливании нефтей также применяют химические реагенты (ПАВ, щелочь, полиэлектролиты). Успешное проведение процесса обессоливания - это полное разрушение эмульсии на стадии обезвоживания. [8]

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

В термохимической установке обезвоживания нефти (рисунок 3) сырую нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4.

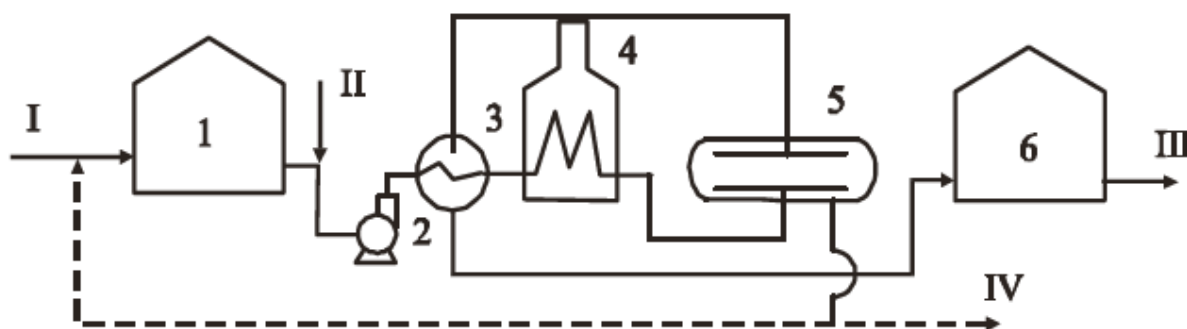


Рисунок 3 - Технологическая схема термохимической установки
обезвоживания

Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент - деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается, и в процессе ее турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры выше 120 °С (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды). При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи 4 можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла, поступающей на деэмульгацию сырой нефти поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод. Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент - деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и

переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды так, что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода, насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

В этом варианте предусмотрена возможность двухступенчатого обезвоживания нефти: первая ступень - предварительное обезвоживание; вторая ступень - окончательное обезвоживание.

Очень важно поддерживать оптимальную устойчивость водонефтяных эмульсий, поступающих на предварительную и окончательную ступени обезвоживания. При этом должна быть определена максимально допустимая устойчивость эмульсии, поступающей на окончательную ступень обезвоживания, а ее превышение должно быть предотвращено изменением расхода деэмульгатора и воды, сбрасываемой со ступени предварительного обезвоживания. Устройства, обеспечивающие разрушение эмульсий и укрупнение капель воды до заданных размеров (120-200 мкм и более) и увеличение на этой основе производительности отстойных аппаратов, являются трубчатые линейные и секционные каплеобразователи, а также трубопроводы промысловых систем сбора и транспорта нефти [6].

1.4 Особенности подготовки нефти на шельфе

Шельф - подводное продолжение берега, имеющее одну с ним геологическую структуру. Шельф полого уходит в море, постепенно наращивая глубину, а потом круто обрывается, переходя в большие глубины.

Шельф России составляет приблизительно 21% длины всего шельфа Мирового океана, благодаря большой протяженности своего побережья, преимущественно Северного Ледовитого океана. Перспективы освоения шельфа для страны, которая им владеет, невероятны, ведь там находятся богатейшие залежи углеводородов, чем, в том числе, объясняется активное

освоение природных богатств, которые хранит арктический шельф. Именно из-за них страны, имеющие выход к арктическим морям, соперничают буквально за каждый метр морских границ. Побережья нашей страны простираются на тысячи километров. Однако побережья России расположены преимущественно в северной, арктической зоне, а освоение арктических шельфов связано с большими трудностями и затратами. Из уже разведанных богатств, которые хранит арктический шельф России, 49% хранится в Баренцевом, и 35% в Карском морях. Освоение шельфа моря Лаптевых, по современным оценкам, может принести до 8700 млн. тонн, а запасы, которые несет в себе арктический шельф Восточно-Сибирского и Чукотского морей, оцениваются как более миллиарда тонн углеводородов [9].

