

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование
Профиль подготовки Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения УДК 622.276.04-774.5(268.52)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Курмель Роман Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин Сергей Сергеевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Наталья Владимировна	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле Александр Владимирович	к.м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Общекультурные компетенции		
P1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ПК-9; ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5),

	аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
Р7	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р8	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического оборудования, в случае необходимости	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8), согласованный с

	обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества на предприятии.	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
4E41	Курмель Роману Сергеевичу

Тема работы:

Разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 10.01.2018 №34/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом разработки является шельфовая платформа, находящаяся в условиях Карского моря. В качестве исходных данных представлены: глубина моря, характеристики внешних нагрузок</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Обзор существующих платформ.2. Анализ конструкции. Основные узлы, действующие нагрузки.3. Произвести расчет конструкции.4. Финансовый менеджмент.5. Социальная ответственность.6. Выводы по работе.
Перечень графического материала <small>(с точным указанием обязательных чертежей)</small>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <small>(если необходимо, с указанием разделов)</small>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Черепанова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Штейнле Александр Владимирович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
-	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.01.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E41	Курмель Р.С.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Уровень образования: бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>10.03.2018</i>	<i>Объект и методы исследования. Разработка модели.</i>	<i>50</i>
<i>02.04.2018</i>	<i>Выполнение расчетной части работы.</i>	<i>40</i>
<i>30.05.2018</i>	<i>Устранение недочетов в работе.</i>	<i>10</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник О.В.	К.П.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Курмель Роману Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклады: - руководителя – 36800 руб. - проектировщика – 17000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премиальный коэффициент 30%; коэффициент дополнительной заработной платы 15%; коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%; районный коэффициент 130%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений SWOT-анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение трудоемкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта (графика Ганта).
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений*
2. *Календарный план график*
3. *Сравнительная оценка характеристик разработки*
4. *Бюджет затрат НИИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Курмель Роман Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Курмель Роману Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <p><i>1.1. вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></p> <p><i>1.2. опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></p> <p><i>1.3. негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>1.4. чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></p>	<p><i>Территория шельфовой платформы. Необходимо поддержание:</i></p> <p><i>1.1. Нормативных метеоусловий, уровней вибрации и шума;</i></p> <p><i>1.2. Нормативных мер обеспечения пожаробезопасности, защиты при низких температурах и загрязнении рабочей зоны.</i></p> <p><i>1.3. Нормативных мер защиты окружающей среды от воздействия предприятия.</i></p> <p><i>1.4. Наиболее вероятные ЧС: загорания (пожары), нарушение целостности несущей конструкции, природные воздействия. Их последствия.</i></p>
<p><i>2. Ознакомление и отбор законодательных и нормативных документов по теме и отбор их.</i></p>	<p><i>ГОСТ 12.0.003-74 «ОиВПФ»;</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.01290 «Вибрационная безопасность»;</i></p> <p><i>ПУЭ, утвержденный министерством энергетики России от 08.07.2002, №204, Глава 1.7.;</i></p> <p><i>№123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008;</i></p> <p><i>ГОСТ Р 50571.3-94 «Электроустановки зданий. Часть 4. Защита от поражения эл. током».</i></p> <p><i>Постановление Администрации г. Томска от 11.11.2009 №1110 (с изменениями от 24.12. 2014) «Об организации сбора, вывоза, утилизации, и переработки бытовых и промышленных отходов на территории муниципального образования «Город Томск»».</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>1. Производственная безопасность</i></p>	<p><i>Наиболее значимые вредные факторы:</i></p> <p><i>1. Шум;</i></p>

	<p>2. Вибрации;</p> <p>3. Недостаток естественного света;</p> <p>4. Возможные ненормативные метеоусловия;</p> <p>5. Полярный день и ночь.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Пониженная температура и ветер;</p> <p>2. Загрязнение рабочей зоны газом и опасными химреагентами;</p> <p>3. Пожаровзрывоопасность.</p>
2. Экологическая безопасность	<p>По п.3.1.: разработать или описать систему обращения с выбросами платформы.</p> <p>По п.3.2.: разработать или описать систему обращения со сбросами.</p> <p>По п.3.3. описать систему обращения с твердыми отходами платформы в соответствии с постановлениями Правительства РФ от 03.09.2010 №681 и Администрации г. Томска от 11.11 2009 №1110(с изменениями от 24.12. 2014г.).</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Одни из наиболее вероятных ЧС: пожары, внешние воздействия.</p> <p>Разработать мероприятия по предотвращению пожаров, внешних воздействий и других ЧС и ликвидации их последствий.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Описать правовые и организационные вопросы обеспечения труда.</p>
Перечень графического и инструктивного материалов:	
Обязательные графические материалы к расчётам по заданию (обязательно для специалистов и магистров).	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле Александр Владимирович	К.М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Курмель Роман Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц, 10 таблиц, 25 рисунков, 22 источника.

Ключевые слова: морская добыча, шельфовая платформа, опорная конструкция, ледостойкая платформа.

Объектом исследования является шельфовая платформа, находящаяся в Карском море.

Цель работы – выбор оптимального типа конструкции морской ледостойкой платформы и расчет опорного элемента платформы для месторождения, находящегося в Карском море.

При оформлении выпускной квалификационной работы были использованы программы:

- Microsoft Office Word
- Mathcad 15
- КОМПАС-3d v17

В результате выполнения работы были исследованы условия эксплуатации, рассчитаны геометрические показатели и показатели материалоемкости опорной конструкции, а также проанализированы возможности опрокидывания и сдвига платформы.

Определения, обозначения, сокращения

Морская стационарная платформа (МСП) – морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте и являющееся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа.

Опорное основание МСП – часть МСП, состоящая из одного или нескольких опорных блоков, на которых в верхней части монтируется верхнее строение МСП.

Опорный блок (ОБ) – водонепроницаемая конструкция, обеспечивающая плавучесть и остойчивость сооружения, поддержание верхнего строения, устойчивость против верхних воздействий при размещении на грунте дна. Может включать модули, супермодули, понтоны, колонны, фермы и свайные фундаменты.

Верхняя палуба (ВП) – водонепроницаемая конструкция, на которой размещается верхнее строение и от которой измеряется надводный борт.

Опорная палуба (ОП) – или опорные балки – конструкции, на которых собирается верхнее строение.

Верхние строения (ВС) – надстройки, рубки и другие подобные конструкции, используемые для размещения персонала, оборудования, систем и устройств, обеспечивающих функционирование сооружения по его назначению. ВС, как правило, состоит из блок-модулей.

Блок-модуль (БМ) – функционально законченные конструкции ВС, например, энергетический, жилой, технологический и т.д.

Модуль – конструкция, как правило, ОБ и/или палубы, представляющая транспортируемую единицу.

Супермодуль (СМ) – два и более модулей, соединенных вместе, как транспортируемая единица.

Транспортируемая единица – сооружение или его часть, которое транспортируют по внутренним водным путям и/или морю.

Оглавление

Введение.....	15
1. Обзор литературы	17
2. КЛАССИФИКАЦИЯ МОРСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК.....	21
2.1. Стационарные платформы	23
2.2. Мобильные(плавучие) системы	24
2.3. Историческая справка. Мир и Россия	35
2.4. Анализ природных условий Обской и Тазовской губы.....	38
2.5. Опасности мелководья	39
2.6. Течения мелководья	39
2.7. Анализ применимости существующих проектов и типов МНГС для условий Обской губы	40
2.8. Выбор типа платформы	47
3. РАЗРАБОТКА И РАСЧЕТ НЕСУЩЕЙ КОНСТРУКЦИИ.....	54
3.1. Выбор основных конструктивных параметров опорного блока для нефти-газо-добычных платформ	54
3.2. Определение полезной площади колонны, диаметра, толщины стенки, массы по критерию несущей способности.....	55
3.3. Анализ плавучести платформы.....	67
3.4. Определение возможности опрокидывания платформы.	68
3.5. Определение возможности сдвига платформы.	69
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	71
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	75
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	82
4.4. Определение ресурсоэффективности проекта	87
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
5.1. Введение.....	89
5.2. Производственная безопасность.....	90
5.3. Экологическая безопасность.....	105
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
5.5. Правовые и организационные вопросы безопасности	111
Заключение.....	113
Список используемых источников.....	114

Введение

Сейчас, разработка арктического шельфа начинает новый этап в истории освоения Арктики. И, вместе с этим, освоение углеводородных ресурсов на шельфе и в море становится одним из наиболее многообещающих путей развития топливно-энергетической базы как для России, так и для мира.

Изначально, шельфовые зоны осваивали на территориях с теплым климатом, но с началом интенсивного развития этой области пришли и технологии, позволяющие проводить исследования и в северных частях. Так, страны Западной Европы начали открывать уникальные месторождения на шельфе Северного моря, например газовое месторождение «Гронинген», открытое в 1959г.

Из всего объема площади Российского шельфа можно выделить около 70%, которые перспективны на добычу нефти и газа. Но даже из этого сегмента большая часть располагается в замерзающих морях и суровых климатических условиях. В районах морей Северного Ледовитого океана(и устьях впадающих в них рек) содержится около 85 млрд. т. условного топлива. Что, в соответствии с развитием освоения арктической базы, будет способствовать процветанию отечественной экономики, покрывая долгосрочные потребности нашей страны в углеводородном сырье.

Однако, осуществление подобных планов требует от НИОКРа разработки и создания огромного количества уникальных и непростых технических инструментов. Например, таких как: буровые платформы, суда, над- и подводные объекты, служащие для разнообразных задач. В том числе и ледостойкие конструкции. Что, собственно, и является главным средством в борьбе с наиболее опасным фактором добычи в северных морях, то есть льдом. Основная задача заключается еще и в том, что невозможно создать универсальное решение из-за разных глубин, структур ледников, твердости грунта. Так, на участке водной поверхности Обской губы преимущественно

слабый илистый грунт, что в совокупности с малыми глубинами, создает добавочную проблему при проектировании.

Актуальность работы

При разработке районов арктических и субарктических морей, уникальных по своим характеристикам и не имеющих аналогов в мире, отечественные нефтегазовые компании вынуждены находиться в поиске новых подходов и инновационных решений, включая современные технологии, для разработки месторождений.

Использование и проектирование морских нефтегазовых сооружений являются достаточно сложными процессами, опасными как для промышленного сооружения, так и для персонала, находящегося на нем.

Цель работы

Цель работы является выбор оптимального типа конструкции морской ледостойкой платформы и расчет опорного элемента платформы для месторождения, находящегося в Карском море.

Задачи исследования:

- изучение и анализ опыта освоения морских и шельфовых месторождений как замерзающих, так и не замерзающих морей;
- анализ и сбор данных о природных условиях района разработки;
- выявление оптимального типа конструкции;
- назначение габаритных размеров и укрупненный расчет параметров платформы.

1. Обзор литературы

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, а также проанализированы современные тенденции развития в разработке морских(шельфовых) нефтяных и газовых месторождений, успехов в области конструирования и строительства промышленных объектов. В том числе работы ученых в области морского гидротехнического строительства, в числе которых: Гусейнов Ч.С. «Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана – ближайшая и неотложная перспектива», Адамянц П.П., Гусейнов Ч.С., Иванец, В.К. «Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений». [1]

В частности, изучены работы на схожую тематику. Например, диссертация Мусабировва А.А. «Разработка и исследование применимости новой конструкции ледостойких платформ на мелководном арктическом шельфе», в которой, были проанализированы имеющиеся издания в данной области, их недостатки при схожих условиях использования. А также, изложены современные технические решения, рекомендуемые к применению при исследовании и разработке мелководных месторождений, расположенных на шельфе Обской губы. Проанализированы внешние воздействия на сооружение в сроке его эксплуатации. Определена наибольшая опасность – воздействие льда, вследствие чего возможно опрокидывание и смещение платформы.

Никитенко А.А. диссертация на тему «Управление проектированием морских ледостойких нефтегазодобывающих платформ». В которой отражена возможность применения технологий систем автоматизированного проектирования (САПР) при разработке конструкции платформ, разработана методология по управлению проектом конструирования. Приведено решение задач исполнения процедур осуществления выбора решения для процесса проектирования и разработаны модели эксплуатации систем поддержки принятия решений (СППР), с версиями их внедрения. В итоге, получены

практические выводы о возможности интеграции различных вариантов опорного основания ледостойкой платформы к конкретному месторождению.

«Методы обеспечения безопасности персонала нефтегазовых платформ арктического шельфа», Богатырева Е.В., в которой рассмотрена возможная аварийность, проанализирован риск гибели штата при разработке шельфовых и морских месторождений. Также были предложены условия по безопасной разработке конструкции платформ для северных условий.

Зарубежный опыт реализации морской добычи нефти отлично описан в работе Уильяма Леффлера «Глубоководная разведка и добыча нефти». Она является источником, с которого безусловно стоит начать ознакомление с темой морской добычи углеводородов, ведь предназначена как для широкого круга читателей, так и для специалистов. Начиная от истории самой нефти, в частности содержащейся в морских и шельфовых месторождениях, первым историческим бурением на воде и определением потенциальных запасов. И заканчивая как обустройством верхних строений платформ, прокладкой трубопровода, экономической и технологической отрасли. Однако, после ознакомления с этим изданием нужно углублять в суть проблемы. [2]

Для ознакомления с разработкой морских месторождений в арктических районах отличным источником является книга Э.М. Мовсум-Заде «Морская нефть. Развитие технических средств и технологий». Здесь сконцентрирован опыт добычи в условиях моря, выявлены базовые пути и тенденции в развитии технологических средств за весь период этой промышленности. Глава о разработки арктических месторождений содержит: основные этапы проведения работ по разведке и освоению морских месторождений арктических районов Северной Америки, Первые проекты разработки и эксплуатации арктических месторождений(1977-1983гг), а также Создание искусственных островов для разработки и эксплуатации морских месторождений в арктических районах.

Продвигаясь дальше, нужно ознакомиться со статьями В.М. Булова и Н.У. Крэл «Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений», состоящих из 6 частей и опубликованных в журнале «Нефть, газ и нефтехимия за рубежом». В том числе, статью Кэпрон Н. «Эксплуатационные платформы для Арктики». Также, в этом источнике публикуются статьи на схожие темы, например: «Работы на континентальном шельфе США», «Разведка и разработка морских месторождений в Канаде» и т.д. По ним можно отследить тенденции развития и влияние различных факторов (климатические условия, геология дна и пр.).

Шельфовые месторождения являются мелководными, что является дополнительной задачей для добычи ресурсов. В научной работе Мирзоева Ф.Д. «Методы выбора рационального варианта нефтегазопромысловых платформ для освоения шельфа» проводится ряд работ по этой теме. Определена преимущественность обстоятельств, влияющих на выбор типа морского сооружения. Разработана методика определения автономности ледостойких платформ, для максимизации выгодных характеристик верхнего строения платформы. Составлены методические принципы выбора варианта ЛСП, позволяющие оптимизировать массогабаритные характеристики верхнего строения платформ, опорную часть и автономность.

Бородавкин Петр Петрович – заведующий кафедрой «Автоматизация проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности» РГУ им. Губкина. В учебнике, написанным им для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» «Морские нефтегазовые сооружения, часть 1. Конструирование» приводится классификация основных форм морских нефтегазовых сооружений, статическая и динамическая определенность МНГС, а также воздействия на МНГС окружающей среды, удержание в необходимом положении и глава, посвященная прочности и надежности

МНГС. В работе отражены все необходимые условия, способы расчетов. В том числе и требования, относящиеся к надежности конструкции морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений.

Еще одним источником для расчетов является диссертация Халиковой Д.Ф. на тему «Методика выбора архитектурно-конструктивного типа и общепроектных характеристик плавучей буровой установки для бурения поисково-разведочных скважин в условиях мелководья», в которой проведен анализ особенностей архитектурно-конструктивных типовых буровых установок, внешних условий. Выявлены типы МНГС, которые рациональнее использовать при различных факторах. Разработана методика технико-экономической оценки возможных вариантов конструкции морских сооружений.

Проанализировав научные работы, основывающиеся на изучении разведки, разработки и эксплуатации морских и шельфовых месторождений, можно выявить тенденции по развитию этой области, а именно шельфа морей Северного Ледовитого океана. Видно, что эта проблема довольно обширна и актуальна, что подтверждает множество публикаций и работ. Еще есть слабо изученные вопросы, однако с течением времени теоретические предположения ученых находят применение на практике. Из-за неравномерной и очаговой сейсмической обстановки в Арктике и ужесточению российского законодательства по условиям работы на шельфе, лишь несколько компаний способны вести там работу: «Газпром», «Роснефть» и «Газпром нефть». Однако, работы на арктическом шельфе ведет только «Газпром нефть». Исходя из сообщений компании «Роснефть» для освоения еще 90% акватории Арктики нужны технологии, которые на данный момент либо отсутствуют, либо требуют существенной модернизации, но в ближайшее время такие проекты будут иметь только научный смысл, не подкрепляясь практическим применением.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ МОРСКИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Геологоразведочная партия обнаружила месторождение, провела его оценку и рекомендует или не рекомендует к дальнейшей разработке месторождение. Некоторые компании в этой области прибегают к аутсорсингу. То есть, передаче этой части работы добывающим компаниям. В других компаниях некоторые члены группы по разведке продолжают работу и присоединяются к разработчикам, тогда следующее слово остается за инженером-конструктором либо инженером=эксплуатационником. В любом случае группа разработки начинает свою деятельность с выбора системы разработки – первого этапа из трех, показанных на рисунке 2.1.1

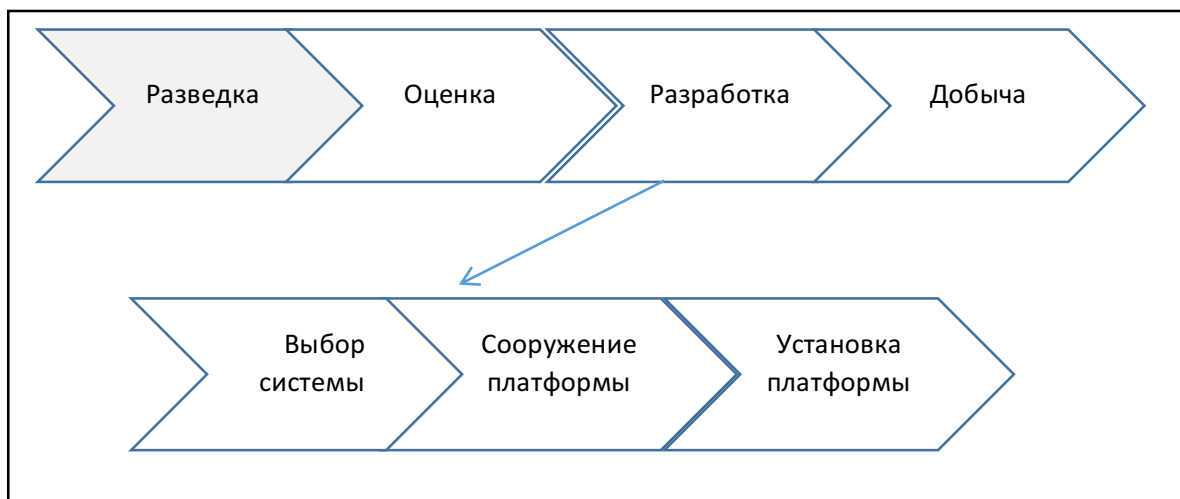


Рисунок 2.1.1 - Стадии разработки глубоководных месторождений

Все многообразие морских буровых установок четко разделяется на две группы: системы, закрепленные на дне моря – стационарные, а также швартуемые и привязанные плавучие системы – мобильные.

Помимо этого, они могут различаться на платформы, предназначенные для мелководья и глубоководья.