Но арктический шельф России перспективен не только в плане углеводородных запасов (газ, нефть, газоконденсат). Есть основания предполагать, что шельфовые недра Северного Ледовитого океана хранят запасы других полезных ископаемых. Это никель, свинец, марганец, олово, платина, золото, алмазы, месторождения которых разрабатываются на береговых территориях и могут быть найдены на шельфе. В мировой практике уже есть примеры успешной добычи на шельфе редкоземельных металлов.

Перспективы освоения ресурсов нефти и газа на шельфовых месторождениях изложены во многих работах, например [10], в которых говорится, что освоение морских месторождений в России является важной стратегической задачей, от решения которой в значительной степени зависит экономическое положение страны. По современным оценкам, только Баренцево море таит в своих недрах 36% всех шельфовых ресурсов нефти и газа России. Запасы на площади 1,4 млн. км² оцениваются в 28 млрд. т у. т. Вовлечение в хозяйственный оборот нефтегазовых месторождений арктического шельфа требует создания комплекса уникальных инженерных сооружений, обеспечивающих добычу, транспортировку, а также переработку углеводородного сырья, причем в сложных условиях Крайнего Севера. Таким

уникальным сооружением является морская ледостойкая платформа (далее - МЛСП) «Приразломная».

Добыча нефти и природного газа в акваториях Мирового океана имеет уже довольно длительную историю. Примитивными способами морскую добычу нефти вели еще в XIX в. В России (на Каспии), в США (в Калифорнии) и в Японии. В 30 г. XX в. на Каспии и в Мексиканском заливе были осуществлены первые попытки бурения на нефть со свайных сооружений и барж. Начало же действительно быстрого роста морской добычи нефти и газа относится к 1960 г. Еще большее ускорение этот процесс получил в 1970-1980 г., о чем свидетельствует число стран, добывающих нефть и природный газ в пределах континентального шельфа. В 1970 г. таких стран было всего около 20, а в начале 1990 г. - уже более 50. Соответственно возрастала и мировая морская добыча нефти. К концу 90 г. поиски нефти и газа на континентальном шельфе проводили более 100 из 120 стран, имеющих выход к морю, причем 55 из них уже вели разработку месторождений. Доля добычи из морских месторождений во всем мире составила нефти 26 % (680 млн. т) и газа более 18 % (340 млрд. м³). За все время их эксплуатации на начало 1990 г. извлечено порядка 15 млрд. т нефти и 3,8 трлн. м³ газа.[11]

В феврале 2016 года «Total» начал добычу на газогазоконденсатных месторождениях Лагган и Тормор на шельфе Шотландии, Великобритания. Ожидается, что проект стоимостью 3,5 млрд. фунтов стерлингов прослужит 20 лет. Месторождение Лагган-Тормор находится далеко от моря и соединено с Шетландским ГПЗ самой длинной в Британии глубоководной подводно-береговой связью, 140 км, с подводной системой устья скважины и коллектора. Такие крупные проекты, как Лагган-Тормор, с более чистым природным газом, жизненно необходимы для плана Великобритании по переходу на низкоуглеродную экономику. В работе [12] обсуждаются проблемы и достижения в области разработки месторождений Лагган-Тормор и Шетландского ГПЗ, включая экологические факторы.

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливается следующими факторами:

- окружающей средой;
- инженерно-геологическими изысканиями;
- высокой стоимостью и уникальностью технических средств;
- методико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой;
- технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море;
- обслуживанием работ и т.п..

Особенностью континентального шельфа нашей страны является то, что 75% акваторий расположено в северных и арктических районах, которые продолжительное время покрыты льдами, а это создает дополнительные трудности в промышленном освоении. Самые большие проблемы в морских акваториях Арктики связаны со льдами и глубинами моря. В зависимости от направления и силы ветра, глубины моря и морских течений, рельефа местности и свойств льда ледовая обстановка непрерывно изменяется, и ее трудно прогнозировать. Окружающая среда характеризуется гидрометеорологическими, геоморфологическими и геологическими факторами, существенно осложняющими разработку морских нефтяных и газовых месторождений. К основным гидрометеорологическим факторам относятся:

- температурные условия;
- ветер;
- волнения;
- течения и колебания уровня моря (в прибрежной зоне);
- уровень воды;
- ледовый покров морей;

- химический состав воды и др.