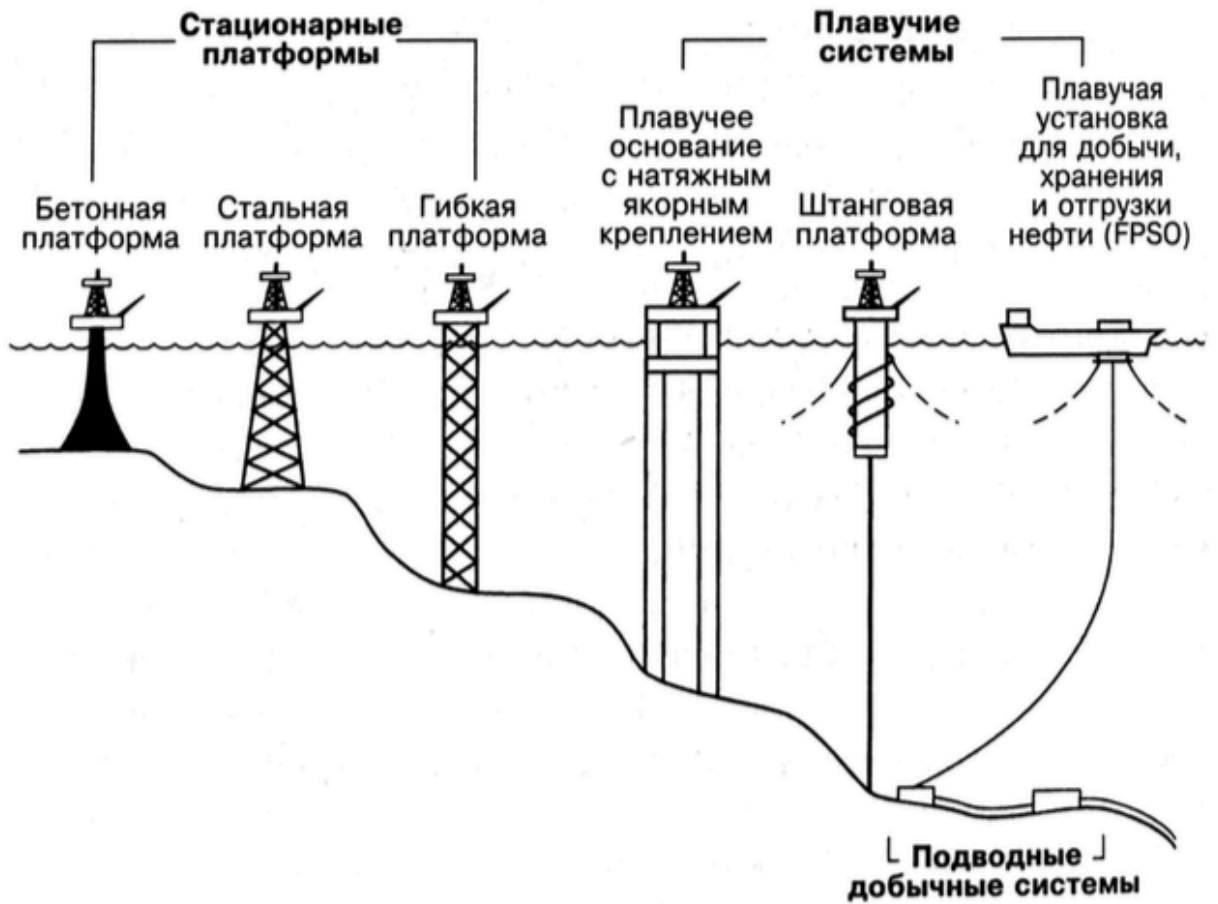


Рисунок 2.1.2. - Варианты систем разработки глубоководных месторождений

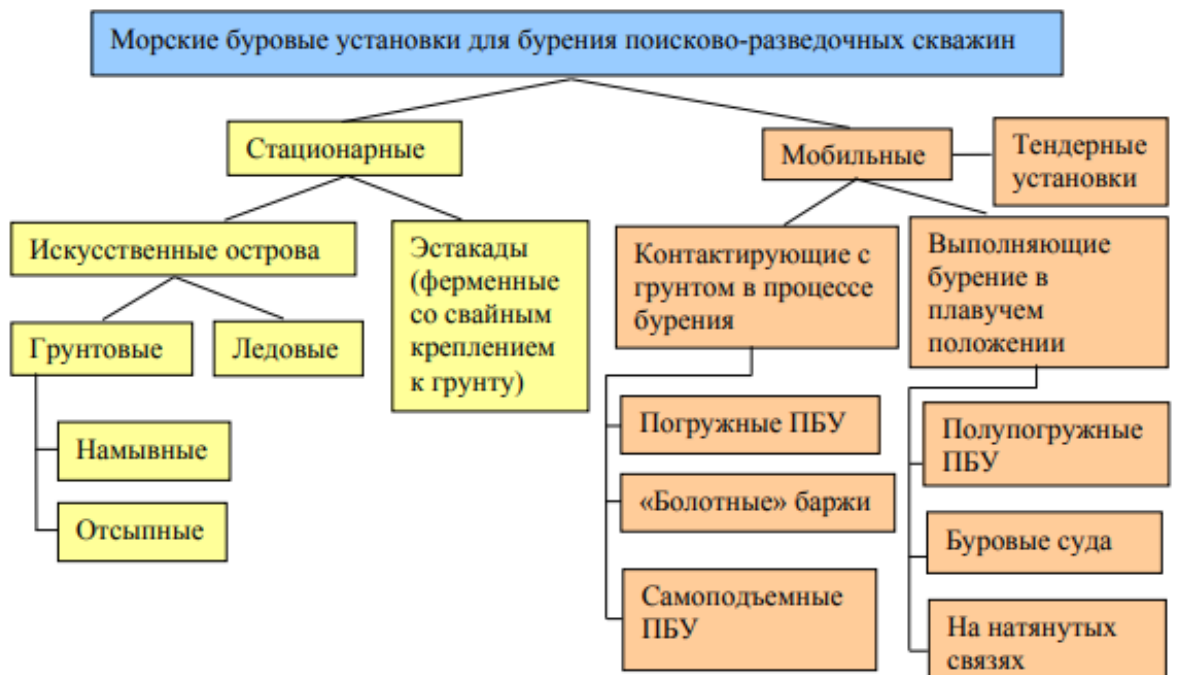


Рисунок 2.1.3 - Классификация морских буровых установок

2.1. Стационарные платформы

Они состоят из опорного блока и палуб. Блок представляет собой высокую вертикальную секцию из стальных труб, закрепленных на дно с помощью свай – ферму. В состав верхних строений входят как жилые помещения для команды, так и буровое оборудование. Можно разделить на:

1. **Бетонные платформы** - с бетонным основанием. Необыкновенно плотные пласты глины на большей части морского дна позволяют таким конструкциям на место и оставаться благодаря собственному весу.

2. **Стальные платформы** – классическая стационарная платформа, используемая наиболее часто. Состоит из:

- каркас – стальная конструкция, поднимающаяся от морского дна вверх, выше уровня воды;
- палуба – расположена сверху каркаса платформы, на ней размещено оборудование для бурения и добычи;
- сваи – стальные цилиндры, благодаря которым платформа стоит на морском дне;
- колонны (вертикальные секции) – стальные трубы, с помощью которых осуществляется бурение и заканчивание скважин, а также добыча нефти и газа.

3. **Гибкие платформы** – как и стальные, состоят из трубных элементов и закреплены на морском дне с помощью свай, поддерживающих палубу. Предполагается, что гибкие платформы могут выдержать большие отклонения от вертикале, чем более массивные стационарные платформы.

Также, к системам, закрепленным на дне моря относятся **гравитационные платформы**, сконструированные из железобетона.

Благодаря собственному весу они остаются на месте, однако из-за этого существуют риск сползания основания.

Искусственные острова разделяют на две группы: грунтовые и ледовые.

Грунтовые – применялись для разработки прибрежных морских месторождений, до глубины 32м. Особо широко распространены на арктическом шельфе Канады и США.

Ледовые – максимальная глубина моря до 120м. Образуют благодаря увеличению ледового слоя до той степени, пока он не сможет удерживать вес необходимого оборудования. По степени утолщения, ядро острова становится все тяжелей и в итоге садится на грунтовое дно. [3]

2.2. Мобильные(плавучие) системы

Процентное содержание используемых в данный момент плавучих установок, от общего количества:

- самоподъемные – 53%;
- полупогружные – 20%;
- буровые суда – 9%;
- болотные баржи – 8%;
- тендерные – 5%;
- буровые баржи – 4%;
- погружные – около 1%.

Это суда либо платформы с натяжным креплением, либо полупогружные основания, на которых установлено добычное оборудование. Они удерживаются на месте с помощью проволочных или синтетических канатов. Так как они довольно интенсивно двигаются как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости, то не допускают установку надводного оборудования, ни бурение. Значительная подвижность в штормящих морях и бурных течениях требует специального оборудования и трубопроводов,

которые способствовали бы доставке газа или нефти от устья скважины на дне наверх, на платформу, где расположено добычное оборудование.

Помимо того, что они удерживаются якорным креплением, используются динамические системы стабилизации. Они обеспечивают нужную точность позиционирования для плавучих буровых установок, на глубинах больше 200м. Они работают либо с датчиками, установленными на судне, либо с GPS и определяют координаты продольного и поперечного перемещения, а также угол поворота относительно заданных неподвижных координат. Эти системы автоматизированы и в определенный момент времени получают данные через обратную связь от внешних датчиков, а уже затем обеспечивают перемещение судна. [3]

Кроме того, реалии физических законов, ограниченная прочность и гибкость материалов делают глубину решающим фактором в выборе системы разработки. Исходя из этого, примерные значения максимальной глубины приведены ниже:

Таблица 2.2 – применимость платформ в зависимости от глубины

Название	Максимальная глубина, м
Стационарные платформы	460
Гравитационные платформы	300
Гибкие платформы	910
Платформы с натяжным вертикальным якорным креплением	1500
Штанговые платформы	2290
Плавучие нефтедобывающие системы	6000
Подводные добывающие системы	Неограниченно

Плавающие системы бывают различных форм и размеров. Некоторые обладают большими возможностями по сравнению с другими, но отличаются от стационарных платформ тем, что остаются на поверхности за счет вытесненной воды, а не за счет подводной конструкции.

На всех мобильных системах присутствуют четыре основных элемента:

- Корпус – закрытая стальная конструкция, вытесняющая воду. Корпуса плавучих систем представляют собой суда, платформы кессонного типа или большие цилиндрические конструкции – штанговые платформы.

- Верхние строения – одна или несколько палуб, на которых находится все добывающее оборудование для обработки потоков, поступающих из скважин, а также насосы и компрессоры, используемые для дальнейшей транспортировки нефти или газа. Иногда там же размещено оборудование для бурения и ремонта скважин. Так как практически все точки глубоководной добычи расположены в удаленных районах, на верхних строениях добывающих платформ находятся жилые помещения для бригады. В большинстве случаев здесь начинаются экспортные трубопроводы.

- Швартовка – крепление к морскому дну, удерживающее систему на точке. Это может быть стальной или синтетический канат, закрепленный с помощью цепи, либо стальная арматура. Иногда на морском дне остается гигантский отпечаток от крепления. Существует несколько вариантов заякоривания (см. рисунок 2.2.1).

- Вертикальная секция трубопровода – стальные трубы, поднимающиеся к корпусу платформы от морского дна. Эта секция предназначена для переноса добытых из скважины флюидов вверх на палубу.

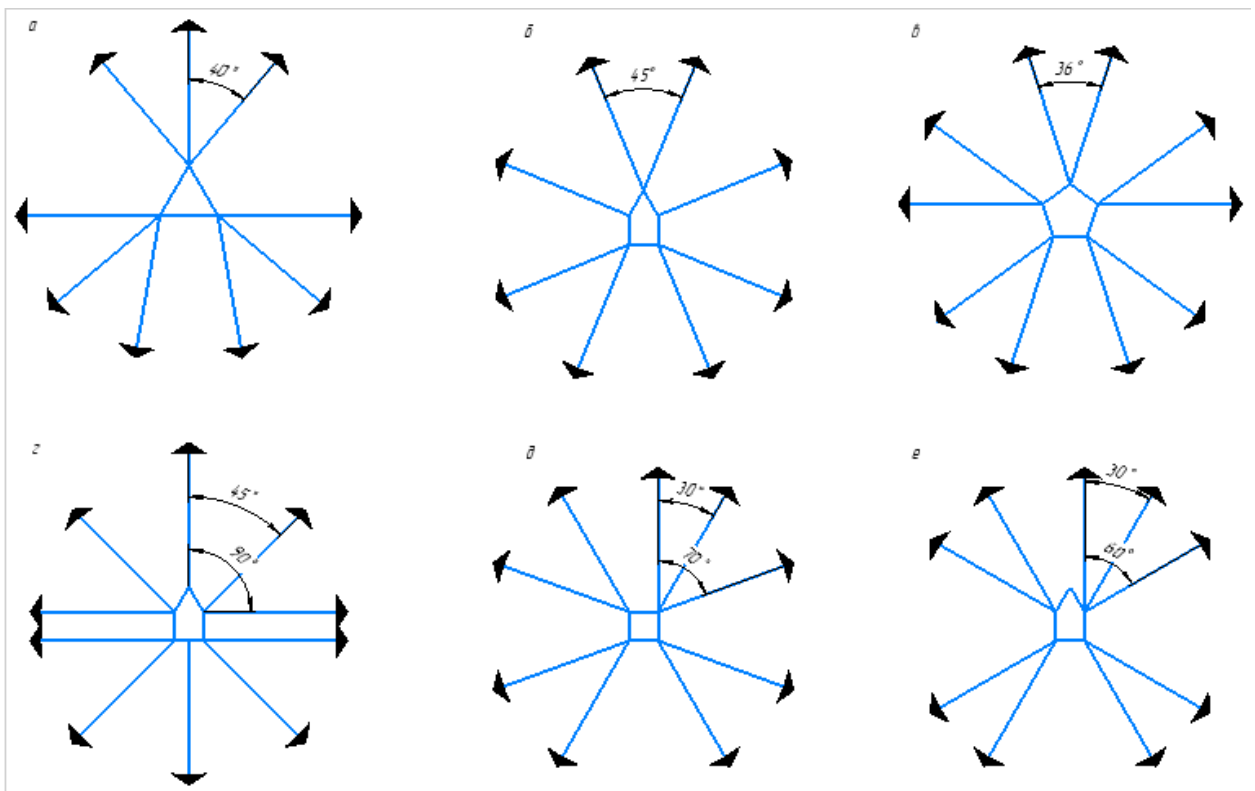


Рисунок 2.2.1 - Схема типовых вариантов систем заякоривания:

- а) Симметричная система с 9-ю якорными канатами.
- б) Симметричная система с 8-ю якорными канатами.
- в) Симметричная система с 10-ю якорными канатами.
- г) Система с 8-ю или 10-ю якорными канатами, расположенными под углом 45-90° друг к другу.
- д) Система с 8-ю якорными канатами, расположенными под углом 30-70° к оси платформы.
- е) Система с 8-ю якорными канатами, расположенными под углом 30-60° к продольной оси судна.

Разработка морских месторождений развивает различные области. Начиная от судостроения до водолазной техники, потому как сама добыча вышла за пределы глубин, установленные для стационарных платформ и инженерам пришлось обращаться к различным концепциям и воплощать их в жизнь. Так и стали использоваться полу-погружные установки и буровые

суда, обеспечившие разнообразные возможности для добычи на большой глубине.

Погружная плавучая буровая установка

Затапливается на месте бурения до той степени, пока нижняя часть корпуса не станет опираться на грунт. Корпус делится на две части:

- верхняя часть корпуса – каюты для команды, механизмы, оборудование и технологические запасы.
- нижняя часть – обеспечивает постановку платформы и служит для приема пластовых флюидов.

Зачастую, борт погружной ПБУ обкладывается мешками с песком, чтобы минимизировать подмыв опорной поверхности. При необходимости перемещения установки на другую точку бурения, из нижней части корпуса ППБУ выкачивается балласт, из-за чего установка всплывает. Глубины, при которых используются этот вид платформ не превышают 30м, из-за плохой устойчивости при больших глубинах, в следствие высокого расположенного центра тяжести. Получили широкое распространение в начальный период освоения морских нефтепромыслов. Однако, сейчас в мире используется не больше 5 штук ППБУ. [4]

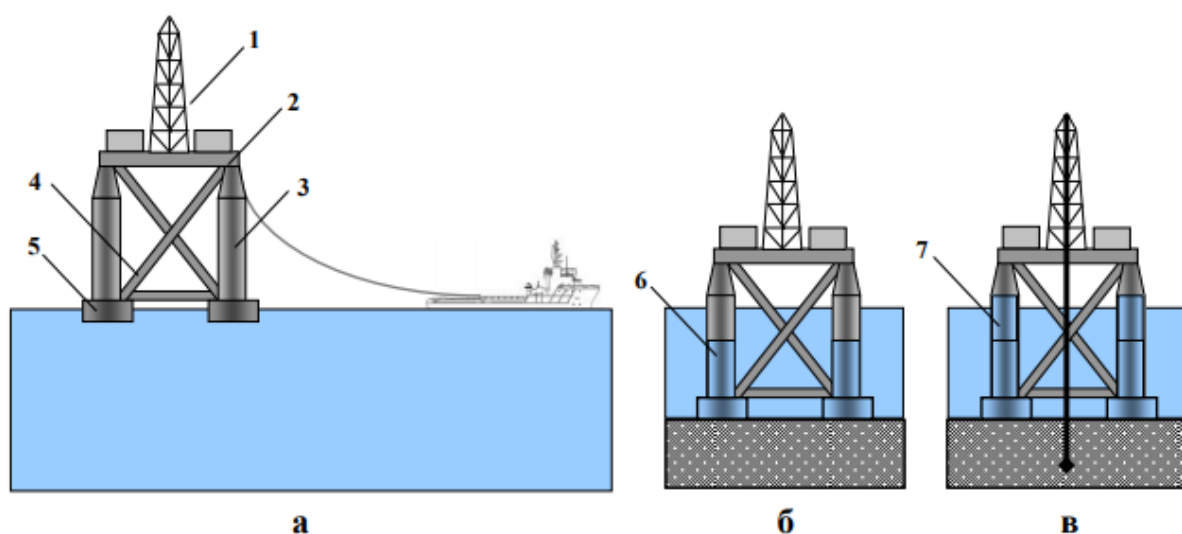


Рисунок 2.2.2 - Погружная плавучая буровая установка

Последовательность установки и основные элементы:

- а) буксировка.
- б) закачка балласта в колонны и башмаки, установка на дно.
- в) создание дополнительного давления путем увеличения балласта,

для прижимной силы. Это необходимо для обретения большей устойчивости под действием внешних факторов.

Конструктивные элементы:

1. Верхняя часть корпуса;
2. Объемная палуба;
3. Колонны ППБУ;
4. Раскосы, обеспечивающие жесткость;
5. Башмаки;
6. Цистерны балласта;
7. Дополнительный балласт.

Самоподъемная плавучая буровая установка

Самый распространенный вид плавучих буровых установок. Представляет собой корпус, который в рабочем состоянии поднимается на опорных колоннах выше поверхности воды при помощи специальных механизмов, создавая необходимый клиренс. Исходя из правил Российского морского регистра судоходства:

$$K_v = 0,6h + 1,5, \quad (2.1)$$

где, K_v – воздушный клиренс, h – высота волны (1 раз в 50 лет).

Эта платформа имеет свойства как стационарного сооружения, так и плавучего. При транспортировке, опоры подняты максимально вверх, а в рабочем положении они задавлены максимально в донный грунт. При помощи этих платформ проводят бурение на глубинах моря до 160 м. (см. рисунок 2.2.3), однако глубина все же огромное влияние на размеры корпуса, опор и механизмов для спуска и подъема, что, в свою очередь, входит в

стоимость строительства самоподъемной БУ. Но, не смотря на это, с развитием всей отрасли происходит и увеличение глубин использования. Если в 1960-е годы средняя глубина была порядка 60 м., то уже в 2010-х она выросла до 110 м.

Также, возросла величина грузоподъемности СПБУ, то есть установка может иметь на борту гораздо большее количество запасов для команды, бурильного инструмента и, косвенным образом, влияет на характеристику механизмов для спускоподъемных операций. Увеличение этого значения позволяет судить об автономности СПБУ.

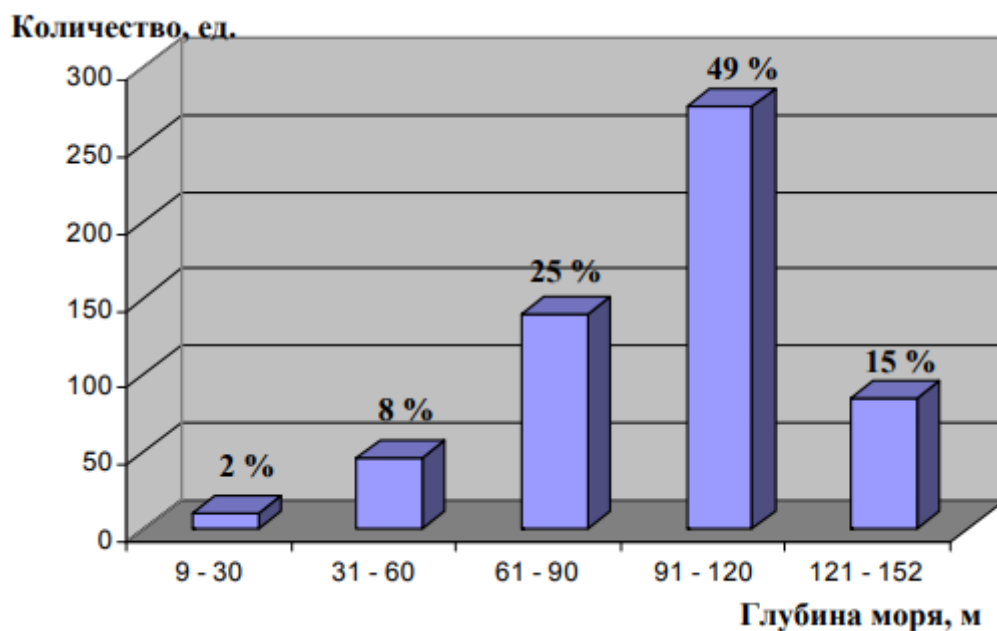


Рисунок 2.2.3 - Распределение СПБУ по глубинам моря

Конструктивные элементы можно рассмотреть на примере СПБУ «Арктическая», предназначенной для бурения скважин глубиной до 6500 м., при глубине моря 7 – 100 м. Сдана в эксплуатацию в 2014 г.

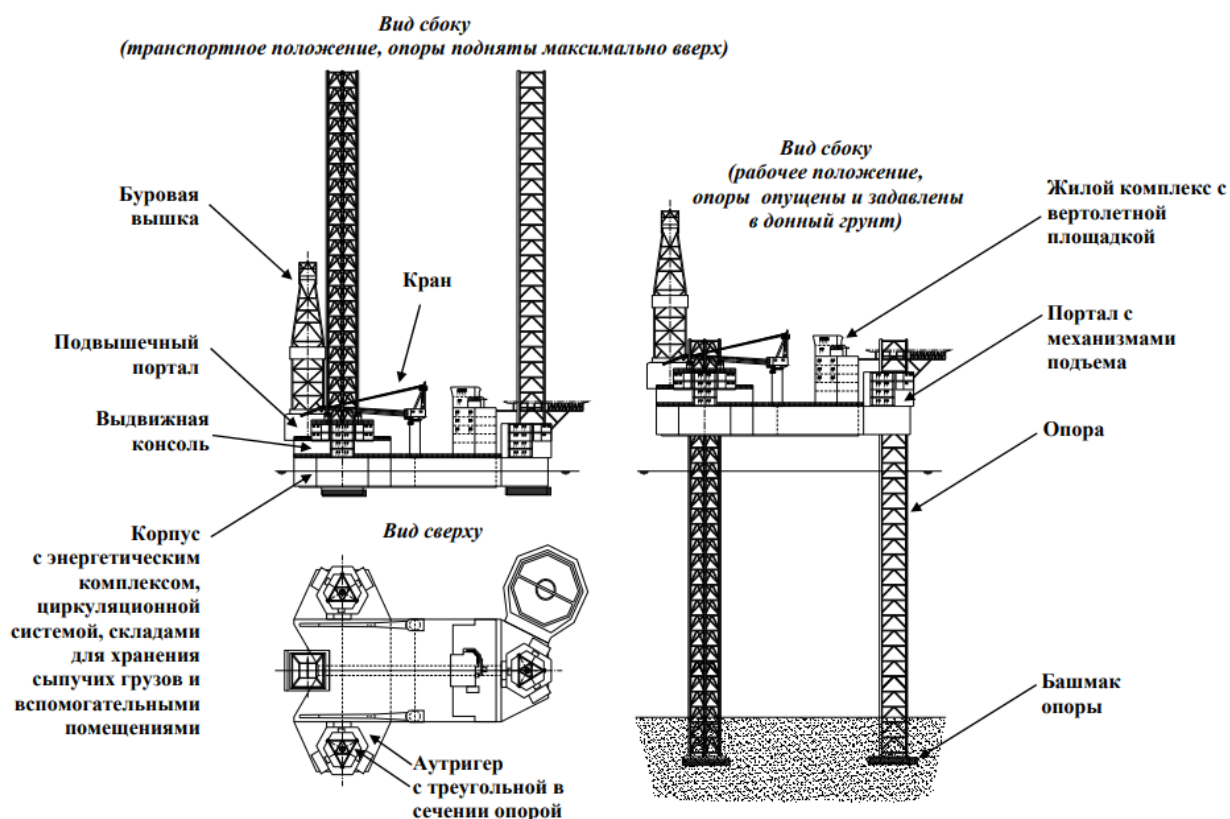


Рисунок 2.2.4 - Основные элементы самоподъемной буровой установки «Арктическая»

Полупогружная плавучая буровая установка

Второй по распространенности вид БУ. Идея использования полупогружной платформы с натяжными опорами возникла у компании «Коноко». Привязав проект к условиям конкретного месторождения «Хаттон», имеющим не самые благоприятные условия с точки зрения окружающей среды (по силе штормов выбранный район уступает только заливу Аляска). Специалисты посчитали, что в случае удачи в этом месте, платформы такого типа могут быть спроектированы практически для любого района мира. [4]

Сейчас же, данный тип платформ позволяет проводить бурение глубиной до 10000 м., при глубине акватории до 6000 м. Платформа держится на воде за счет понтонов, которые, заполняясь морской водой, погружаются на 18–30 м.

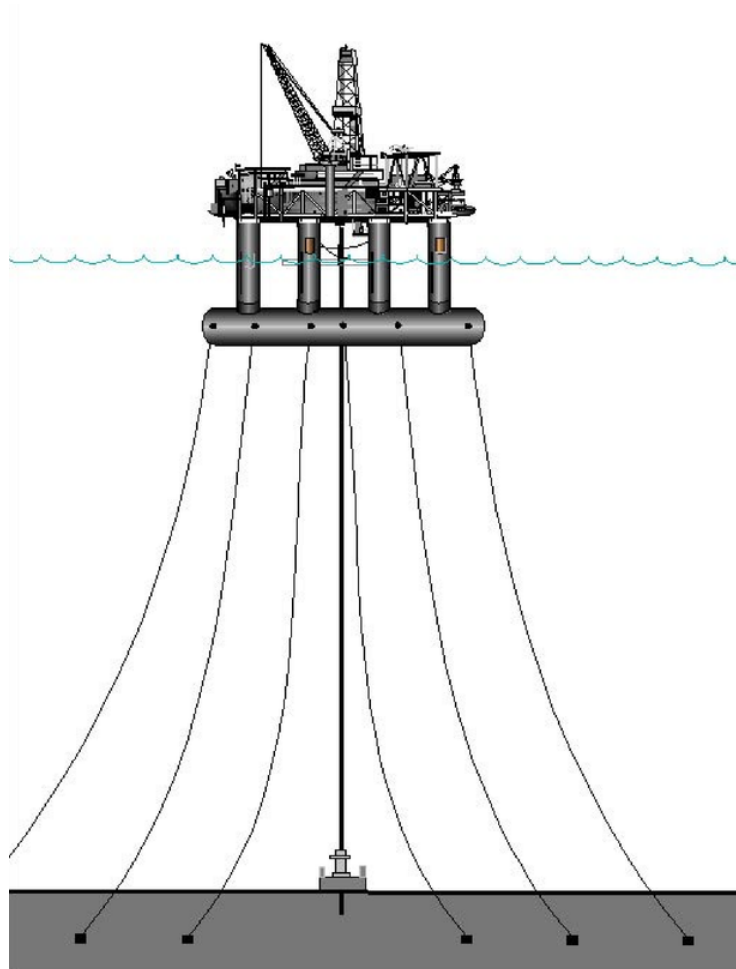


Рисунок 2.2.5 - Полупогружная плавучая буровая установка

В колоннах установки, имеющих водонепроницаемые отсеки, размещаются технологические и энергетические блоки, бурильное оборудование, складские помещения.

По способу закрепления в стационарном положении делятся на:

- с системой удерживания при помощи якорей;
- с динамическим позиционированием;
- с удерживанием при помощи натяжных опор.

Платформы с натяжным якорным креплением

Предшественниками платформ с натяжным якорным креплением (tension leg platforms, TLP) были полупогружные основания, которые долгие годы использовали исключительно для бурения. TLP похожи на них и

держатся на воде за счет сочетания понтонов и колонн (см. рисунок 2.2.6). Напряженная арматура – тросы, которые тянутся от каждого из углов платформы к сваям на морском дне, удерживают TLP в воде. Доставку нефти и газа со дна к оборудованию на палубе осуществляют вертикальные секции трубопроводов, присоединенные к устьям подводных скважин.

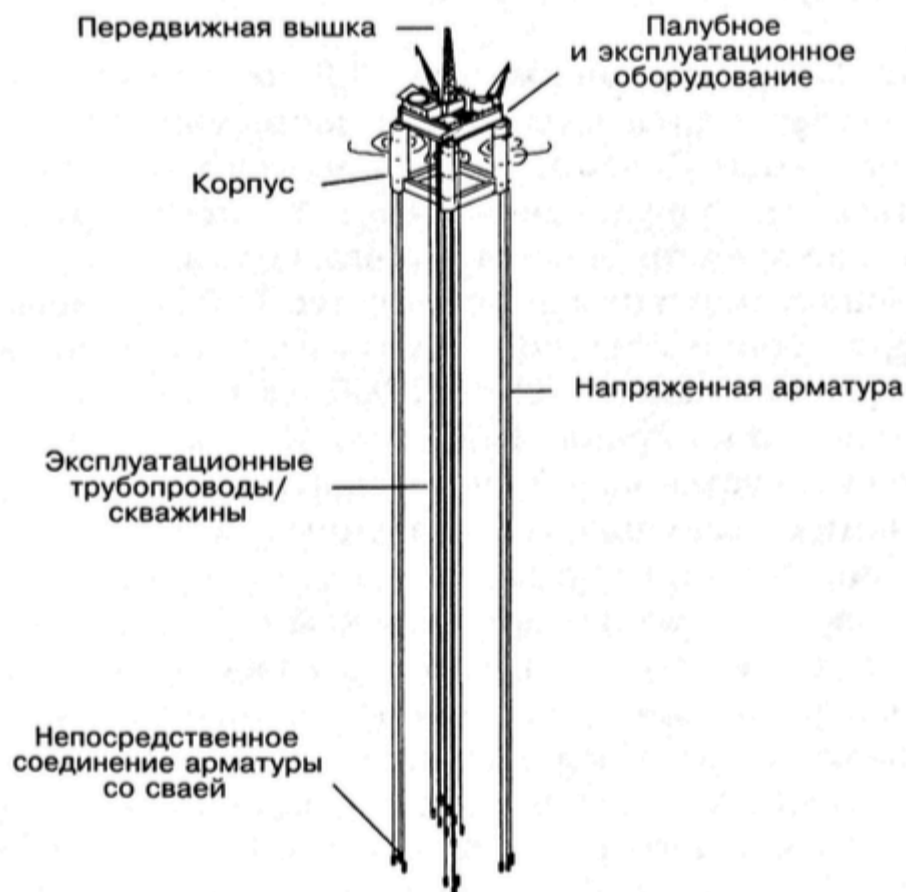


Рисунок 2.2.6 – Платформа с натяжным якорным креплением, использованная на месторождении Брутус в Мексиканском заливе

Напряженная арматура – это стальные трубы диаметром 61–81 см. и толщиной стенок 2,5-5 см. Так как арматура находится в постоянном напряжении, вертикальные колебания палубы минимальны даже во время штормов. Бурильная колонна может выдержать горизонтальное смещение, возникающее при смене направлений умеренных ветров и океанических течений, но при сильном шторме, швыряющем TLP за допустимые пределы смещения, бурение в любом случае не проводится. [4]

Плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти

С расстояния 120 м плавучую установку для добычи, хранения и отгрузки нефти (floating production, storage and offloading system, FPSO) невозможно отличить от нефтяного танкера. Несмотря на то, что их изготавливают по индивидуальным проектам, часть из них действительно представляют собой нефтяные танкеры, адаптированные для приема, обработки и хранения нефти, добытой из морской скважины. Здесь даже имеются газовые сепараторы, но если объем газа слишком велик, то его закачивают обратно по трубопроводу в коллектор.

Первая установка была введена компанией «Shell» в 1977 г. Для организации добычи из небольшого месторождения «Кастеллон» в Средиземном море. С тех пор нефтедобывающей промышленностью были сформулированы неблагоприятные условия, в том числе и удаленное местоположение, при которых требуется использование FPSO:

- в море, где не развита трубопроводная инфраструктура;
- в погодных условиях, аналогичных Северным морям;
- рядом с побережьем, где неблагоприятными являются инфраструктура, рыночные условия или местные условия, как в некоторых районах Западной Африки.

Когда установка находится на точке, корпус судна, в связи с изменением направления и силы ветра и волн, может установиться по воздушному потоку, повернувшись по ветру, как утка в пруду в ветреный день. Если это происходит, трубопроводы связанные с устьевым оборудованием скважин, а также электрические и гидравлические соединения могут завязаться в один большой Гордиев узел, для решения этой проблемы существует два способа:

1. В районах устойчивого мягкого климата установка швартуется с носа и кормы согласно преобладающему направлению ветра. Когда судно

попадает под кормовые или бортовые волны, бригада может приостановить все операции.

2. В более жесткой среде требуется более дорогостоящие установки, оснащенные швартовочной системой, способной работать в условиях размещения судна по ветру. Якорные оттяжки прикрепляются к вращающейся башне судна, вмонтированной в корпус. Когда направление ветра и, соответственно, волн меняется, судно поворачивается. [4]



Рисунок 2.2.7 – Плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти

2.3. Историческая справка. Мир и Россия

В истории развития морской нефтегазовой отрасли, охватывающей более чем 100-летний интервал времени можно выделить несколько основных этапов, определенных кризисными фазами военно-политического, промышленно-экономического или энергетического характера. На фоне общего поступательного развития теории, методологии, технических средств и технологий поиска, разведки и разработки морских месторождений нефти и газа каждый из условно выделяемых этапов характеризуется рядом

особенностей. Этапы можно сгруппировать в два периода, разделенные первым мировым энергетическим кризисом конца 60-х – начала 70-х годов XX века. Эти периоды, наряду с характерными для них внешними факторами, по отношению к нефтегазовому рынку, существенно отличаются друг от друга и уровнем развития технических средств и технологий, который, в свою очередь, определяет уровень развития морской отрасли и ее инфраструктуры.

Начальный период истории развития морской нефтегазовой отрасли, продолжительностью более 70 лет, включает три этапа:

1. Монополизация «нецивилизованной» нефтедобычи на суше. Морской опыт в мире – Саммерленд, Калифорния 1897-1902 гг. В Российской Империи была развита идея добычи в Каспийском море, государственным комиссиям было представлено более 20 проектов, но в итоге первая скважина пробурена в бухте Ильича на искусственно созданном острове. Этот этап ограничивается временем Первой мировой войны 1914 – 1918 гг., а также последующими годами политического переустройства Европы и гражданской войны на территории Российской Империи, завершившихся в 1923 г.

2. Локальное размещение морских промыслов и развитие наземной нефтедобычи. Для этого этапа характерны: демонополизация отрасли, формирование новых компаний и развитие конкурентной среды в области производства. Развитие сейсмических методов разведки на суше, а в последствие в морских условиях. 1941 г. – первые сейсмические работы в мелководной акватории Южного Каспия. Использование стационарных морских платформ на сваях для освоения мелководных морских месторождений. Морская нефтедобывающая отрасль ограничивалась месторождениями венесуэльской лагуны Маракайбо и азербайджанской частью Южного Каспия, в водах Советского Союза.

3. Первый в истории энергетический кризис, охвативший всю промышленно-энергетическую сферу. Характеризуется: мировым ростом нефтедобычи, становлением и развитием мирового газового рынка, началом морской нефтегазодобычи в промышленных масштабах. 1947г. – добыча в Мексиканском заливе, со стационарной платформы, установленной вне зоны видимости с берега. В 1947 – 1952 гг. строительство комплекса сооружений с металлической эстакадой в Каспийском море. В Середине 1950-х годов российская нефть выходит на мировой рынок. В 1960 г. Создана международная организация стран – экспортеров нефти ОПЕК. Происходит переход от стационарных платформ и погружных оснований к полупогружным и самоподъемным. Также испытывается и получает развитие подводное устьевое оборудование морских скважин.

В СССР не было первостепенной необходимости проведения морских нефтегазопроисловых работ, даже не смотря на развитие этого направления на зарубежных акваториях. Все силы, средства и возможности были сконцентрированы в освоении крупных и богатых месторождений континентальных провинций: Тимано-Печорской, Прикаспийской, Северо-Кавказской и т.д. Однако, это и послужило последующим отставанием в области разведки и освоения морских месторождений. [5]



Рисунок 2.3 – кривая развития добычи на море и суше

2.4. Анализ природных условий Обской и Тазовской губы

Анализ природных условий Обской и Тазовской губы показывает, что для них характерны:

- высокая степень изменчивости погодных условий, низких температур воздуха и их большая внутригодовая и внутрисезонная изменчивость;
- ограниченная видимость из-за туманов и осадков, значительное число дней со штормовыми условиями;
- благоприятное условие для атмосферного и брызгового обледенения инженерных сооружений, что существенно будет осложнять эксплуатацию верхних строений;

Основными особенностями гидрологических условий являются:

- приливные изменения уровня моря и скоростей течений, сопровождающиеся штормовыми нагонами и сильным волнением;
- паводковые явления под значительным влиянием речного стока;

К ледовым условиям, существенно осложняющим эксплуатацию инженерных сооружений, относятся:

- длительное наличие ледового покрова и его временная изменчивость;
- существование припая с грядками торосов(стамух) и приливными трещинами, а также крупных ледовых образований: торосов и ледяных полей. [5]

2.5. Опасности мелководья

Иногда буровики начинают работы в районах, где на глубине менее 610 м. ниже морского дна возникают геологические препятствия: обширные сбросы затрудняют бурение и управление эксплуатацией скважины; тонкие слои газа могут усложнить бурение даже самых простых скважин.

Специально обработанные данные сейсморазведки помогают выявить наличие таких опасностей, и, если они обнаруживаются, зачастую лучшим решением будет перенести скважину на другую точку либо пробурить наклонно-направленную скважину, обходя эти препятствия. Устранение сложностей, связанных с обходом указанных препятствий на мелководье, оправдывает дополнительные расходы на направленное бурение.