Учет гидрометеорологических факторов дает возможность оценить их влияние на экономические показатели поисково-разведочных работ и морской добычи нефти и газа.

Весьма своеобразны и геологические условия разработки морских месторождений нефти и газа. Здесь одновременно могут быть встречены все разновидности грунтов - от илов до крепких кристаллических пород, требующие совершенно различных способов строительства объектов в море. Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. При проектировании фундаментов этих сооружений особое внимание уделяют полноте и качеству в лабораториях. Достоверность и полнота данных в значительной мере определяет безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта [13].

Обычно при транспортировке углеводородных продуктов используются трубы из углеродистой стали. На морских нефтяных месторождениях добываемая сырая нефть содержит воду, которая также течет по трубам. Присутствие воды может привести к внутренней коррозии, если несвязанная вода контактирует с поверхностью стенки трубы. Таким образом, важным вопросом является, как распределение воды в потоке водонефтяной эмульсии может повлиять на смачивание поверхности на стальной трубе в различных условиях. В университете Огайо профессора Kee K.E., Richter S., Babic M., в работе [14] для исследования двухфазного потока нефти-воды в горизонтальном и вертикальном положениях использовался наклонный контур с внутренним диаметром 0,1 м (4 дюйма). В качестве испытуемых жидкостей использованы: легкая парафиновая нефть (40 API) и 1 % мас. водный раствор NaCl. Для определения степени увлажнения поверхности и визуализации потоков использовались соответственно две методики измерений: установленные заподлицо проводники и высокоскоростная камера. Данные о смачивании были классифицированы на основе четырех типов

смачивания: стабильное смачивание водой, нестабильное смачивание водой, нестабильное смачивание нефтью и стабильное смачивание нефтью. Было обнаружено, что данные о смачивании, полученные на проводниках, соответствуют результатам визуализации высокоскоростной камеры. Результаты при горизонтальном движении эмульсии показали, что вода течет отдельно и смачивает дно трубы при низкой скорости движения смеси. Кроме того, не вся вода была полностью захвачена высокоскоростным потоком, так как все еще можно обнаружить следы воды, периодически смачивающие поверхность, вызывая нестабильное смачивание масла. Основываясь на измерении количества железа, скорость коррозии была наибольшей, когда эмульсия имела высокую обводненность в сочетании с высокой скоростью потока, что соответствует смачиванию водой.

В зависимости от глубины применяют различные технологии добычи. На мелководье обычно сооружают укрепленные «острова», с которых и осуществляют бурение. Именно так нефть издавна добывалась на Каспийских месторождениях в районе Баку. Применение такого способа, особенно в холодных водах, часто сопряжено с риском повреждения нефтедобывающих «островов» плавучими льдами. Например, в 1953 г. большой ледяной массив, оторвавшийся от берега, уничтожил около половины нефтедобывающих скважин в Каспийском море [15]. Реже применяется технология, когда нужный участок окантовывают дамбами и откачивают воду из образовавшегося котлована. При глубине моря до 30 метров раньше сооружались бетонные и металлические эстакады, на которых размещали оборудование. Эстакада соединялась с сушей или же представляла собой искусственный остров. Впоследствии эта технология утратила актуальность.

Если месторождение располагается близко к суше, есть смысл бурить наклонную скважину с берега. Одна из наиболее интересных современных разработок – дистанционное управление горизонтальным бурением. Специалисты осуществляют контроль прохождения скважины с берега. Точность процесса настолько высока, что можно попасть в нужную точку с

расстояния в несколько километров. В феврале 2008 года корпорацией Эксон Мобил (Exxon Mobil) установлен мировой рекорд в бурении подобных скважин в рамках проекта «Сахалин-1». Протяженность ствола скважины здесь составила 11 680 м. Бурение осуществлялось сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном на месторождении Чайво в 8-11 километрах от берега. Чем глубже воды, тем более сложные технологии применяются. На глубинах до 40 м сооружаются стационарные платформы, если же глубина достигает 80 м, используют плавучие буровые установки, оснащенные опорами. До 150-200 м работают полупогружные платформы, которые удерживаются на месте при помощи якорей или сложной системы динамической стабилизации. А буровые суда могут осуществлять бурение и на гораздо больших морских глубинах. Большинство «скважин-рекордсменов» было проведено в Мексиканском заливе - более 15 скважин пробурены на глубине, превышающей 1,5 км. Абсолютный рекорд глубоководного бурения был установлен в 2004 году, когда буровое судно Discoverer Deel Seas компаний Transocean и ChevronTexaco начало бурение скважины в Мексиканском заливе (Alaminos Canyon Block 951) при глубине моря 3053 м. [15]