2.6 Течения мелководья

Другая специфическая черта – это избыточное давление на слои пород на глубине не более 760 м., возникающее при их первоначальном отложении. По мере того как буровое долото внедряется в такие слои, содержащаяся в них вода стремится проникнуть в скважину. Для предотвращения притока воды повышают вес бурового раствора, не учитывая, однако, что на этой глубине часто залегают очень молодые в геологическом отношении слои, а значит, и весьма неплотные. Дополнительный вес раствора может вызвать трещины в породе в районе прохождения поверхностных течений, что в свою очередь приведет к потере бурового раствора и другим проблемам. В данном случае необходимо установить обсадную колонну на определенной глубине,

для того чтобы изолировать проблемные породы, - это дорого и требует времени, однако необходимо, чтобы скважина достигла проектной глубины.

2.7. Анализ применимости существующих проектов и типов МНГС для условий Обской губы

Открытие значительных запасов нефти и газа в зоне Арктики явилось стимулом к разработке большого числа новых проектов морских оснований и эксплуатационного оборудования, предназначенных для работы в суровых климатических условиях. И, хотя осуществлены только некоторые из этих проектов, все они обладают определенными достоинствами, которые следует учитывать в последующих разработках.

Конструкция оснований для разработки морских месторождений в Арктике определяется в основном величиной воздействия на нее горизонтальных сил движущегося льда. Если среднее давление ветра на платформу принимается равным 2 кПа, волн – от 96 до 144 кПа, то ледовая нагрузка составляет 2,88 МПа и более. В связи с доминирующей величиной ледовой нагрузки большинство построенных до настоящего времени оснований представляют собой искусственные острова на мелководной части шельфа. Из-за недостатка точных данных о ледовой нагрузке их сооружали избыточно массивными. По мере накопления знаний об окружающей среде и опыта работы стали разрабатывать и осуществлять проекты строительства оснований более экономного типа, изготавливаемых из стали или бетона. В сезон, когда море свободно ото льда, все нефтяные компании обычно начинали бурение с буровых судов, полупогружных или самоподъемных платформ, а потом пытались продлить время буровых работ с помощью противоледовой защиты корпуса и других мер.

В работе [6] рассматриваются проекты оснований платформ с характерными отличительными признаками, предназначенные специально для работы в Арктике. Эти проекты классифицированы авторами [12] по способу сопротивления давлению льдов и делятся на три основных типа:

- основания, устанавливаемые на морское дно и снабженные фундаментом, на который воздействует ледовая нагрузка;
- плавучие основания, давление льда в которых воспринимает корпус и якорная система;
- основания островного типа, устойчивость которых достигается грунтом (песком или гравием).

Неплавучие основания можно устанавливать непосредственно на морское дно или на искусственную подводную насыпь. В ряде случаев насыпь выполняет функцию мола, который снижает давление льда на основание. Наибольшее число разработанных неплавучих оснований относится к сооружениям гравитационного типа (рисунок 3.3.2). Их отличительные признаки – большой диаметр фундамента, обеспечивающего устойчивость конструкции, и относительно малый диаметр сечения опорной колонны на уровне поверхности воды, благодаря чему ледовая нагрузка снижается до минимума [12].

Примером конструкции, описанной выше, является платформа на моноопоре, предназначенная для работ в Северном море (рисунок 3.3.2 а), позднее она же была рекомендована для работы в глубоководной части Берингова моря. Гравитационные опоры башенного типа могут снабжаться неподвижным (рисунок 3.3.2 б) или вертикально перемещающимся коническим ледоколом (рисунок 3.3.2 в).

Платформы на моноопоре с цилиндрической поверхностью соприкосновения со льдом опорного блока (рисунок 3.3.2 г, 3.3.3 б), при использовании которой увеличивается нагрузка от давления льда по сравнению с нагрузкой от его давления на коническую поверхность, поскольку прочность льда на сжатие в несколько раз больше его прочности на изгиб. В этом случае данная особенность конструкции может быть продиктована:

- достаточной прочностью цилиндрической моноопоры в предполагаемых условиях районах эксплуатации;
- невозможностью постройки колонны конического типа из-за возрастания стоимости в сравнении с цилиндрической опорной колонной;
- необходимыми технологическими операциями, осуществление которых – невозможно с использованием опорного блока конического типа, как например, на рисунке 3.3.2 б.

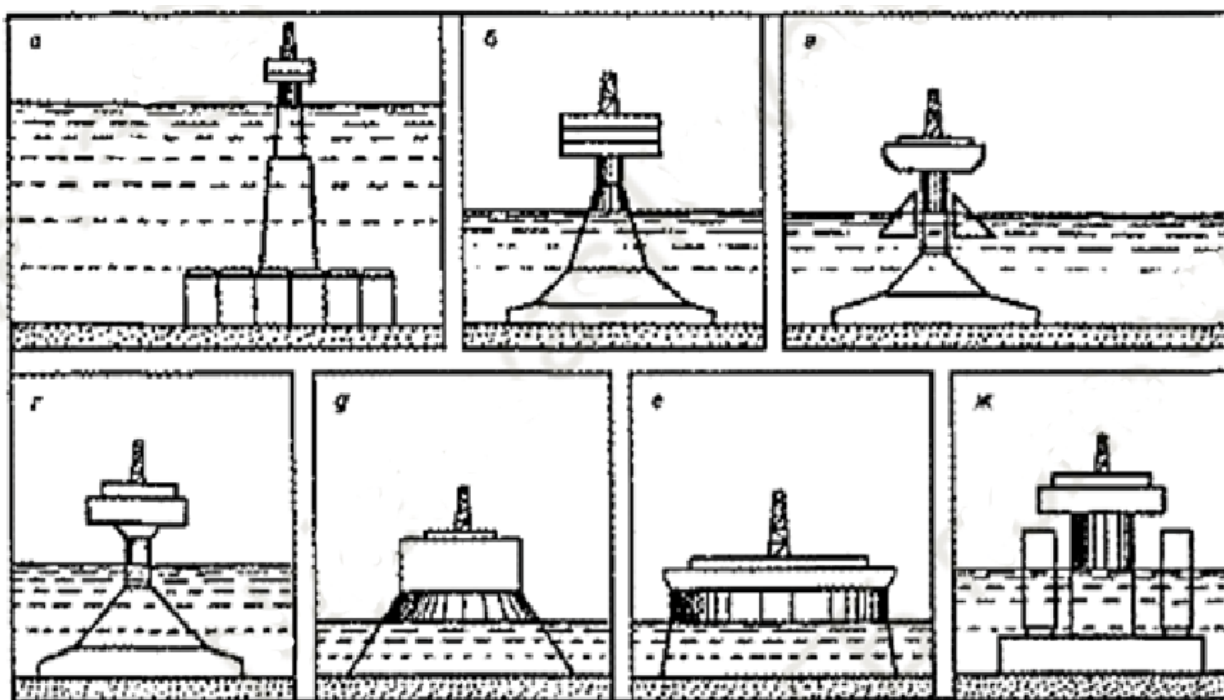


Рисунок 3.3.1 – Гравитационные основания, устанавливаемые на морское дно

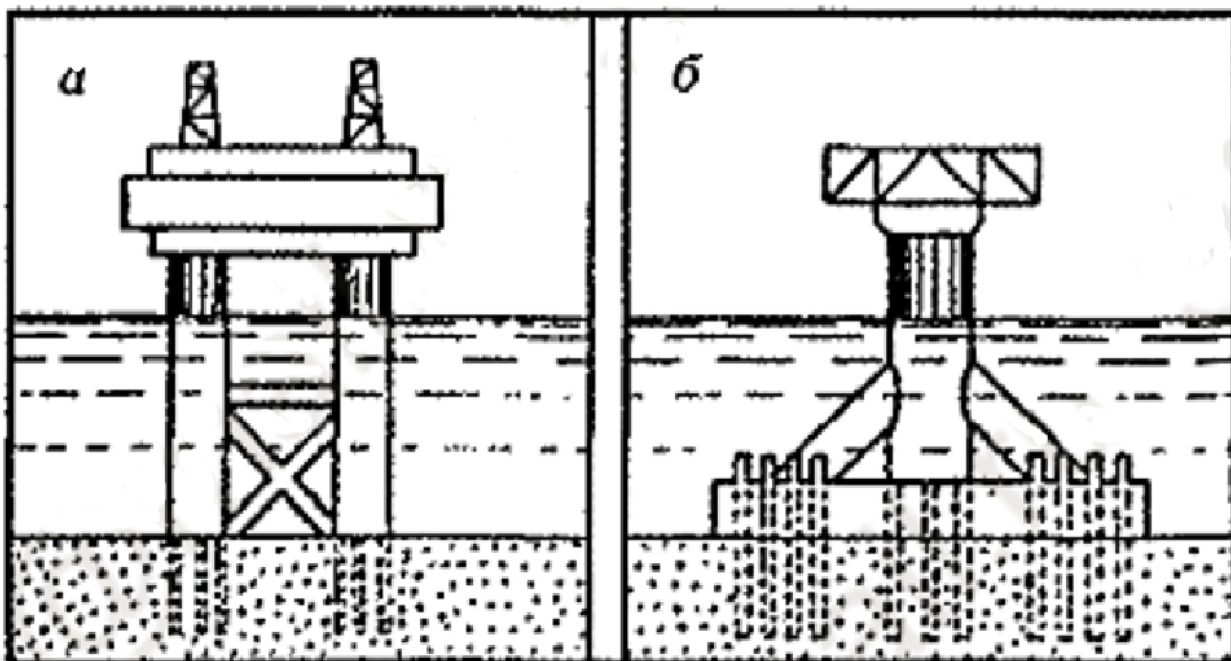


Рисунок 3.3.2 – Свайные основания

Как отмечается в [12], с 1964 г. в заливе Кука было построено 18 стальных ледостойких стационарных платформ (ЛСП), причем 17 из них имели по 3-4 опорные колонны. Также там указано, что данные платформы крепились ко дну с помощью свай. Еще одна платформа была выполнена в виде монопода, ее крепили забивными сваями, расположенными под водой в понтонной части опоры. Но моноподный вариант в условиях залива Кука оказался менее удачным из-за существенной вибрации верхней части при взаимодействии со льдом [12].



Рисунок 3.3.3 – Платформа типа монопод, установленная в заливе Кука

Необходимо отметить, что нефтяные компании в основном отдавали предпочтение полнопрофильным основаниям (рисунок 3.3.2 д, е). Защита основания от айсбергов может осуществляться с помощью оградительного кольца, которое можно монтировать после установки основания (рисунок 3.3.1 ж). Конечно, при этом следует иметь в виду, что стоимость таких массивных гравитационных оснований возрастет значительно.

Основания со свайным креплением ко дну хорошо зарекомендовали себя в умеренной субарктической ледовой обстановке залива Кука. Основания этого типа были построены специально для Арктики. Они могут быть многоопорными (рисунок 3.3.3 а) или с одной цилиндрической опорой (рисунок 3.3.3 б).

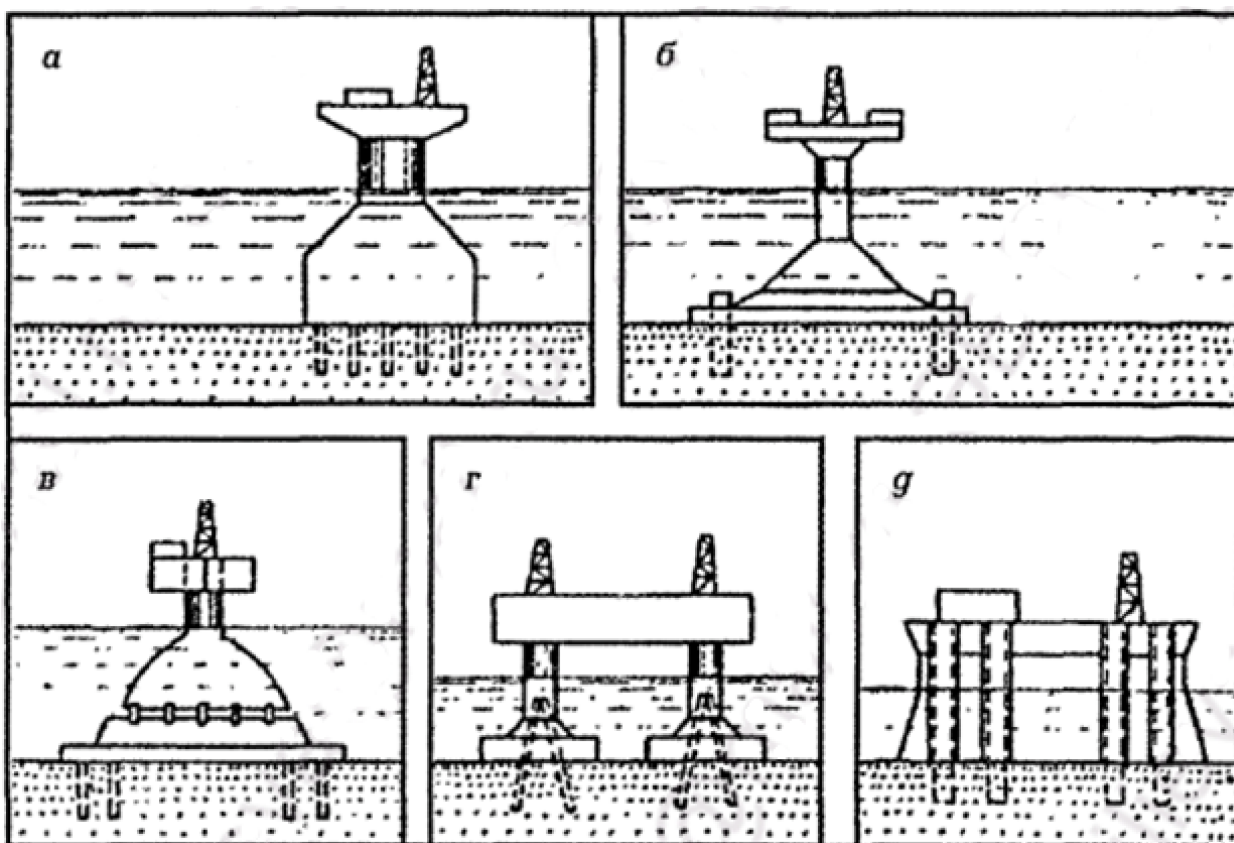


Рисунок 3.3.4 – Основания с комбинированным способом установки на морское дно

В основаниях со смешанным способом крепления ко дну (рисунок 3.3.4 а, б) сваи обеспечивают устойчивость на слабом грунте. У составного основания (рисунок 3.3.4 в) средний блок опоры и палубу можно демонтировать, а фундамент вместе с устьевым оборудованием, прикрепленный к грунту сваями, оставить на месте. Четырехопорное основание с моноблочной палубой (рисунок 3.3.4 г) можно устанавливать на дно без крепления или дополнительного использования свай. Относительно короткие сваи большого диаметра на гравитационном основании фирмы «Сохно» (рисунок 3.3.4 д) значительно повышают его устойчивость, так как выдерживают большую поперечную нагрузку.

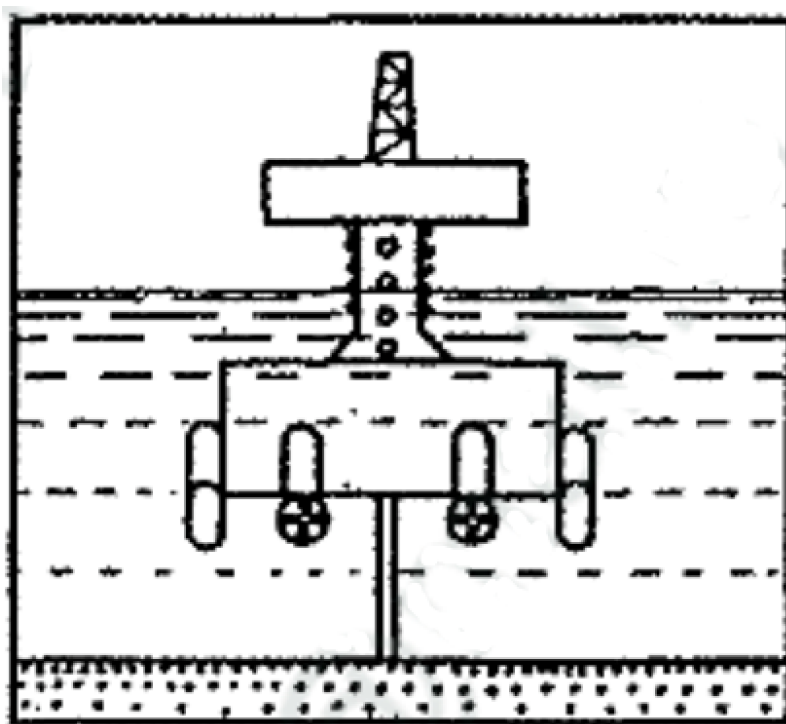


Рисунок 3.3.5 – Полупогружное основание с ледорезом и системой динамического позиционирования

На рисунке 3.3.5 представлен проект платформы с моноподным опорным блоком, снабженным вращающимся ледорезом, который должен играть роль инструмента, разрушающего целостность ледового поля на подходе к поверхности опоры и, тем самым, снизить давление от нагрузки надвигающегося льда.

При разработке месторождения Обской губы, использование насыпных гравийных, песчаных островов представляется нецелесообразным. Несмотря на, казалось бы, малые глубины месторождений 11 – 17 м., необходимо учитывать, что гравийная насыпь будет занимать значительную площадь, которая создаст определенные трудности для свободного прохода вблизи судов; а также, с точки зрения экологии, использование больших площадей акватории и нарушение целостности для эстуарии реки Обь, имеющей богатейший, разнообразный и уникальный животный мир, вообще, скорее всего не представляется возможным. Для реализации подобного проекта также нужно учитывать наличие вблизи соответствующих производственных мощностей, способных обеспечить возведение подобных конструкций в

разумные сроки по умеренным ценам. Также надо помнить о воздействии на насыпь ледовых полей данного региона, которые достигают толщины 2,5 м. и образуют торосистые скопления, которые при посадке на мель перед посыпным островом в процессе нагромождения будут способствовать разрушению основания и создавать другие сложности.

Так или иначе, можно констатировать факт, что в настоящее время для разработки арктических месторождений предпочтение отдается кессонным основаниям островного типа.

2.8 Выбор типа платформы

Карское море – шельфовое море, граничащее с арктическим бассейном на севере, Баренцевым морем на западе и Морем Лаптевых на востоке. Береговая линия сильно искривлена, с большими заливами (Байдарацкая, Гыданская и Обская губы, Енисейский залив), глубоко врезающимися в материковый берег. С учетом океанографических условий Карское море подразделяется обычно на два сектора: юго-западный и северо-восточный, с границей, проходящей вдоль линии от Мыса Желания до острова Диксон (рисунок 3.4.1)

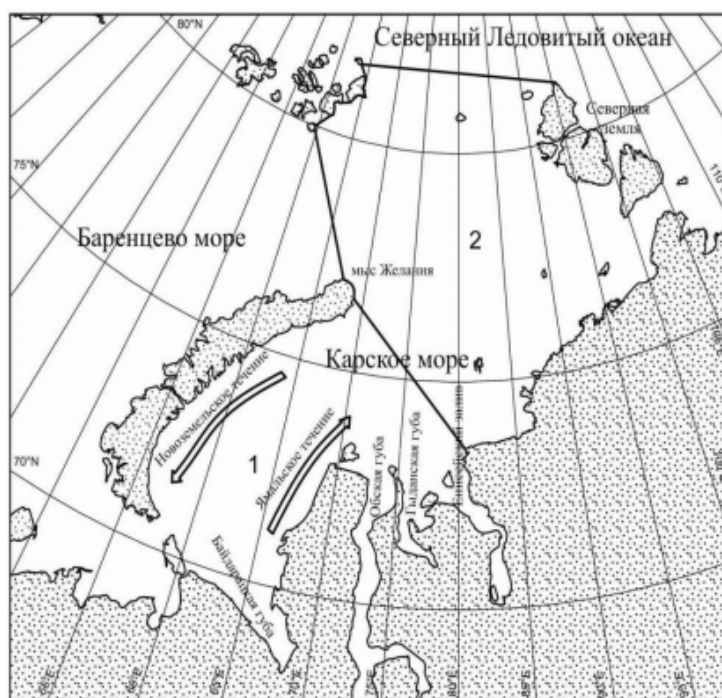


Рисунок 3.4.1 – Границы и сектора Карского моря. 1 – Юго-западный сектор 2 – Северо-восточный сектор

Основные морфометрические характеристики Карского моря:

- общая площадь: 883 000 км²;
- объем воды: 98 000 км³;
- средняя глубина: 111 м;
- максимальная глубина: 600;
- глубоководные зоны Карского моря, где глубины составляют более 500 м, занимают менее 1% общей площади.

Климат

В Карском море преобладают холодные сухие арктические воздушные массы, относительно теплый и влажный воздух из Атлантики и континентальный воздух умеренных широт, который холоднее и суше зимой и сравнительно теплый летом. [6]

Отрицательные температуры воздуха в Карском море держатся в течение 8 месяцев, с октября по май. Наиболее холодный период – с декабря по март, когда среднемесячная температура воздуха составляет от минус 14°С до минус 26°С. Летний период длится около 4 месяцев с июня по сентябрь. Среднемесячная летняя температура не превышает 7°С.

Зимой шторма формируют ветры преимущественно западного, юго-западного и южного направлений. В летний период штормовые ветры дуют в северном и северо-восточном направлениях и сопровождаются падением температуры воздуха.

Гидрология

Зимой водные массы мелководных районов моря становятся однородными от поверхности до дна, их температура составляет примерно минус 1,8°С. Основной объем водных масс (сток теплового потока сибирских рек) поступает в море весной, когда оно еще покрыто льдами. [6]

Подъем температуры начинается в июне, затем море очищается ото льда, максимальные температуры приходятся на конец августа. В прибрежных районах поверхностные воды прогреваются до 6–8°C. В центральной части региона Карского моря температура воды у поверхности составляет около 2–4°C, в западном же секторе температура составляет около 2°C. В сентябре – октябре температура поверхностного слоя воды снижается и опускается ниже нуля (температуры замерзания).

Летом соленость в поверхностных слоях юго-западной части Карского моря понижается в результате таяния льдов и притока паводковых вод, минимальное значение солености достигается в августе-сентябре. Соленость поверхностных вод преимущественно составляет 30–32%. Наименее соленая вода на юге, вблизи устьев крупных рек, где соленость поверхностного слоя снижается до 10 %.

В мелководных районах Карского моря преобладают ветровые течения, различные по направлению и скорости. В целом, градиентные и приливные течения слабые. Летний период характеризуется более или менее стабильными водными потоками, которые формируют циклонический водоворот в юго-западном секторе моря, представленной относительно теплым Ямальским течением северо-восточного направления, идущим от пролива Карские ворота, и относительно холодным Восточно-Новоземельским течением юго-западного направления, идущим вдоль восточных берегов Новой Земли.

Приливно-отливные колебания уровня моря не превышают 0,5 м, тогда как ветровой нагон может вызывать подъем уровня воды в прибрежных районах от 2 до 3 м.

Морской лед и айсберги

Акватория Карского моря покрывается льдом от 7/10 до 9/10 на 8–10 месяцев в году. Летом полное очищение ото льда происходит только в юго-восточных районах и в прибрежных районах северо-восточного сектора Карского моря. [6]

Ледяной покров состоит из многолетних льдов толщиной около 2,5 м на севере, однолетних льдов на юге (толщиной до 1,8 м) и молодых льдов до 0,3 м.

Припаи ежегодно образуются вдоль всех материковых и островных берегов Карского моря. В период максимального развития граница припаев проходит в пределах изобат от 10 до 20 м. Двухлетний или многолетний лед возможен вблизи берегов Северной Земли.

Зимой навалы льда приводят к образованию стамух и торосов. Стамухи распространяются вдоль прибрежных зон, как среди дрейфующих льдов, так и в зоне припаев, в глубинах до 20 м. Максимальные зарегистрированные значения геометрических характеристик стамух составляют: высота надводной части – от 10 до 15 м, глубина киля – от 20 до 25 м.

Айсберги, главным образом, сосредоточены вблизи северо-восточного побережья Новой Земли. Появление айсбергов в южных прибрежных районах не наблюдалось.

Принимая во внимание тяжелые арктические условия в акваториях Карского моря, ледовые, ветровые и волновые нагрузки, представляющие опасность как для МНГС, так и для команд, работающих на них, можно сделать вывод о необходимости использования ледостойкой платформы.

К данному типу платформ предъявляются особые требования по надежности конструкций их безопасности и способности противостоять суровым климатическим условиям арктических морей. Из-за того, что в районах использования таких МНГС муниципальная инфраструктура развита плохо, а где-то не развита совсем, ледостойкая платформа должна иметь необходимый запас автономности, который определяется запасом ресурсов, энергии, стойкости, условий комфортной и безопасной работы для обслуживающей ее команды. Следовательно конструкция опорного блока должна выдерживать все возможные нагрузки, например нагрузку верхнего строения.

Бородавкин П.П. в работе «Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов» выделил характеристики состояния окружающей среды, влияющие на выбор типа платформ для добычи нефти и газа.

- Состояние поверхности акватории моря. В замерзающих морях возникают ледовые нагрузки, действующие на платформу. Карское море начинает покрываться льдом в сентябре и сохраняется в таком состоянии 8-10 месяцев в году.

- Глубина моря. В нашем случае она составляет 15 м, что сравнимо с высотой 5-этажного здания. Это значение находится на границе между средней глубиной (15-50 м) и малой глубиной (до 15 м). Более 40% площади Карского моря имеет глубину менее 50 м, когда только 2% - более 500 м.

- Геологическое строение дна моря. От этого параметра зависит способ установки платформы на дно: свайное основание, гравитационное или комбинированное.

- Гидродинамические характеристики моря. Здесь описываются такие понятия как: изменения направления течений, колебания уровня поверхности моря, а также характеристики волн. Волновые нагрузки имеют отдельное место и оказывают влияние на устойчивость конструкции. На Карском море существуют два медленных течения, образующие круговорот воды, действующие по всей площади моря.

- Ветровые характеристики. Воздействие ветра не только оказывает влияние на открытые части платформ, но и возмущает поверхность моря, вызывает волны и временные течения.

- Температурный режим окружающей среды. Минусовые температуры воздуха составляют 9-10 месяцев в году, 3-4 месяца длится полярная ночь. Средняя температура января -26°C .

Также большое значение для выбора конструкции ледостойкой платформы имеет вид верхнего строения. Она должна обладать значительной собственной жесткостью при сборе из блоков на месте эксплуатации. Но

может быть облегченной, если верхнее строение строение почти полностью собирают на берегу. Исходя из условий удаленности от береговой инфраструктуры и суровых условий, наблюдаются тенденции по увеличению массы верхнего строения, которое содержит в себе каюты для команды, энергетические установки, склады, буровые и факельные вышки, краны, вертолетная площадка и т.д.

Исходя из условий, присутствующих на месторождении (глубина моря, наличие льда на поверхности моря в период от 8 до 10 месяцев, айсберги, торосы, стамухи, низкую температуру воздуха как зимой, так и летом, а также высоту волн, максимальное значение которых до 8 м, толщина льда от 0,3 до 2,5 м), приходим к выводу, что для разработки месторождения в Карском море подойдет конструкция в виде гравитационной платформы башенного типа (монопод). [7]

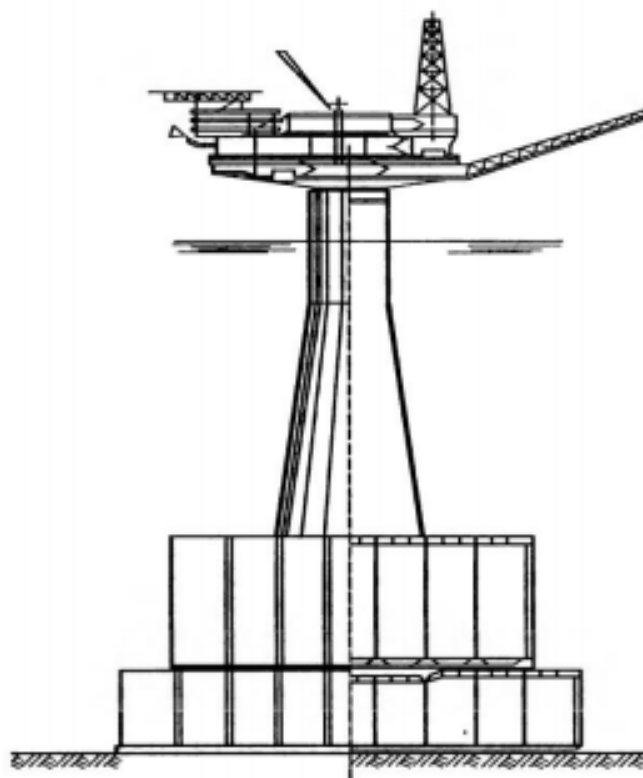


Рисунок 3.4.2 – Одноопорная платформа

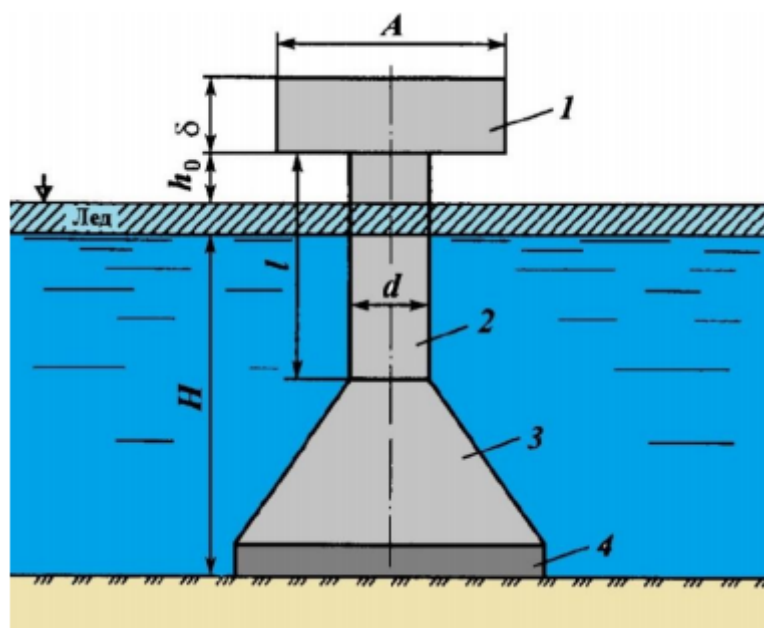


Рисунок 3.4.3 – Морская ледостойка платформа типа «монопод»

Гравитационная ледостойкая платформа является конструкцией башенного типа: центральная опорная конструкция, опирающаяся на дно через конусообразное основание. Представлена в виде гравитационной платформы (удерживается в положении равновесия за счет собственного веса). Опорные части конструкции изготавливаются из монолитного железобетона. Для повышения надежности (увеличения способности выдерживать внешние воздействия течения, льда, ветра) опорная стойка может быть защищена жесткой металлической оболочкой. [7]

Составные части:

1. верхнее строение;
2. опорная стойка;
3. опорное основание;
4. фундаментная часть.

Внутри опорных составных частей могут встраиваться емкости для балластной воды, горючего, хозяйственные помещения.

3. РАЗРАБОТКА И РАСЧЕТ НЕСУЩЕЙ КОНСТРУКЦИИ

3.1. Выбор основных конструктивных параметров опорного блока для нефти-газо-добычных платформ

Здесь рассмотрим как влияют различные нагрузки и факторы, действующие на опору и определяющие ее размеры. [8]

Для этого будем использовать обобщенные, укрупненные показатели:

- размер верхнего строения (40 x 40 м), исходя из концептуального проекта ЛСП определяется необходимостью размещения бытового, рабочего и вспомогательного оборудования, бытовых, рабочих и вспомогательных помещений. Число помещений напрямую зависит от удаленности платформы от береговой инфраструктуры, коммуникаций и режима навигации в акватории моря;
- количество скважин, обслуживаемых с платформы (в среднем 30-40 шт.);
- влияние внешних нагрузок: от волн, ветра, льда, навала судов;
- размеры и местоположение резервуаров для хранения добытых углеводородов, если платформа подразумевает их хранение.

Исходя из [17] необходимый клиренс платформы должен составлять не менее 12,7 м.

В СНиП 2.06.01-86 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования» указано, что низ палубной части платформы в условиях замерзающего моря должен находиться на расстоянии не менее семи толщин льда от уровня моря. Для условия Обской губы принимаем толщину льда 2 м, следовательно расстояние до нижней поверхности верхнего строения платформы составит минимум 14 м.

Тогда найдем полную высоту опорного блока:

$$h_{оп.к.} = h_{в.с.} + h_{кл} + h_{м} = 5 + 14 + 20 = 39 \text{ м}, \quad (3)$$

где, $h_{в.с.}$ – высота плиты верхнего строения;

$h_{кл}$ – необходимый клиренс;

$h_{м}$ – глубина моря.

Определим массу и габаритные размеры основания:

Определим из концептуального проекта основание с габаритными размерами 60х60х5, его масса без балласта составит 2083 т.

3.2. Определение полезной площади колонны, диаметра, толщины стенки, массы по критерию несущей способности.

Исходные данные:

По концептуальному проекту примем вес верхнего строения 50 тыс. т. (491 МН). Такой вес определяется удаленностью от береговой инфраструктуры, суровыми климатическими условиями (условия крайнего севера). [9]

Глубина моря в районе установки платформы – 20 м

Максимальная высота волны – 8 м

Толщина льда в месте установки - 2 м

Скорость движения льда – 1,2 м/с

Количество скважин – 30.

Общие положения:

Площадь круга:

$$S_{кр} = \pi \cdot R^2 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (4.1)$$

Определение площади кольца сечения колонны:

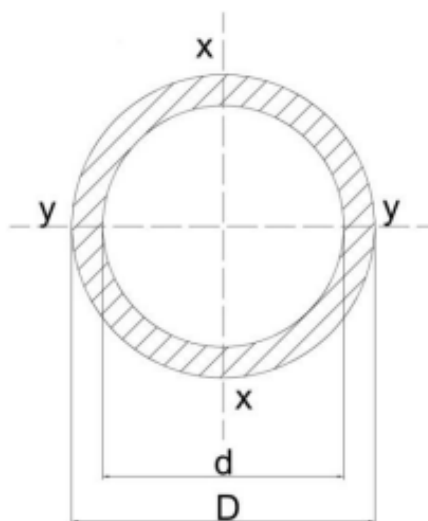


Рисунок 4.2.1 – Схематическое изображение поперечного сечения опорной колонны

Площадь кольца:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4} \quad (4.2)$$

В зависимости от класса бетона, имеем

$$A \geq \frac{N}{R \cdot \varphi} \quad (4.3)$$

Где

A – необходимая площадь сечения, м^2 .

N – наибольшая нагрузка, кН (в данном случае масса верхнего строения = 491 МН).

R – расчетное сопротивление материала, МПа (марка бетона М400, класс бетона В30, $R=30$ МПа, марка бетона М800, класс бетона В60, сопротивление = 60 МПа).

$\varphi = 0,95$ (коэффициент продольного изгиба).

Класс бетона В30, тогда

$$A \geq \frac{491}{30 \cdot 0,95} = 17,23 \text{ м}^2$$

Класс бетона В60, тогда

$$A \geq \frac{491}{60 \cdot 0,95} = 8,61 \text{ м}^2$$

Определение внутреннего диаметра колонны по количеству скважин в колонне.

Исходя из концептуального проекта, примем количество скважин с платформы равным 30, диаметр составит 0,9 м, а расстояние между осями скважин 2 м. Расстояние от скважины до стенки колонны 1 м. [10]

Тогда внутренний диаметр колонны получится: 15 м.

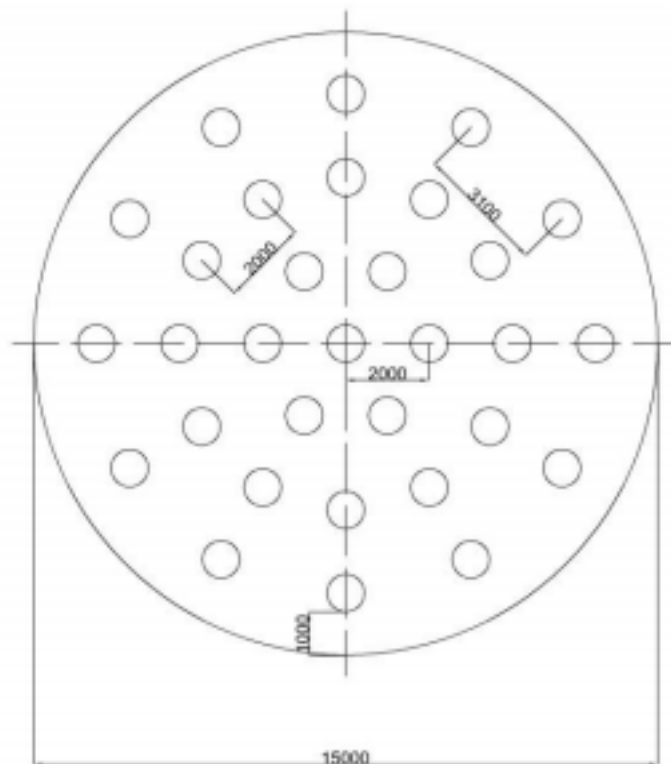


Рисунок 4.2.2 – Расположение скважин в сечении колонны

Определение толщины стенки.

$$t = \frac{D-d}{2} \quad (4.4)$$

$$D = \sqrt{d^2 + \frac{4A}{\pi}} \quad (4.5)$$

Примем индексы 30 и 60 для класса бетона В30 и В60 соответственно.

$$D_{30} = 15,715 \text{ м};$$

$$D_{60} = 15,361 \text{ м}.$$

Следовательно,

$$t_{30} = \frac{0,715}{2} = 0,357 \text{ м};$$

$$t_{60} = \frac{0,361}{2} = 0,181 \text{ м}.$$

Определение ветровой нагрузки.

Для определения ветровой нагрузки будем использовать методику расчета из «Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ» Российского Морского Регистра Судоходства.

Равнодействующая сил ветра:

$$F_w = 10^{-3} \cdot \rho_w \cdot \left(\frac{w_s^2}{2} \right) \cdot \sum S_i \cdot K_c \cdot K_r, \quad (4.6)$$

где F_w – равнодействующая сил ветра, кН;

ρ_w – массовая плотность воздуха, кг/м³;

w_s – расчетная скорость ветра на высоте 10 м от уровня тихой воды при десятиминутном осреднении, м/с;

S_i – площадь парусности i -го элемента, м²;

K_c – коэффициент, учитывающей изменение скорости ветра по высоте;

K_r – коэффициент сопротивления формы i -го элемента.

$$K_c = 1 + \ln \left(\frac{h_i}{10} \right)^{\frac{1}{7}}, \quad (4.7)$$

где h_i – высота над поверхностью ледового поля, м.

Формула для расчета плотности воздуха:

$$\rho_w = \frac{3,5 \cdot 10^{-3} \cdot p}{T} = 1,4 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

где T – температура воздуха, К (в нашем случае 253 К);

p – атмосферное давление, Па (в нашем случае 101325 Па).