Нефте- и газодобывающие платформы являются энергоемкими системами – каждая потребляет до нескольких сотен мегаватт в зависимости от свойств продуктов, специфики экспорта и срока эксплуатации. В работе Норвежских ученых [16] представлены технологии, повышающие энергоэффективность таких платформ, такие как:

1. установка множественных уровней давления в производственных коллекторах
2. внедрение многофазных расширителей
3. расширение интеграции систем энергетики и тех. процессов
4. ограничение рециркуляции газа вокруг компрессоров
5. использование низкотемпературного газа на этапах охлаждения

6. замена существующих газовых турбин или сокращение их количества

7. использование отработанного тепла

В данной работе использует данные с четырех платформ, расположенных в Северном и Норвежском морях, различающихся обрабатываемым сырьем, рабочими условиями и стратегиями развития. Выгоды и практические ограничения каждого исследования основаны на термодинамических, экономических и экологических факторах. Получены значительное сокращение потребления энергии и выбросов CO_2 – до 15-20%. Однако эти показатели сильно отличаются от одного объекта к другому, что свидетельствует о том, что маловероятно, что может быть предложена какая-то одна стратегия, и, таким образом, для каждой станции необходимо провести тщательный технико-экономический анализ.

Для добычи углеводородов на морских месторождениях существуют плавучие буровые установки - специальные платформы - в основном трех видов: гравитационного типа, полупогружные и самоподъемные.

Для небольших глубин используются самоподъемные платформы, которые представляют собой плавучие понтоны, в центре которых установлена буровая вышка, а по углам – колонны-опоры. На месте бурения колонны опускаются на дно и углубляются в грунт, а платформа поднимается над водой. Такие платформы могут быть огромными: с жилыми помещениями для рабочих и экипажа, вертолетной площадкой, собственной электростанцией. Но используют их на небольших глубинах, и устойчивость зависит от того, какой грунт на дне моря. К таким типам относятся: платформы 1, 2 с металлическим жестким основанием сквозного типа, гибкая башня 3. (рисунок 4).

Полупогружные платформы используют на больших глубинах. Платформы не поднимаются над водой, а плавают над местом бурения, удерживаемые тяжелыми якорями. К таким относятся: платформы 4,5 типа

SPAR (верхнее строение поддерживается столбовидным бумом), полупогружная платформа 6. (рисунок 3)

Буровые платформы гравитационного типа наиболее устойчивы, так как имеют мощное бетонное основание, опирающееся о морское дно. В это основание встроены колонны для бурения скважин, резервуары для хранения добытого сырья и трубопроводы, а поверх основания располагается буровая вышка. На таких платформах могут жить десятки и даже сотни рабочих.[17]



Рисунок 4 - Виды платформ

В работе [18] представители Омского государственного технического университета рассмотрели экологические риски, возникающие при эксплуатации морских стационарных и плавучих платформ для бурения скважин, добычи нефти и газа. Исходным событием для оценки экологического риска является реализация технического риска как факта нанесения вреда окружающей природе. Оценка экологического риска проводится в зависимости от нанесения вреда атмосфере, водным ресурсам, почве, флоре и фауне. При этом учитывают требования российских законов и нормативных документов, действующих в области охраны природы.

Также в работе [19] Богданова Я.О. был проведен анализ состояния морских стационарных платформ для добычи нефти и газа на морских месторождениях. Показано, что в процессе эксплуатации имеющиеся дефекты конструктивных элементов морских стационарных платформ под влиянием нагрузок и воздействий могут развиваться до критического состояния и привести к разрушению всей платформы, причем наиболее интенсивно процессы износа идут в зоне периодического смачивания. Предотвратить аварийную ситуацию возможно путем своевременного проведения комплексного диагностического обследования и выявления дефектов. В статье формулируются требования к современным методам неразрушающего контроля при проведении комплексного диагностического обследования в условиях морского месторождения, и проводится их детальный анализ. На основе проведенных исследований автором установлено, что наиболее эффективным методом при проведении комплексного диагностического обследования является перспективный метод теплового контроля.

На сегодняшний день ученые активно занимаются развитием шельфовых месторождений нефти и газа, так как в мировой практике нефтегазовые ресурсы континентального шельфа уже давно стали основными источниками увеличения добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи, и она продолжает возрастать.

В работе ученых из Китая [20] приводятся эмпирические оценки уровня истощения месторождения, скорости истощения, скорости спада и характерных временных интервалов при добыче нефти на шельфе на основе глобальной базы данных, содержащей данные о 603 морских нефтяных месторождениях. Для различных категорий месторождений, которые определяются размером, местоположением и глубиной воды выводятся статистические распределения, арифметические и средневзвешенные производственные параметры. Обнаружена значительная тенденция малых месторождений на более высокие показатели истощения и снижения.

Аналогичным образом, страны ОЭСР, как правило, имеют более высокие показатели по сравнению со странами, не входящими в ОЭСР. Зависимости, связанные с глубиной воды, не являются четко определяемыми и требуют дополнительного изучения факторов, связанных со временем. Полученные в результате разбросы в оценках производных параметров хорошо описываются положительно скошенными распределениями вероятностей. Кроме того, в соответствии с теорией, наблюдается сильная корреляция между истощением и снижением скорости истощения. Согласно исследованию, чистая доля мировой морской добычи из более мелких и более глубоких месторождений увеличивается. Продолжение этих тенденций, вероятно, будет иметь последствия для будущего совокупного проведения добычи на шельфе, в частности, для повышения общих совокупных показателей спада.

В статье [21] показано, что освоение углеводородных ресурсов арктического шельфа входит в число тех геополитических реалий, которые будут влиять на развитие мировой экономики и энергетики в первой половине XXI века. Однако перспективы разработки этих ресурсов сильно зависят от ценовой конъюнктуры и спроса на нефть. В работе дан краткий анализ их освоения при высоких мировых ценах на нефть и в изменившихся условиях. Сделан вывод, что при низких ценах освоение арктического шельфа практически полностью выпадает из системы приоритетов мирового развития нефтегазовой отрасли.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Предпроектный анализ

Целевой рынок – нефтехимическое предприятие, на котором 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) [22].

3.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Внутри страны продукт известен как товарная нефть, регламентируемая ГОСТом Р 51858-2002. На мировом рынке маркерный сорт сырой нефти добываемый в России получил условное обозначение «Brent». Котировки на этот сорт, публикуемые котировочными агентствами, определяют цены в основных регионах – потребителях нефти [2].

3.1.2 Сегментация российского рынка нефти с учетом объема добычи нефтей и капитализации компании

Сегментировать рынок нефти по основным предприятиям – монополистам добытчикам нефти в России можно по следующим критериям: размер компании, объем добываемых нефтей (за 2015 год), сбыт продукции (таблица 6).

Таблица 6- Основные показатели деятельности организаций за 2015 год

	Добыто сырой нефти млн. тонн	Капитализация 2014г.		Размер фирмы	Продано сырой нефти		Переработано сырой нефти	
		Млрд. Руб.	%		Млн. тонн	%	Млн. тонн	%
Роснефть	190,98	26560	38	Крупн.	113,88	52	77,1	35

Лукойл	86,57	1724	25	Крупн.	32,8	28	23,77	11
Газпромнефть	66,25	700	10	Средн.	22,77	10	43,48	20
Сургутнефтегаз	61,43	1009	14	Средн.	41,63	19	19,8	9
Татнефть	26,53	451	6	Мал	25,73	12	0,8	0
Башнефть	17,8	376	5	Мал	0	0	17,8	8
Славнефть	16,9	58	1	Мал	0	0	16,2	7
Итого:	465,75	6968	99		221		198,95	

Таким образом, ОАО «Газпромнефть» условно отнесем к средним компаниям. Следует заметить, что добыча газа ООО «Газпромнефть» превышает добычу нефтей.