Высоты, для которых вычислялись скорости ветра:

$$h_1 = 48 \text{ м};$$

$$h_2 = 33 \text{ м};$$

$$h_3 = 17 \text{ м};$$

$$h_4 = 12 \text{ м}.$$

Площади парусности четырех элементов поверхности:

$$S_1 = 85 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 225 \text{ м}^2;$$

$$S_3 = 225 \text{ м}^2;$$

$$S_4 = 180 \text{ м}^2.$$

Коэффициенты сопротивления формы элемента:

$$K_{r1} = 1,7;$$

$$K_{r2} = 1,2;$$

$$K_{r3} = 1,2;$$

$$K_{r4} = 0,8.$$

Расчет коэффициентов, учитывающих изменение скорости по высоте:

$$K_{c1} = 1 + \ln\left(\frac{48}{10}\right)^{\frac{1}{7}} = 0,2;$$

$$K_{c2} = 0,2;$$

$$K_{c3} = 0,1;$$

$$K_{c4} = 0,03.$$

Принимаем w_s равным 10 м/с, тогда:

$$F_w = 10^{-3} \cdot \rho_w \cdot \left(\frac{w_s^2}{2}\right) \cdot \sum_{i=1}^4 S_i \cdot K_{ci} \cdot K_{ri} = 0,39 \text{ МН}.$$

Посчитаем момент от действия ветровой нагрузки, приняв точку приложения силы F_w на $2/3$ от поверхности льда до верхней точки:

$$M_{F_w} = F_w \cdot h_w = 0,39 \cdot 54 = 21,1 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Определение нагрузки от течения.

Для определения нагрузки от течения воды будем использовать методику расчета Российского Морского Регистра Судоходства. «Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ».

Сила воздействия течения:

$$F_t = \rho \cdot C_r \cdot 0,5d \cdot v^2 \cdot H, \quad (4.8)$$

где ρ – массовая плотность воды, т/м³;

C_r – коэффициент скоростного сопротивления преграды;

d – диаметр преграды, м;

v – скорость течения, м/с;

H – глубина моря.

Карское море характеризуется двумя подводными течениями. При этом скорость течения у поверхности воды $v_1 = 1,1$ м/с, тогда как вблизи дна $v_1 = 0,6$ м/с.

Для цилиндрического опорного блока:

$$F_{t2} = \rho \cdot C_r \cdot 0,5d \cdot v^2 \cdot H = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,5 \cdot 16 \cdot 1,1^2 \cdot 20 = 0,17 \text{ МН}$$

Для прямоугольного опорного основания:

$$F_{t1} = \rho \cdot C_r \cdot 0,5d \cdot v^2 \cdot H = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,5 \cdot 60 \cdot 0,6^2 \cdot 20 = 0,25 \text{ МН}$$

Суммарное воздействие течения $F_t = 0,42$ МН.

Учитывая высоту опорного основания (5 м), точка приложения равнодействующей находится на высоте 8 м, тогда опрокидывающий момент:

$$M_{F_t} = F_t \cdot h = 0,42 \cdot 8 = 3,36 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Определение волновой нагрузки.

Для определения нагрузки от волн будем использовать методику расчета Всесоюзного Научно-Исследовательского и Проектно-Конструкторского Института по проблемам освоения нефтяных и газовых ресурсов континентального шельфа. «Проектирование ледостойких стационарных платформ».

Максимальная нагрузка от волн, действующая на цилиндрическую опору:

$$F_v = \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot c_i \cdot D^2 \cdot K_c \cdot thkH, \quad (4.9)$$

где ρ – плотность воды, т/м³;

h – высота волны, м;

c_i – инерционный коэффициент, принимаемый по графику [15] $c_i = 2,8$;

k – волновое число, рад/м;

D – диаметр преграды, м;

H – глубина моря, м;

K_c – поправочный коэффициент, учитывающий влияние возвышение свободной поверхности по контуру преграды.

Определяется по формуле:

$$K_c = 1 + \frac{h \cdot \gamma}{3c_i \cdot d \cdot thkd}, \quad (4.10)$$

где коэффициент силы γ определяется по графику [15], $K_c = 1$.

Наиболее часто повторяющиеся волны в Карском море имеют высоту 0,5 м, не создающие нагрузку на сооружение. Тогда как самыми редкими являются волны с высотой 8 м, нагрузку от которых и найдем:

$$F_v = \frac{3,14}{8} \cdot 10^6 \cdot 9,8 \cdot 8 \cdot 0,8 \cdot 16^2 \cdot 1 \cdot 1 = 6,3 \text{ МН}$$

Определим точку приложения нагрузки в точке, расположенной на расстоянии 4 м от поверхности воды.

Тогда опрокидывающий момент:

$$M_{F_v} = F_v \cdot h = 6,3 \cdot 24 = 151,2 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Определение ледовой нагрузки.

Согласно СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов), определим нагрузку от воздействия движущихся ледяных полей.

$$F_{c.p} = 1,26 \cdot 10^{-3} \nu h_d \sqrt{mA k_b k_v R_c \rho t g \gamma}, \quad (4.11)$$

Где

ν – скорость движения ледяного поля, м/с. Для моря – 3% значения скорости ветра 1%-ной обеспеченности в расчетный период времени;

h_d – толщина льда;

m – коэффициент формы опоры в плане, принимаемый по таблице;

A – максимальная площадь ледяного поля (или суммарная площадь нескольких ледяных полей, оказывающих давление друг на друга) 1%-ной обеспеченности, кв.м;

k_b – коэффициент, принимаемый по таблице;

k_v – коэффициент, принимаемый по таблице;

ρ – плотность воды;

γ – половина угла заострения передней грани опоры в плане на уровне действия льда, град; для опоры в виде многогранника или полуциркульного очертания необходимо принимать $\gamma = 70^\circ$;

R_c – предел прочности льда при сжатии, МПа;

$$R_c = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (C_i + \Delta_i)^2} \quad (4.12)$$

Где

N – количество слоев одинаковой толщины, на которое разбивается (по толщине) рассматриваемое ледяное поле, при этом $N \leq 3$;

C_i – значение прочности льда на одноосное сжатие, МПа, в i -м слое, при температуре t_i ;

Δ_i – доверительная граница случайной погрешности определений C_i , МПа, определяемая методами математической статистики;

Исходя из концептуального проекта, примем $R_c = 1,5$ МПа, тогда

$$F_{c,p} = 1,26 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 2 \sqrt{0,83 \cdot 5000 \cdot 2,3 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1020 \cdot 1,2} = 11,189 \text{ МН}$$

Проверка, согласно СНиП 2.06.04-82 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)

$$F_{c,p} \leq F_{b,p} \quad (4.13)$$

$$F_{b,p} = m k_b k_v R_c b h_d, \quad (4.14)$$

где b – ширина опоры (внешний диаметр), м;

$$F_{b,p} = 0,83 \cdot 2,3 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 15 \cdot 2,5 = 53,69 \text{ МН}$$

Тогда, опрокидывающий момент:

$$M_{F_{c,p}} = F_{c,p} \cdot h = 11,2 \cdot 22 = 246,4 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Определение конечных размеров толщины стенки опоры и определение необходимого количества материала для опоры.

Из условия статической устойчивости:

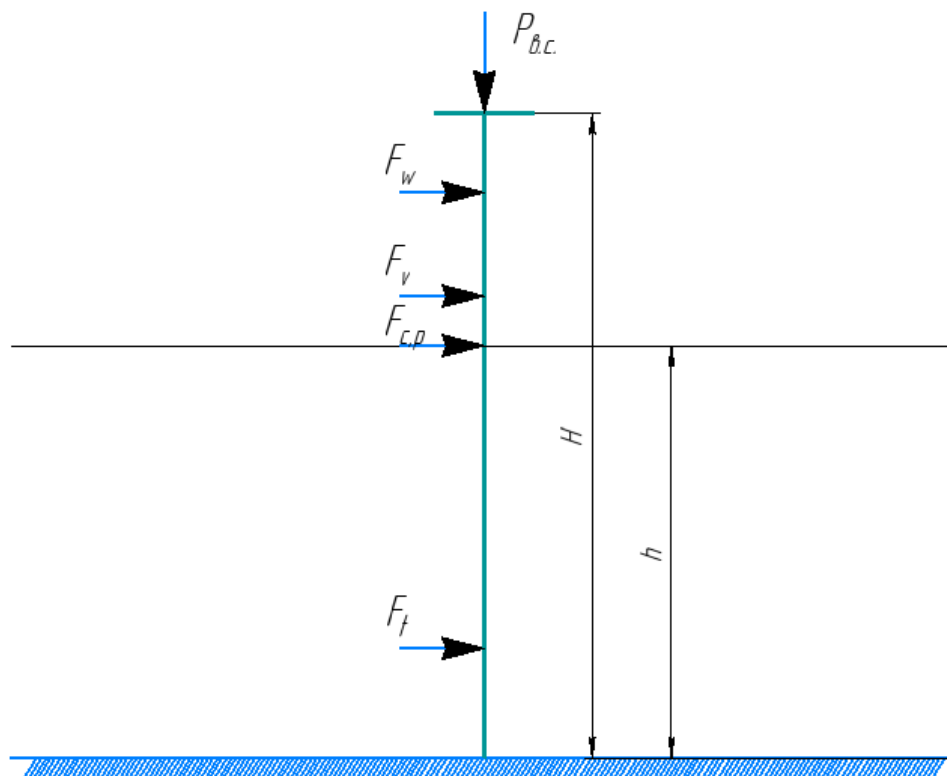


Рисунок 4.2.3 – Расчетная схема

Сооружение представляется балкой с длиной H , на которую воздействуют силы – вес верхнего строения и нагрузки. [11]

Необходимая толщина стенки основания t определяется путем подбора из ниже приведенного условия статической устойчивости:

$$\frac{P_{в.с.}}{\frac{\pi((d_{\kappa} + 2t_{\kappa})^2 - d_{\kappa}^2)}{4}} + \frac{M_{F_w} + M_{F_t} + M_{F_v} + M_{F_{с.р.}}}{0,2 \cdot (d_{\kappa} + 2t_{\kappa})^3 \cdot \left(1 - \left(\frac{d_{\kappa}}{d_{\kappa} + 2t_{\kappa}}\right)^4\right)} \leq R_B, \quad (4.15)$$

где $P_{л}$ – давление льда, МН;

d_{κ} – внутренний диаметр опоры, м;

t – толщина стенки, м;

h – уровень воды, на котором оказывается воздействие льда на сооружение (верхний уровень), м;

R_B – прочность бетона, МПа.

Исходя из условий уравнения, получаем толщину стенки:

При классе бетона В30

$$t = 0,401 \text{ м}$$

При классе бетона В60

$$T = 0,196 \text{ м}$$

Определение площади основания:

$$A = \frac{\pi}{4} \left((d_k + 2t_k)^2 - d_k^2 \right) \quad (4.16)$$

Определение массы опоры:

$$m = \frac{\pi}{4} \left((d_k + 2t_k)^2 - d_k^2 \right) \cdot h \cdot \rho_B, \quad (4.17)$$

где ρ_B – плотность бетона, кг/м³;

h – высота колонны.

Таблица 4.2.1 – Сводная таблица показателей материалоемкости

Показатель	Опорная колонна типа «монопод»	
	Класс бетона	
	В30	В60
Нагрузка от верхнего строения, МН	491	
Ветровая нагрузка, МН	0,39	
Нагрузка от течений, МН	0,42	

Волновая нагрузка, МН	6,3	
Ледовая нагрузка, МН	11,189	
Внутренний диаметр опоры, м	15	
Внешний диаметр опоры, м	15,768	15,376
Высота опоры, м	39	
Толщина стенки, м	0,401	0,196
Площадь опоры, м ²	19,402	9,357
Масса опоры, т	1740	912,3

3.3. Анализ плавучести платформы.

Здесь будем рассчитывать платформу при классе бетона В60.

Сила тяжести, действующая на платформу:

$$F_m = m_{пл} \cdot g, \quad (4.18)$$

Где $m_{пл}$ – общая масса платформы.

$$F_m = (50000 + 912,3 + 2083) \cdot 10^3 \cdot 9,81 = 519,884 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Сила Архимеда вычисляется по формуле:

$$F_A = \rho_v \cdot g \cdot V, \quad (4.19)$$

где ρ_v – плотность воды, примем равной 1000 кг/м³.

Приравняв силу тяжести и силу Архимеда, находим объем вытесненной воды:

$$V = \frac{m_{пл} \cdot g}{\rho_v \cdot g} = \frac{519,884 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 52995,3 \text{ м}^3$$

Далее находим глубину погруженной в воду части платформы.

Примем объем опорного основания за 100%, тогда процент его объема, находящийся под водой равен:

$$\frac{V \cdot 100}{18000} = 294,4\%$$

Аналогичным образом вычисляем глубину, которую составит % от высоты основания:

$$h = \frac{294,4 \cdot 5}{100} = 14,72$$

В итоге, осадка платформы составляет 14,72 м, при нахождении платформы на плаву без балласта. Что говорит о необходимости использования дополнительных понтонов при транспортировке платформы на точку. [11]

3.4. Определение возможности опрокидывания платформы.

Удерживающий момент:

$$M_u = F_{m2} \cdot r, \quad (4.20)$$

где F_{T2} – сила тяжести действующая на платформу в полностью погруженном состоянии;

r – плечо.

Опрокидывающий момент:

$$M_o = M_{F_w} + M_{F_t} + M_{F_v} + M_{F_{c,p}} + F_A \cdot r_a, \quad (4.21)$$

где, r_a – плечо от крайней точки до линии действия силы Архимеда.

Масса платформы, установленной на морское дно:

$$M_{nl} = m_{nl} + m_{\delta}, \quad (4.22)$$

где m_{δ} – масса балласта.

$$M_{nl} = 52995,3 + 3000 = 55995,3 \text{ т}$$

Сила тяжести:

$$F_{T2} = M_{nl} \cdot g = 549,3 \text{ МН}$$

Сила Архимеда:

$$F_A = \rho_v \cdot g \cdot V = 519,9 \text{ МН}$$

В соответствии с требованиями СП 58.13330.2012 «Гидротехнические сооружения. Основные положения», должно обеспечиваться следующее условие:

$$\gamma_k \cdot M_o \leq \frac{M_u}{\gamma_n}, \quad (4.23)$$

где γ_k – коэффициент сочетаний нагрузок, принимаемый для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации равным 1;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, учитывающий капитальность и значимость последствий при наступлении тех или иных предельных состояний, принимается равным 1,25; 16019 17068 17951

$$k_{op} = \frac{M_u}{M_o \cdot \gamma_k \cdot \gamma_n} \quad (4.24)$$

$$k_{op} = \frac{16479}{(21,1 + 3,36 + 151,2 + 246,4 + 15597) \cdot 1 \cdot 1,25} = 0,82$$

Значение коэффициента устойчивости меньше 1, что говорит о необходимости использования большего количества балласта, либо о применении свайного закрепления основания. Однако, здесь не учитываются факторы сил трения опорного основания, либо присоса. [12]

3.5. Определение возможности сдвига платформы.

Удерживающая сила:

$$F_u = (F_{T2} - F_A) \cdot \operatorname{tg} \theta + c \cdot S, \quad (4.25)$$

где θ – угол внутреннего трения грунта, °;

c – удельное сцепление грунта, Мпа;

S – площадь, на которую опирается платформа, м².

Сдвигающая сила:

$$F_s = F_w + F_t + F_v + F_{c,p} \quad (4.26)$$

Данный район характеризуется слабым илистым грунтом [12], для которого: $\theta = 3,4^\circ$ и $c = 0,005$ МПа. Эти показатели очень низки и требуют подготовки дна перед установкой платформы. Следующий слой является глинистой почвой, для которой характерны показатели $\theta = 33^\circ$ и $c = 0,015$ МПа.

Проведем расчеты коэффициента сдвига для данного типа грунта:

$$k_s = \frac{F_u}{F_s \cdot \gamma_k \cdot \gamma_n} \quad (4.28)$$

$$k_{op} = \frac{(549,3 - 519,9) \cdot 0,65 + 0,015 \cdot 3600}{(0,39 + 0,42 + 6,3 + 11,2) \cdot 1 \cdot 1,25} = 3,2$$

Значение коэффициента устойчивости больше 1, что говорит о том, что платформа под действием нагрузок, при условии подготовки дна перед установкой, не будет подвержена сдвигу. [12]

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель финансового менеджмента заключается в экономическом планировании и оценке ресурсоэффективности научной исследовательской работе «разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения». Разработка и создание конкурентных решений, технологий, должно отвечать требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели необходимо решить задачи такие как:

- анализ конкурентных технических решений
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета затрат;
- определение ресурсной эффективности исследования.

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Из-за постоянного развития рынка конкурирующие разработки совершенствуются. Для того, чтобы разработка могла противостоять конкурентам, нужно регулярно проводить их анализ, а также изучать сильные и слабые стороны.

На основе анализа конкурентных технических решений можно сказать, на сколько данная разработка «шельфовая платформа Новопортовского месторождения» эффективна и конкурентоспособна по сравнению с другими аналогичными разработками.

Для данного анализа строится оценочная карта, для которой отобраны два конкурентных товара: стационарная платформа со стальным основанием

и самоподъемная платформа. Критерии для оценки и сравнения ресурсоэффективности и ресурсосбережения приведены в таблице 4.1.

Таблица 5.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Автономность	0,13	4	5	5	0,52	0,65	0,65
2. Прочность	0,08	5	4	5	0,40	0,32	0,40
3. Простота изготовления	0,10	4	5	4	0,40	0,50	0,40
4. Ресурсоэкономичность	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Глубина использования	0,09	3	5	5	0,27	0,45	0,45
6. Устойчивость	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18
7. Материалоемкость	0,08	5	4	3	0,40	0,32	0,24
8. Ледостойкость	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
9. Безопасность	0,11	5	3	4	0,55	0,33	0,44
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	3	5	5	0,21	0,35	0,35
3. Стоимость	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
4. Долговечность	0,08	4	3	3	0,36	0,24	0,24
Итого	1	56	50	50	4,88	4,46	4,53

Эти критерии основаны на выбранных объектах сравнения на основе их экономических и технических характеристиках разработки, создания и эксплуатации.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,13 \cdot 4 + 0,08 \cdot 5 + \dots + 0,08 \cdot 4 = 4,88$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Исходя из данного анализа конкурентоспособность разработки равна 4,88, а у других двух аналогов 4,46 и 4,53 соответственно. В результате полученных значений можно сказать, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной в таких показателях, как прочность, устойчивость, материалоемкость, ледостойкость, безопасность.

4.1.2 SWOT-анализ

Таблица 5.2 – Перекрестный SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	научно-исследовательского проекта: С1. Наличие развитой инфраструктуры Ямальского полуострова; С2. Индивидуальность проекта; С3. Экологичность технологии; С4. Квалифицированный персонал.	научно-исследовательского проекта: Сл1. Сложные гидрологические и климатические условия; Сл2. Географическое местоположение; Сл3. Проблемы загрязнения окружающей среды; Сл4. Отсутствие рассчитанной математической модели проекта.
Возможности: В1. Возможность экспортировать;	Ориентация на высокие стандарты качества жизни.	Оценить реальные условия эксплуатации объекта, оценить

<p>В2. Обеспечение занятости населения;</p> <p>В3. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Заинтересованность Федеральных органов государственной власти в формировании региона как крупного конкурентноспособного экономического центра на Севере России и в Арктике.</p>	<p>позволяет ли прочность материала использование при данных условиях.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Риски техногенных аварий;</p> <p>У2. Добыча углеводородов в экологически чувствительной зоне;</p> <p>У3. Изменение государственной политики в отношении добычи углеводородов;</p> <p>У4. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p>Использование береговой инфраструктуры для обеспечения автономности платформы.</p> <p>Заинтересованность властей в устойчивом социально-экономическом развитии РФ, в т.ч. в развитии такого стратегически важного региона, как ЯНАО, имеющего богатый природно-ресурсный потенциал, высокий уровень индустриального развития имеющихся и новых отраслей</p>	<p>Разработка прочной и безопасной для окружающей среды конструкции на предприятии по индивидуальному заказу.</p>

	экономики, неизбежно приведет к развитию рыночных отношений и совершенствованию законодательства.	
--	---	--

С помощью этих данных представляется возможным выявить проблемы стоящие перед разработкой проекта, а так же определить направление использования существующего потенциала для их разрешения. С учетом слабых и сильных сторон проекта, можно сказать, что современные высокие технологии позволяют выполнять разработку и модернизацию подобных платформ с учетом всех нюансов, однако для этого нужен квалифицированный персонал. Также нынешняя политика государства не говорит о возможном ужесточении законов в отношении нефтегазовых компаний.

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для планирования научно-исследовательской работы ставятся следующие задачи:

- установление участников каждой работы;
- обозначение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для проведения научного исследования на тему «Разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения» формируется перечень основных этапов и работ, проводится распределение исполнителей, в состав которых входят руководитель и инженер. Порядок

составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы работы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
Расчеты и разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения	3	Изучение объекта исследования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Научный руководитель
	5	Описание условий эксплуатации	Инженер
	6	Изучение имеющихся вариантов	Инженер
	7	Разработка конструкции	Инженер
	8	Расчет геометрических показателей	Инженер, научный руководитель
	9	Расчет показателей материалоемкости	Инженер, научный руководитель
	10	Анализ наработанного материала	Инженер, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер совместно с научным руководителем
Оформление отчета по техническому проектированию	12	Составление пояснительной записки	Инженер
	13	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Так как трудоемкость выполнения научной разработки зависит от множества факторов, она является не достаточно точной и оценивается

экспертным путем в человеко-днях. Для определения среднего значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5}$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

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

Рассчитаем ожидаемое значение трудоёмкости для различных этапов:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож2} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож3} = \frac{3 \cdot 7 + 2 \cdot 9}{5} = 7,8 \approx 8 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож4} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож6} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож7} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \approx 4 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож8} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож9} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,6 \approx 7 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож10} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож11} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \approx 4 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож12} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

$$t_{ож13} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.-дн.}$$

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

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

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Для наиболее удобной и наглядной реализации данного проекта строится ленточный график исполнения научных работ в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальную ленточную диаграмму, в которой работы по теме представлены протяженными во времени отрезками, характеризующиеся датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для более удобного построения графика, длительность каждого из этапов работ переводится из рабочих дней в календарные. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ки} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Определим коэффициент календарности на 2018 год:

при шестидневной рабочей неделе для руководителя:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 68} = 1,23,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

при пятидневной рабочей неделе для инженера:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ (чел-дни)			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	науч. рук-ль	инж-р	науч. рук-ль	инж-р
1. Составление и утверждение технического задания	1	2	2	2	-	2,5	-
2. Изучение и подбор материалов и	6	8	7	-	7	-	10

нормативных документов							
3. Изучение объекта исследования	7	9	8	-	8	-	12
4. Календарное планирование работ	1	2	2	2	-	2,5	-
5. Описание условий эксплуатации	3	5	3	-	3	-	4
6. Изучение имеющихся вариантов	2	3	3	-	3	-	4
7. Разработка конструкции	3	5	4	-	4	-	6
8. Расчет геометрических показателей	6	8	7	2	7	9	10
9. Расчет показателей материалоемкости	5	8	7	2	7	9	10
10. Обработка полученных результатов	3	5	3	3	3	4	4
11. Экономические расчеты	3	4	4	-	4	-	6
12. Безопасность и экологичность проекта	2	3	3	-	3	-	4
13. Составление пояснительной записки	2	3	3	-	3	-	4
Итого	44	66	56	11	45	27	74

На основании таблицы 4.4 строим календарный план-график, представленный в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Календарный план-график

№	Вид работы	Исполнители	T _{кi} (кал дн.)	Продолжительность выполнения работ										
				Февраль			Март			Апрель			Май	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3	■										
2	Подбор и изучение материалов и нормативных документов	Инженер	10		■	■								
3	Изучение объекта исследования	Инженер	12			■	■							
4	Календарное планирование работ	Руководитель	3				■							
5	Описание условий эксплуатации	Инженер	4					■	■					
6	Изучение имеющихся вариантов	Инженер	4						■	■				
7	Разработка конструкции	Инженер	6							■	■			
8	Расчет геометрических показателей	Руководитель, Инженер	10								■	■		
9	Расчет показателей материалоемкости	Руководитель, Инженер	10									■	■	
10	Обработка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4										■	
11	Экономические расчеты	Инженер	6											■
12	Безопасность и экологичность проекта	Инженер	4											■
13	Составление пояснительной записки	Инженер	4											■

■ - руководитель

■ - инженер

Для упорядочения и систематизации технических работ был разработан график занятости для научного руководителя и инженера, а также была составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая более качественно оценить и спланировать время работы исполнителей проекта.

4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе планирования бюджета НТИ в полной мере должны быть рассчитаны все виды расходов, связанные с его выполнением. При формировании бюджета НТИ используются следующие затраты по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на амортизацию оборудования;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.3.1. Расчет материальных затрат

В материальные затраты включается стоимость приобретаемого сырья и материалов, запасные части для ремонта оборудования и другие быстроизнашивающиеся предметы, необходимые для разработки проекта. Все материальные затраты определяются по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх}i},$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м и т.д.)

K_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

$$З_m = (1 + 0,2) \cdot ((30 \cdot 3) + (50 \cdot 4) + (270 \cdot 3)) = 1320 \text{ руб.}$$

4.3.2. Затраты на амортизацию оборудования

В данной статье рассчитываются затраты, связанные с приобретением специального ПО, который необходим для проведения работ по исследовательской теме. Расчет бюджета затрат на приобретение ПО для научных работ представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Расчет амортизации оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Программное электронное устройство (компьютер)	1	43000	43000
Итого				43000

В связи с длительностью использования, учитывается данная стоимость с помощью амортизации:

$$A = C_m \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{T_{\text{калинж}}}{T_{\text{кал}}} = 43000 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{74}{365} = 4359 \text{ руб.}$$

4.3.3. Полная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Величина основной зарплаты исполнителей рассчитывается из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов.

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где $Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата; T_p - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Месячная зарплата научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p,$$

где $Z_{окл}$ - заработная плата по тарифной ставке; $k_{пр}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3; k_p - районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,3.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 36808 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 78936 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_K} = \frac{78936}{26} = 3036 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 3036 \cdot 11 = 33396 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 33396 = 5009 \text{ руб.}$$

$$Z_{II} = Z_{осн} + Z_{доп} = 33396 + 5009 = 38405 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем заработную плату инженера за данную исследовательскую работу:

$$Z_M = Z_{\text{окл}} \cdot (1 + k_{\text{пр}}) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 36465 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M}{T_K} = \frac{36465}{22} = 1657 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1657 \cdot 45 = 74565 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 74565 = 11185 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 74565 + 11185 = 85750 \text{ руб.}$$

4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Страховые отчисления рассчитываются по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,30 \cdot (74565 + 11185) = 25725 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30,2%.

В таблице 4.7 представлены отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 4.7 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	33396	5009
Инженер	74565	11185
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	11521	
Инженер	25725	

4.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$Z_{внеб} = k_{нр} \cdot Z_{проч} = 0,16 \cdot (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб} + A) = \\ = 0,16 \cdot (107961 + 16194 + 37246 + 4359) = 26522 \text{ руб.}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

4.3.6. Формирование бюджета затрат НТИ

Бюджет затрат проекта защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции, который основывается на величине затрат научно-технического исследования.

В таблице 4.8 приведен бюджет затрат на научно-техническое исследование по каждому варианту исполнения.

Таблица 4.8 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
1. Материальные затраты	1070	0,55
2. Затраты на основную заработную плату исполнителей темы	107961	55,8
3. Затраты на дополнительную заработную плату исполнителей темы	16194	8,4

4. Отчисления во внебюджетные фонды	37246	19,3
5. Амортизация	4359	2,25
6. Накладные расходы	26522	13,7
7. Бюджет затрат НТИ	193352	100

4.4. Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность научной разработки можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, определяется экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Сравнительная оценка характеристик разработки

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Простота эксплуатации	0,10	3
2. Прочность	0,21	5
3. Материалоемкость	0,14	4
4. Безопасность	0,15	5
5. Устойчивость	0,18	4
6. Ледостойкость	0,22	4
Итого	1,00	25

Интегральный показатель ресурсоэффективности для исследуемой разработки:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,10 \cdot 3 + 0,21 \cdot 5 + 0,14 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,18 \cdot 4 + 0,22 \cdot 4 = 4,26$$

Рассчитанная оценка ресурсоэффективности разработки является достаточно высокой (4,26), что говорит об эффективности реализуемой разработки с позиции ресурсной эффективности.

В итоге была доказана конкурентоспособность данной шельфовой платформы по сравнению с другими аналогичными разработками, был разработан график занятости, который ограничил выполнение работы в 74 дня. Также был посчитан бюджет НТИ равный 193352 руб, большая часть которого тратится на зарплаты исполнителей проекта. Выполнение данного проекта и его реализация является значимой и эффективной. Конструкция шельфовой платформы является эффективной и продолжает развиваться в таком направлении, как разработка более прочным и менее материалоемких конструкций. Благодаря этому упрощению производство шельфовых платформ станет менее затратным и продолжительным.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Введение

Социальная ответственность – это сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости. При разработке новых решений должно обеспечиваться: исключение несчастных случаев; защиту здоровья работников; снижение вредных воздействий на окружающую среду; экономное расходование невозобновляемых природных ресурсов.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники производственной, экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, пожарной профилактики и охраны окружающей среды.

Рассмотрение данных вопросов отвечает требованиям международного стандарта ICCSR-26000:2011 к деятельности организаций в области социальной ответственности по тем разделам, по которым должны быть приняты указанные проектные решения.

Описание рабочего места на предмет возникновения опасных и вредных факторов, вредного воздействия на окружающую среду.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 на нефтяной платформе могут быть выделены следующие опасные и вредные группы факторов:

- Климато-географические факторы
 - Удаленность от материка;
 - Низкая температура и сильный ветер;
 - Айсберги, обледенение и морской лед;
 - Полярная ночь/день;
 - Туман;
 - Геомагнитные и электрические поля.

- Производственные факторы
 - Общая и локальная вибрация;
 - Повышенный шум;
 - Недостаточная освещенность;
 - Загрязнение рабочей зоны газом и опасными химреакентами.

5.2. Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Факторы производственной безопасности

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Установка платформы на место; 2) буровые работы; 3) работы по извлечению углеводородов; 4) ремонтные и профилактические работы.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность естественным светом; 4. Работа в условиях полярного дня и ночи.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Работа в условиях низкой температуры и сильного ветра; 3. Загрязнение рабочей зоны газом и опасными химреакентами; 4. Загорание.	СанПиН 2.2.4/2.1.8.562 – 96; СанПиН 2.2.4-548-96; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03; СанПиН 2.2.2.540-96; ГОСТ 12.1.007-99.

--	--	--	--

5.2.1. Анализ вредных факторов

Защита от шума и вибрации

Шумом называют комплекс звуков, воспринимаемых органом слуха человека вне зависимости от характера и природы возникновения. Величина шума характеризуется двумя показателями: уровнем звукового давления и эквивалентным (по энергии) уровнем звука. Уровень звукового давления является показателем постоянного шума на рабочем месте и измеряется в децибелах (дБ). Эквивалентный уровень звука является показателем прерывистого, импульсного шума на рабочем месте и измеряется в децибелах по шкале «А» (дБА).

Длительное воздействие интенсивного шума может вызывать понижение чувствительности слухового аппарата. Через слуховую систему шум оказывает вредное влияние на весь организм и в первую очередь на нервную систему человека. Кроме того, производственный шум мешает рабочему сосредоточиться при выполнении работы и снижает его работоспособность. [18]

Эффективным мероприятием по борьбе с шумом является снижение его в источнике образования.

Предельно допустимые уровни шума представлены в таблице 6.2.

Таблица 5.2 - Предельно допустимые уровни шума

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ									По шкале
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Цех	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Щит управлен ия	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
-----------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Одним из наиболее вредных для человеческого организма производственных факторов является вибрация. Под вибрацией понимается колебание твёрдых тел.

При длительном воздействии вибрации на человека страдают отделы центральной нервной системы, желудочно-кишечного тракта и вестибулярного аппарата человека, а также это приводит к профессиональным заболеваниям, основной из которых является – виброблезнь, признаки которой: головокружение, онемение нижних конечностей и потеря ориентации в пространстве.

Гигиенические нормы вибрации представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Среднеквадратичная частота, Гц									
	Логарифмический уровень виброскорости									
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Цех	-	103	100	101	106	112	118	-	-	-

Для защиты от шума по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 и вибрации по СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 предусматриваются:

- обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты по ГОСТ 12.4.011 – 89;
- установка звукоизолирующих кабин;
- звукоизолирующие кожухи и экраны;

- виброизолирующие материалы под оборудование (пружины, резины и другие прокладочные материалы).

Недостаточная освещенность естественным светом

Недостаточная освещенность рабочего места ускоряет наступление усталости, снижает внимательность, значительно снижает производительность труда.

Причиной недостаточной освещенности рабочего места может быть и неудовлетворительный уход за светильником, загрязненность ламп, что снижает освещенность на 30 % и более.

Для достижения благоприятных условий труда нужно позаботиться и о правильном освещении, так как недостаточная освещенность рабочего места либо чрезмерные световые контрасты вызывают напряжение зрения и способствуют развитию общего утомления.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а также зависит от погодных условий. Необходимо обеспечить комнату дополнительным искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются люминесцентные лампы.

В таблице 5.4 приведены нормируемые значения КЕО.

Таблица 5.4 - Нормируемые значения КЕО

Характеристика выполняемой зрительной работы	Наименьший размер объекта различения,	Разряд зрительной работы	Значение КЕО в при естественном освещении, %
--	---------------------------------------	--------------------------	--

	мм		верхнем и комбинированном	боко вом
Наивысшей точности	Менее 0,15	I	10	3,5
Очень высокой точности	0,15 ... 0,30	II	7	2,5
Высокой точности	0,3 ... 0,5	III	5	2,0
Средней точности	от 0,5 до 1,0	IV	4	1,5
Малой точности	от 1 до 5	V	3	1,0
«Грубая работа»	Более 5	VI	2	0,5
Работа с самосветящимися материалами и изделиями в горячих цехах		VII		
Общие наблюдения за ходом производственного процесса:		VIII		
постоянное наблюдение	-	VIIIa	1	0,3
периодическое при постоянном пребывании людей в помещении		VIIIб	0,7	0,2
периодическое при периодическом пребывании людей в помещении		VIIIв	0,5	0,1

Микроклимат

Производственные помещения характеризуются:

- наличием большого количества металлического оборудования;

- повышенной температурой.

Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Оптимальные и допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
		По ГОСТ 12.1.005 – 88	По ГОСТ 12.1.005 – 88	По ГОСТ 12.1.005 – 88
Холодный	Средней тяжести	17 – 19	40 – 60	0,3
Тёплый со значительны м избытком тепла	Средней тяжести	20 – 22	40 – 60	0,2 – 0,5

Для обеспечения нормального микроклимата предусматривается, в соответствии с Сан ПиН 2.2.4.548 – 96(1), следующее:

- вентиляция приточно-вытяжная по СНиП 2.04.05 – 91* (28.11.91) установка центробежных вентиляторов. Кратность воздухообмена 1;
- установка систем воздушного отопления, совмещённых с вентиляцией;

Предусмотренные мероприятия обеспечивают параметры микроклимата в соответствии с нормами, представленными в таблице 1.

В соответствии с Сан ПиН 2.2.4.548 – 96(1) значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха устанавливаются, для рабочей зоны производственных помещений, в зависимости от категории тяжести выполняемой работы, величины явного избытка тепла выделяемого в помещении и периода года.

Полярный день и ночь

Также к негативным природно-климатическим факторам относятся такие явления, как полярный день и полярная ночь, вызванные географическими особенностями расположения Крайнего Севера. Полярная ночь период времени продолжительностью более суток, когда на небе отсутствует Солнце. Южная граница полярной ночи в северном полушарии проводится по широте 73° 5'с.ш. Максимальная продолжительность полярной ночи составляет около 178 суток. Полярный день - период времени года, когда Солнце не уходит за горизонт. Южная граница полярной ночи в северном полушарии проводится по широте 65°с.ш. Максимальная продолжительность полярной ночи составляет около 186 суток.

На человека полярная ночь действует угнетающе. Нарушение цикличности светового режима влияет на функции нервной системы, преобладают процессы торможения. В период полярного дня необходимо беречь глаза от ярко светящего солнца. Снежный покров отражает большую часть коротковолновой ультрафиолетовой радиации (УФР). Вследствие этого на Севере возможны световые ожоги – «снеговая офтальмия». Во время полярной ночи применяется искусственное облучение ультрафиолетом. В полярный день перед сном рекомендуется затемнять окна.

Также ввиду географических особенностей расположения Крайнего Севера и своеобразного режима инсоляции выделяется следующий фактор негативного воздействия – повышенный уровень солнечной радиации. Распределение по территории России месячных и годовых сумм суммарной

радиации при безоблачном небе приведено в таблице в виде осредненных значений.

Прямая радиация в северных широтах уменьшается, в то же время рассеянная резко увеличивается и является преобладающей. Воздействие радиации на организм может быть различным, но почти всегда оно негативно. В малых дозах радиационное излучение может стать катализатором процессов, приводящих к раку или генетическим нарушениям, а в больших дозах часто приводит к полной или частичной гибели организма вследствие разрушения клеток тканей.

Защиту от избыточной солнечной радиации ведут конструктивными средствами: солнцезащитное ограждение окон зданий в виде козырьков, жалюзийных экранов. Также защиту ведут архитектурно-планировочными средствами, уменьшая размеры окон, располагая здание на местности таким образом, чтобы его продольная ось лежала по направлению запад – восток или образовывала с меридианом угол 20–30°. Из средств индивидуальной защиты – применение дымчатых очков, предотвращающих появление болезни снеговой офтальмии и световых ожогов.

5.2.2. Анализ опасных факторов

Пониженная температура и ветер

Пониженная температура может стать причиной охлаждения и даже переохлаждения организма.

Также пониженная температура может быть не только окружающей среды, но и поверхностей оборудования изделий, вызывающая ожоги в случае прикосновения без средств защиты.

Привлечение работников к выполнению трудовых обязанностей в холодное время на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях должно сопровождаться перерывами для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время (не относятся к обеденному перерыву) и

подлежат оплате (статья 109 ТК РФ). Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются помещения, оборудованные в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.2.540-96.

Температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться в диапазоне 21–25°C, данные помещения также следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп с температурой 35–40°C.

Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» (утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ 19.09.2006).

Загрязнение рабочей зоны газом и опасными химреагентами

Вредными являются вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений.

Вредные вещества способны проникать в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы.

Проникновение через органы дыхания наиболее опасно в связи с тем, что слизистые оболочки полости рта, носа и глотки обладают всасывающей способностью.

В результате воздействия вредных веществ на организм человека могут произойти острые или хронические отравления.

Острые отравления возникают при кратковременном воздействии на организм человека высоких концентраций вредных веществ.

Хронические – в результате постепенного продолжительного действия веществ, поступающих в организм в небольших дозах.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества, согласно ГОСТ 12.1.007-99, делятся на четыре класса опасности:

1. Вещества чрезвычайно опасные (ртуть, свинец, тетраэтилсвинец, и др.);
2. Вещества высокоопасные (бензол, марганец, медь, сероводород, и др.)
3. Вещества умеренно опасные (толуол, метанол, уксусная кислота и др.);
4. Вещества малоопасные (нефть, бензин, ацетон, этиловый спирт и др.).