Таблица 7 - Процентное соотношение участие фирмы на рынке сбыта и переработки с учетом добычи и капитализации

Размер фирмы	Экспортная продажа нефтей (доля рынка в процентах)	Переработка/хранение нефтей (доля рынка в процентах)
Крупный	80	51
Средний	29	32
Маленький	11	17

Анализируя данные представленные в таблице 10 можно рекомендовать компании , выходить на рынки переработки нефти, где ОАО «Газпромнефть» будет конкурировать с условно маленькими компаниями. Развитие отрасли переработки нефтей, позволит занять нишу маленьких переработчиков Башнефть, Татнефть и Славнефть.

3.1.3 Анализ конкурентных технических решений

3.1.3.1 Анализ компаний, производителей реагентов

Для анализа конкурентных технических решений в экономическом исследовании, были заявлены реагенты трех предприятий производителей реагентов деэмульгаторов:

Номер один: деэмульгатор серии «UnidemES»302, компании Юнитек г. Уфа. В таблице 12 условное обозначение деэмульгатора - «Бф».

Номер два: деэмульгатор компании ООО"ФЛЭК, г. Пермь Флэк Д012. В таблице 12 условное обозначение деэмульгатора - Бк1.

Номер три: деэмульгатор компании ОАО "Нитон" г Екатеринбург Деэмульгатор "Нитон-Д". В таблице 12 условное обозначение деэмульгатора- Бк2.

3.1.3.2 Сравнение конкурентных технических решений

Согласно некоторым показателям деятельности фирм производителей реагентов, интересным с точки зрения менеджмента, а также основным техническим характеристикам реагентов, был сделан балльный анализ зависимости технических и экономических критериев по их удельному весу значимости. Результаты исследований представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению деэмульгатора.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарных нефтей	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
2. Соответствие эльмугатора заявленным критериям производителя	0,03	5	5	5	0,15	0,15	0,15
3. Повышение производительности отдельных установок (высокая скорость предварительного сброса воды)	0,05	5	4	3	0,25	0,20	0,15
4. Общее повышение производительности	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,20
5. Отсутствие рисков по	0,09	5	5	4	0,45	0,45	0,36

повышению износа оборудования							
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение конкурентоспособности	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,20
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,15
6. Срок выхода на рынок	0,04	4	5	3	0,16	0,20	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
Итого	1	59	56	48	4,96	4,50	3,88

Заявленные к сравнению эмульгаторы Бк1 и Бк2 на первичном этапе анализа раскрывают свой потенциал в разрезе конкурентных технических решений следующим образом:

Бк2 ОАО "Нитон" г Екатеринбург Дезэмульгатор "Нитон-Д" показывает высокие риски (разница 1,08 и 0,62 пункта соответственно), а также набирает низкий балл (максимальный разрыв 11 пунктов). В сравнительной динамике Бк2 проигрывает как основному, рассматриваемому - Бф, так и одному из предложенных - Бк 1, дезэмульгаторов. Мы закончили анализ этого продукта.

Бк1, набирает на 3 балла меньше предложенного к внедрению Бф, согласно лабораторным исследованиям, одновременно повышая риски в процессе производства и сбыта продукции. Согласно шкалы балльности отрицательный рост баллов 5 процентов. Сравнительная конкурентоспособность падает на 9 процентов.

Таким образом дезэмульгатор фирмы Юнитек, г Уфа, серии «UnidemES», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой

3.1.3 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. Он проводится в несколько этапов. [22]

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.

Таблица 9 – SWOT - анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1 Наличие собственной лаборатории для проведения исследований С2. Наличие собственного производства С3. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С4. Наличие оборудования для внедрения С5. Квалифицированный персонал	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке Сл4. Риски повышения износа оборудования
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	Сильные стороны и возможности 1. Разработка математической модели процесса промышленной подготовки нефти к более совершенным технологиям, конструкциям оборудования 2.Проведение экспериментов в лабораториях ТПУ для проверки модели на адекватность 3.Создание удобного интерфейса программы на основе модели	Слабые стороны и возможности 1.Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей реагента 2. Использование инфраструктуры ТПУ 3.Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти. 4.Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия 5.Сокращение поставок нового реагента.