Класс опасности вредных веществ устанавливается в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Нормы для класса опасности

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно-допустимая концентрация (ПДК), мг/м ³	Менее 0,1	0,1-1	1,1-10	Более 10
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000

Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6	6-18	18-54	Более 54
Зона хронического действия	Более 10	10-5	4,9-2,5	Менее 2,5

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности.

ПДК имеет огромное значение для профилактики отравлений и заболеваний. Чем меньше ПДК, тем более серьезные требования должны предъявляться к мерам защиты работников.

В таблице 5.7 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов.

Таблица 5.7 – Значения ПДК

Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности	Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности
Нефть (фр. 20-200)	300	4	Окислы азота	5	2
Метан	300	4	Метилмеркаптан	0,8	2
Пропан	300	4	Ртуть	0,01	1
Бутан	300	4	Серная кислота	1	2
Бензол	5	2	Тетраэтилсвинец	0,005	1
Метанол	5	3	Толуол	50	3
Этиловый спирт	1000	4	Окись углерода	20	4
Ацетон	200	4	Дихлорэтан	10	2

Керосин	300	4	Сероводород	10	2
---------	-----	---	-------------	----	---

По характеру воздействия на организм человека вредные вещества, согласно ГОСТ 12.0.003-74, делятся на 6 групп

Токсические – это вещества, поражающие жизненно важные органы и системы человека: сердечно-сосудистую, центральную нервную, пищеварения, дыхания и другие. Примера таких веществ являются бензол, толуол, анилин, соединения ртути, тетраэтилсвинец, дихлорэтан и другие.

Раздражающие – это вещества, вызывающие раздражения и химические ожоги дыхательных путей, кожных покровов и слизистых оболочек. Это кислоты, щелочи, аммиак, хлор, фтор, сера, сероводород и другие.

Сенсибилизирующие – это вещества, вызывающие в организме человека аллергические реакции, к ним относятся соединения ртути, платина, формальдегид, пыльца растений и другие.

Канцерогенные вещества вызывают развитие злокачественных опухолей. Например: мазут, гудрон, нефтяной кокс, битум, сажа, анилиновые красители, пыль асбеста и другие.

Мутагенные – влияют на генетический аппарат зародышевых соматических клеток организма, приводя к снижению сопротивляемости организма, раннему старению, а также рождению неполноценного потомства, причем не всегда с первого, а, возможно, второго и третьего поколений. Это такие вещества как: этилены, формальдегид, иприт, уретан, органические перекиси.

Вещества, влияющие на репродуктивную функцию, приводят к потере способности воспроизводить потомство, т.е. вызывают бесплодие. Это свинец, сурьма, никотин, марганец, ядохимикаты, соединения ртути и другие.

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота,

повышенное сердцебиение, общая слабость а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья. Таким же действием обладают пары бензина, керосина, органических растворителей (скипидар, ацетон и др.), а также углеводородные газы (метан, этан, пропан, бутан).

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти, представлено в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Воздействие на организм человека газов, содержащихся в нефти

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	Объем, %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 минут – смертельное отравление
	1,0	12,50	Через 1-2 минуты – очень сильное или смертельное отравление
Сероводород	0,01 – 0,015	0,15 – 0,23	Через несколько часов – легкое отравление
	0,02	0,31	Через 5-8 минут сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1 – 0,34	1,54 – 4,62	Быстрое смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременные воздействия – раздражение горла

	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	При кратковременном воздействии – смертельное отравление

Опасность отравление при обращении с высокосернистой нефтью состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода (ПДК нефти – 300 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, а сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м³). При работе с такой нефтью должны применяться особые меры предосторожности.

Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-01.

Загорание (пожар)

Пожары – неконтролируемый процесс горения, которые чреваты большими материальными издержками, а часто и человеческими жертвами.

Обеспечение пожаробезопасности начинается с определения класса взрывоопасной зоны или класса пожароопасной зоны данного производственного объекта. Согласно классификации производств по пожарной опасности (ППБ-03) рассматриваемый объект относится к классу А. Высокая пожарная опасность МСП обусловлена рядом характерных особенностей данных объектов. Одной из них является изолированность объекта при достаточно высокой численности персонала. В связи с этим определенную трудность представляют обеспечение своевременной и беспрепятственной эвакуации людей при возникновении пожара, их защита на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара и безопасное покидание платформы в случае критической аварийной ситуации. Другой особенностью является максимальная степень использования полезной площади сооружения, а также плотное размещение на всех уровнях платформы большого количества оборудования различного

функционального назначения. При этом технологические процессы на платформах осуществляются при повышенных значениях параметров по сравнению с береговыми объектами.

При проектировании следует предусматривать размещение сооружений и оборудования на МСП, основываясь на следующих принципах:

- группирование элементов компоновки по функциональному назначению и размещение их в самостоятельных зонах;
- создание на МСП временного убежища, где персонал будет защищен от опасных факторов пожара и может находиться в течение времени, необходимого для ликвидации аварии или организации спасания с платформы, но не менее двух часов;
- размещение скважин, основного, вспомогательного технологического оборудования и трубопроводов, резервуаров и складов с ЛВЖ и ГЖ и другими материалами таким образом, чтобы уменьшить риск возникновения пожароопасных ситуаций;
- обеспечение вентилируемости участков для добычи и подготовки продукции и, по возможности, отделения крупногабаритного оборудования или оборудования, работающего под высоким давлением, от смежного оборудования;
- размещение и применение эффективных систем (установок, средств) предупреждения и тушения пожаров.

Для ограничения распространения пожара зоны платформы необходимо отделять одну от другой противопожарными разрывами или противопожарными преградами, сокращающими до минимума степень использования активных систем противопожарной защиты. В случае необходимости следует использовать взрывоустойчивые преграды. Пределы огнестойкости строительных конструкций технологической зоны, в которой обращаются легковоспламеняющиеся, горючие жидкости и горючие газы, должны назначаться как для сооружения I степени огнестойкости. Стена

жилого модуля, обращенная в сторону буровых и технологических установок, должна иметь предел огнестойкости не ниже REI 120 и быть взрывоустойчивой.

На МСП необходимо предусмотреть объединенную автоматическую систему управления технологическими процессами и обеспечения безопасности платформы, составной частью которой является система противоаварийной защиты технологических процессов, которая должна своевременно выявлять возникновение пожароопасных аварийных ситуаций и предотвращать их развитие. Данная система должна автоматически приводить в действие системы оповещения, устройства аварийного останова технологического процесса и инициировать системы аварийного отключения, а также соответствующие инженерные системы аварийной и противопожарной защиты (аварийная вентиляция, установки пожаротушения и т. п.).

На МСП следует предусмотреть создание не менее 2 пожарных подразделений из числа персонала. Персонал, входящий в состав этих подразделений, должен пройти подготовку по специально разработанным и согласованным в установленном порядке программам.

Нормативный уровень пожарной безопасности должен достигаться слаженным взаимодействием всех систем МСП, безотказной работой этих систем, дублированием их отдельных элементов, а также высоким уровнем профессионализма обслуживающего персонала.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая характеристика предприятия предполагает оценку прогрессивности технологии, полноту использования сырья и топлива, применяемые схемы очистки сточных вод и аэровыбросов, характеристику потоков отходящих потоков воды и газа, отчуждаемой территории, общую экономическую оценку ущерба, наносимого предприятием окружающей

среде и детализацию этой оценки по видам продукции и технологическим переделам.

Таблица 5.9 - Воздействие предприятия транспорта нефти на окружающую среду

Объекты окружающей среды	Способы воздействия на окружающую среду со стороны предприятия	Способы предотвращения негативных воздействий на окружающую среду
Атмосфера	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ 2. Сжигание природного топлива, в результате использования рабочей техники и как следствие выброс большого количества углекислого газа в атмосферу 3. Неполное удаление отходов производства, имеющих в своем составе вредные газы и примеси 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Замена источников энергии на безвредные, изменение технологии производства 2. Использование альтернативной техники, переход на полностью автоматизированное производство 3. Использование отстойников, замена сырья на экологически чистое
Гидросфера	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сбросы загрязняющих веществ, иных веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты, подземные водные объекты и на водосборные площади 2. Возможный разлив нефти 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Переход на безотходное производство, использование систем очистки коммуникационных сточных вод, применение фильтрующих колодцев

Литосфера	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурение морского дна 2. Размещение отходов производства и потребления 3. Изменение почвенного состава в результате возможного строительства (расширения предприятия) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Контроль за производственными операциями по удалению отходов производства, воспроизводство плодородного почвенного слоя, плановая уборка территорий предприятия. 2. Рациональное уничтожение или захоронение отходов производства

Особенностью морской добычи нефти и газа является повышенная вероятность возникновения аварий, сопровождающихся выбросом в атмосферу и водную среду опасных загрязнителей: углеводородных и токсичных газов, химических реагентов, буровых растворов, продуктов бурения (шлам), пластовых вод и т.п. Существование широкой номенклатуры потенциальных источников загрязнения на нефтегазопромыслах шельфа (выбросы при авариях из скважин, трубопроводов и нефтехранилищ; утечка нефтепродуктов из подводных хранилищ и трубопроводов; выбросы при нарушении герметичности технологического оборудования, резервуаров и пр.) при высокой плотности размещения на буровых и эксплуатационных платформах технологического оборудования и систем производственных, жилых и складских помещений, развитой сети подводных коммуникаций создают сложности в определении источников аварийной ситуации. В связи с этим выявление очагов загрязнения, оценка степени загрязнения морской воды и атмосферы является сложной научно-технической задачей, требующей создания надежной системы наблюдения и контроля — мониторинга загрязнения окружающей среды.

Ежегодно в Мировой океан по разным источникам выбрасывается от 2 до 10 миллионов тонн нефти. Литр нефти лишает кислорода 40 тысяч литров морской воды. Тонна нефти загрязняет 12 квадратных километров поверхности океана. На 1 гектар морской поверхности может погибнуть более 100 миллионов личинок рыб, если имеется нефтяная плёнка.

Для предотвращения экологических катастроф, которые могут наступить в результате аварийных ситуаций на нефтяных платформах, специалистами разрабатываются различные методы и способы очистки морских вод от нефти. Например, шведские и английские специалисты предложили использование таких простых материалов, как старые газеты, куски обёртки, если их бросить в воду, в измельчённом виде, они способны впитывать в себя 28-кратное количество нефти по сравнению с собственной массой, и потом из них топливо легко извлекается прессованием. Но тем не менее, наиболее эффективным путем защиты водной среды от загрязнения, конечно же, является создание комплексной автоматизации процессов добычи, транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов.

Все мероприятия по предотвращению загрязнения морских акватории и защите окружающей среды можно разделить на административные (организационные) и технические. Правительства многих стран под действием общественности уделяют большое внимание проблеме охраны окружающей среды при добыче и транспорте нефти с морских месторождений. Нефтяные компании, прежде чем приступить к реализации того или иного проекта, обязаны всесторонне изучить степень его воздействия на окружающую среду и предусмотреть защитные меры. Для предотвращения загрязнения моря нефтью при танкерных перевозках рядом стран выполняются следующие положения:

- запрещение слива балластных вод с нефтью в любой точке мирового океана;
- определение для крупнотоннажных танкеров строго ограниченных и

проверенных обязательных маршрутов следования; — создание во всех портах и других опорных пунктах побережья мобильных средств, обеспечивающих ликвидацию плавающей на поверхности воды нефти, а также запасов веществ, позволяющих производить физическую, биологическую и другие виды очистки загрязненной поверхности моря.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – опасное природное явление. Они постоянно сопровождают человека, угрожают его жизни, приносят боль, страдания, травмы, гибель людей, повреждают и уничтожают материальные ценности, наносят ущерб окружающей природной среде, обществу, цивилизации.

Как показывает мировая практика, существует ряд причин, связанных с нефтью на нефтяной платформе, по которым возникают аварии, основными из них, являются:

1. Нарушение целостности несущих/опорных конструкций, отказы/неполадки оборудования;
2. Человеческий фактор;
3. Нерасчетные природные воздействия;
4. Внешние воздействия техногенного характера;
5. Неконтролируемый выброс нефти и/или газа из скважин.

Последствия несчастных случаев (гибель персонала), усугубляются также вследствие сложности осуществления спасательных операций – арктических условий и значительной удалённости морских платформ от берега.

Возникновение острого охлаждения в воде существенно отличается по сравнению с поражением холодом на суше. В большинстве случаев, время безопасного пребывания людей, оказавшихся в холодной воде, будет ограничено скоростью охлаждения организма. Поскольку теплопроводность воды в 25–26 раз больше, чем у воздуха, в воде человек теряет значительно

больше тепла, чем в воздушной среде такой же температуры [6]. Так, при пребывании в воде, температура которой +20 °С, человек теряет тепла в 4-5 раз больше, при температуре воды +12 °С – в 15 раз больше, а при температуре воды 0–1 °С – в 25 раз больше, чем при такой же температуре воздуха. Таким образом, по сравнению с охлаждением в воздушной среде, время возможного смертельного охлаждения в воде такой же температуры, сокращается в 10–20 раз. При внезапном попадании человека в холодную воду, в первые минуты, существует вероятность возникновения холодового шока, приводящего к неизбежной смерти, что так же не наблюдается при охлаждении на суше.

Очевидно, что основной причиной смерти людей в холодной воде является переохлаждение, или острая гипотермия, которая определяется как быстрое охлаждение, сопровождающееся устойчивым понижением температуры тела. Скорость этого процесса зависит в наибольшей степени от температуры воды. Следует отметить, что определенное значение имеет физическое состояние человека, его индивидуальная устойчивость к низким температурам, толщина подкожно-жирового слоя. В таком случае использование специальной одежды с заданными защитными свойствами будет единственным барьером между потенциальной опасностью и несчастным случаем.

В настоящее время предложено достаточно разработок в проектировании специальной одежды, эффективно защищающей от переохлаждения в тяжелых гидрометеорологических условиях и при погружении в холодную воду. Разрабатываемые на сегодняшний день способы повышения теплоизоляционных свойств спецодежды (гидрокостюмы сухого и мокрого типа, гидрофобизированное белье, обогрев областей тела различными источниками тепла) имеют ограниченное применение у персонала в нефтегазовом производстве. Как правило, такую спецодежду применяет узкий круг морских специалистов – водолазы,

моряки, спасатели, спортсмены, занимающиеся водными видами спорта. Необходимо учитывать, что в морских условиях Северных морей, рабочие добычных платформ используют специальную одежду и другие средства индивидуальной защиты, разработанные согласно требованиям безопасности в нефтегазовом производстве. Кроме основной – теплозащитной функции, данная специальная одежда обеспечивает комплексную защиту от воздействия нефтепродуктов и сырой нефти, антистатическую и огнезащиту в условиях взрывоопасного производства. Поэтому, при экстремальном попадании в воду, традиционная специальная теплозащитная одежда не в состоянии обеспечить человеку безопасное пребывание в воде, а только может усугубить его положение.

Создание теплозащитной спецодежды с точки зрения морских условий Северных морей, является сложной задачей, так как одежда должна удовлетворять комплексу требований, часто не совместимых друг с другом. При ведении морской добычи нефти и газа в арктических условиях высока вероятность возникновения аварийных ситуаций, следствием которых может быть попадание человека в воду. Чтобы снизить риск для жизни и здоровья человека в результате несчастных случаев, особое значение приобретает задача разработки и проектирования новых видов специальной одежды для работы на морских нефтегазодобычных платформах Северных морей, которая должна отвечать реальным условиям эксплуатации, а в случае экстремального попадания в холодную воду гарантировать защитный эффект и продлить время безопасного пребывания человека в воде.

5.5. Правовые и организационные вопросы безопасности

Способ работы на предприятии – вахтовый.

Возраст сотрудников составляет от 18 до 55 лет.

Государственные гарантии и компенсации лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях,

устанавливаются настоящим Кодексом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

(в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ)

Дополнительные гарантии и компенсации указанным лицам могут устанавливаться законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации, нормативными правовыми актами органов местного самоуправления, коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами исходя из финансовых возможностей соответствующих субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и работодателей. [22]

Заключение

Освоение шельфовых месторождений является одной из современных проблем, решение которой определяет пути развития нефтегазовых компаний. В свою очередь, разработка конструкций для технических средств представляет собой сложный, многоаспектный, итерационный процесс, с использованием ряда программных комплексов. Также, из-за значительных инвестиций в разработку месторождений, оказывается давление и накладываются повышенные требования на качество проектирования.

В данной работе был проведен анализ различных платформ, используемых как в замерзающих морях, так и в не замерзающих. Исходя из анализа, можно сделать вывод о наличии небольшого опыта освоения и разработки углеводородных месторождений на шельфе арктических морей.

В результате обзора классификаций платформ, был определен необходимый тип конструкций для условий Карского моря: гравитационная платформа, конструкции типа «монопод».

Таким образом, возможность эксплуатации данного типа конструкции подтверждена результатами укрупненного расчета геометрических показателей и показателей материалоемкости, собственной плавучести платформы при транспортировке, а также проанализированы возможности сдвига и опрокидывания платформы, установленной на точку.

Результаты данной работы могут быть использованы при разработке концептуального проекта.

Список используемых источников

1. Гусейнов Ч.С. Освоение углеводородных ресурсов Северного Ледовитого океана – ближайшая и неотложная перспектива// Бурение и нефть.- 2012.
2. Леффлер У.Л., Паттаролли Р.А., Стерлинг Г. Глубоководная разведка и добыча нефти М.: Олимп-Бизнес, 2008, 272 с.
3. Корниенко О.А., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство месторождений шельфа Арктики// Газовая промышленность – 199 - №7, с17-18
4. Беккер А.Т., Диссертация на соискание ученой степени доктора наук, «Разработка методов расчета вероятностных характеристик ледовых нагрузок для оценки надежности сооружения континентального шельфа», ДВГТУ – 1998 г.
5. Дутов А.В., Апполонов Е.М., Тимофеев О.Я., Шинкаренко О.В. Инновационные решения для арктического шельфа России// Труды IV-й международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток», М., 2012.
6. Шибакин С.И., Шибакин Р.С., Булавин В.Д. Функциональные мобильные установки для условий мелководного шельфа замерзающих морей// Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. Сб. науч. Тр. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003 – с. 231-238.
7. Шибакин С.И., Рогачко С.И. Нагрузки и воздействия на морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения. М.: ООО «Газпром экспо», 2010.
8. ГОСТ Р 54483-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования»
9. ВСН 41.88 «Проектирование морских ледостойких платформ»

10. Монсумзаде Э.М., Мастобаев Б.Н., Мастобаев Ю.Б., Монсумзаде М.Э. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий. СПб.: Недра 2005. -236 с.
11. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006 – 555 с.
12. Грудницкий Г.В., Грудницкий С.В., Егоров С.И., Мамутов Р. Морские нефтегазовые точечные причалы. М.: Издательство «Энерджи Пресс», 2011.
13. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
14. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
15. Лебедева Е.О., Матузова С.Ю. Анализ условий труда и обеспечения индивидуальной безопасности на морских нефтегазодобывочных платформах северных морей: [Электронный ресурс]. 2014. URL: <https://www.top-technologies.ru/pdf/2013/11/33526.pdf> (дата обращения 20.05.2018).
16. ГОСТ 12.1.004-91, СС5Т «Пожарная безопасность. Общие требования»
17. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП). СПб.: Российский Морской Регистр Судоходства, 2012.
18. СНиП 2.06.01-86. «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования». М.: Государственный строительный комитет, 1987.
19. СНиП П-12-77. «Защита от шума»
20. СНиП 2.04. 05-91. «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования»

22. Серикова У.С. Начало развития морской нефтегазовой отрасли в России и за рубежом// Нефть, газ и бизнес. – 2015. - №7. – с. 34-39.