Угрозы: У1. Появление более эффективного реагента У2.Отсутствие спроса на новые технологии производства У3.Развита конкуренция поставщиков реагентов У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	Сильные стороны и угрозы 1.Продвижение идеи внедрения реагента с учетом повышения качества нефти с целью создания спроса 2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта. 3.Сокращение временных затрат на создание модели	Слабые стороны и угрозы 1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют 2.Сокращение поставок или смена поставщика 3. Политическая нестабильность 4.Сертификация и стандартизация продукта.
---	--	--

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.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	0	+	+	+	+
	B2	0	+	+	+	+
	B3	+	+	0	+	+
	B4	0	-	0	+	0

3.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в чей состав входят: бакалавр, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) выпускной квалификационной работы. Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проведем распределение исполнителей по видам работ (таблица 11)

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель, консультант ЭЧ, СО, бакалавр
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, бакалавр,
	4	Патентный обзор литературы	Бакалавр
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов	Бакалавр
Проведение ВКР			
Разработка технической документации и проектирование	7	Оценка эффективности производства и применения разработки	Бакалавр, консультант по ЭЧ
	8	Разработка социальной ответственности по теме	Бакалавр, консультант СО
Оформление комплекта документации по ВКР	9	Разработка необходимых чертежей	Бакалавр
		Составление пояснительной записки	Бакалавр

3.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i – ой работы, чел. – дн.;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы, чел. – дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов занесены в таблицу 12 .

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования.

№	Название работ	Трудоемкость работ									Исполнит ели	Т _р , раб. дн.			Т _р , кал. дн.		
		t _{min} , чел-дн.			t _{max} , чел-дн.			t _{ож} , чел-дн.				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
1	Составление технического задания	0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	Р	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	Б	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	К ¹	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	К ²	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Выбор направления исследований	0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Р	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
		0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Б	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
3	Подбор и изучение материалов	5	5	5	10	10	10	7	7	7	Р	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
		5	5	5	10	10	10	7	7	7	Б	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
4	Патентный обзор литературы	7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	8,2	8,2	8,2	9,8	9,8	9,8
5	Календарное планирование работ по теме	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Р	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
		1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Б	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
6	Проведение теоретических расчетов	3	3	3	5	5	5	3,8	3,8	3,8	Б	1,9	1,9	1,9	2,3	2,3	2,3
10	Определение целесообразности проведения ВКР	5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Р	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
		5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Б	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
10 13	Определение целесообразности проведения ВКР Разработка СО	5	5	5	10	10	10	7	7	7	К ¹	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
		7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	4,1	4,1	4,1	4,9	4,9	4,9
16	Составление пояснительной записки	13	13	13	16	16	16	14,2	14,2	14,2	Б	14	14	14	17	17	17

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

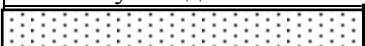
Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 13)

Таблица 13 – Календарный план-график проведения НИОКР.

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ										
			февраль		март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Составление технического задания	Руководитель, бакалавр, консультант ЭЧ, СО	0,1											
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	0,6											
Подбор и изучение материалов	Руководитель, бакалавр	4,2											
Патентный обзор литературы	Бакалавр	9,8											
Календарное планирование работ	Руководитель, бакалавр	0,8											
Проведение теоретических расчетов	Бакалавр	2,3											

Продолжение -Таблица 13.

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Разработка необходимых чертежей	Руководитель, бакалавр	3,5												
Оценка эффективности производства и применения разработки	Бакалавр, консультант ЭЧ	4,2												
Разработка социальной ответственности	Бакалавр, консультант СО	4,9												
Составление пояснительной записки	Бакалавр	21												

Руководитель	Бакалавр	Консультант ЭЧ	Консультант СО
			

3.3 Расчет материальных затрат НТИ

3.3.1 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Многие из материалов уже находились в лаборатории, поэтому в статьях отражены малые расходы. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты расчета приведены в таблице 15.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расч}i} ,$$

Таблица 15 – Материальные затраты.

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., с НДС тыс.руб.			Затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Деэмульгатор	мл	50	60	60	1	1	10	40	50	50
Нефтяная эмульсия	литр	500	600	600	0,4	0,4	0,5	160	200	250
Итого								200	250	300

3.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 16.

**Таблица 16 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования
для научных работ.**

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1.	ПК	3	25	75
2.	ПО Microsoft Office	3	6	18
3.	Лицензия на программный пакет Hysys	1	50	50
Итого				143

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p ,$$

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

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб;

$Т_p$ – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}},$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн.

В таблице 17 приведен баланс рабочего времени каждого работника НТИ.

Таблица 17– Баланс рабочего времени.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней выходные дни:	17	17
праздничные дни:	2	2
Потери рабочего времени отпуск:	0	0
невыходы по болезни:	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	22	56

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р},$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{р}$ – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы.

Категория	$З_{тс}$, руб.	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{м}$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель							
	30560,8	0,35	1,3	42256,3	1870	22	42856

Бакалавр							
	2200	0,35	1,3	3300	160	56	6500

Общая заработная исполнителей работы представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Общая заработная плата исполнителей.

	$Z_{осн}, \text{руб.}$	$Z_{доп}, \text{руб.}$	$Z_{зп}, \text{руб.}$
Руководитель	42856	1457,9	22284,3
Бакалавр	6500	4103,0	62717,8

3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (14)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 20.

Таблица 20 -Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	852	1310	858

2.	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	42830	42830	42830
3.	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	49356	49356	49356
4.	Накладные расходы	17560	17625	17480
5.	Бюджет затрат НТИ	105592	105780	105486

3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической 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.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. таблицу 24). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (таблица 21).

Таблица 21 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта.

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Энергосбережение	0,15	4	4	5
4. Надежность	0,20	5	4	5
5. Помехоустойчивость	0,25	5	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	4
ИТОГО	1	4,65	4,5	4,35

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность

проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.
Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (18)$$

Таблица 22- Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	1	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	4,45	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,13	4,45	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93	1	0,91

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 2.

Список использованных источников

1. Лебедьков А.Е., Кан А.В., Андреев А.Е., Лушникова Л.В. Справочник инженера по подготовке нефти. Нефтеюганск. - 2007. - 295 с.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.//Издание официальное. Госстандарт России. Москва – 2002. - 8с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М. - 2006. - 319 с.
4. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра – 1981. - 261с.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды// М., Недра – 1977. – 192 с.
6. 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.
7. 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.
8. Гуреев А. А., Абызгильдин А.Ю. Капустин В.М., Зацепин В.В. Разделение водонефтяных эмульсий. Учебное пособие. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2002. - 95с
9. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений.// М.: Издательство Академии горных наук - 1999. - 373 с.
10. 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 Пабблишинг" .М. -2015. - 96-99с

11. 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
12. Elsevier B.V., Feature: Oil & gas: North sea success. Hainsworth D, Total, France -2016. – P 28-30.
13. Харин А.Ю., Харина С.Б. Скважинная добыча углеводородов морских и шельфовых месторождений. Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - 140 с.
14. 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// Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio University – 2016. –P 569-582
15. <http://www.mirnefti.ru/index.php?id=10>
16. 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.
17. Мирзаев Д.А., Мансуров М.Н., Никитин П.Б. Освоение морских нефтегазовых месторождений : состояние, проблемы и перспективы: Сб. н ауч. тр . - М.: О ОО «ВНИИГАЗ», 2008. - 370 с.
18. 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.
19. Богданов Я.А., Проблемы обеспечения надежности морских стационарных платформ для добычи нефти и газа// Издательство Дом «Академия Естествознания» - Пенза – 2013.– 180с.
20. 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.

21. 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.
22. 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.
23. Технологический Регламент Технологического Комплекса Млсп «Приразломная» 20040.360089.5030тр ; М. – 2010г. – 823с.
24. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Стандартиформ, 2007. – 10 с.
25. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2008.– 13 с.
26. 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.
27. 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.
28. 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.
29. 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.

30. 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/., свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

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