

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация несущей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа

УДК 622.276.04-774.5(268.52)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Крыно Евгений Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП ТПУ	Трубникова Н.В.	д.и.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф-м.н		

Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сто- рон
Общекультурные компетенции		
Р1	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>
Р2	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>
Р3	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>
Р4	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>
Р5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятель-	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требовани-

	ности и труда на нефтегазовых производствах.	ями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	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		
P7	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>
P8	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>
P9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8), согласованный с 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 фи-	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требовани-

	зико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	ями 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 <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых техно-	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), со-

	логий, 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.	гласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
--	--	---

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Крыно Евгению Викторовичу

Тема работы:

Модернизация несущей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1007/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: конструкция опорного блока морской нефтегазодобывающей платформы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проанализировать существующие элементы несущей конструкции нефтегазовых платформ 2. Предложить пути модернизации конструкции

Перечень графического материала	Чертежи, презентация
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность	Трубникова Н.В.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Крыно Евгений Викторович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 112с., 13рис., 11табл., 33источников, приложения 2 прил.

Ключевые слова: нефтегазовая платформа, шельф, свайный куст, опорный блок, пространственная конструкция.

Объектом исследования является пространственная конструкция опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа.

Цель работы - модернизация несущей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа.

В процессе исследования проводился обзор технической литературы, связанной со устройством шельфовых месторождений и опорами сооружений континентального шельфа, а также других научно-технических источников, связанных с темой исследования.

В результате исследования определено направление модернизации пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы, а именно- использование свайных кустов.

Для устранения выявленных недостатков существующей конструкции предлагается пространственный каркас, объединяющий свайные опоры и позволяющий располагать не только в пределах свободной высоты свай, т.е. выше уровня дна моря, но и ниже уровня дна в грунтовом основании. Это позволит существенно улучшить условия работы свай при восприятии внешних боковых нагрузок и, таким образом, применить свайные опоры облегченного поперечного сечения, т.е. менее материалоемкие и легче погружаемые. Степень внедрения: на стадии разработки.

Область применения: в качестве несущей конструкции морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа.

В будущем предполагается использовать данное решение при строительстве глубоководных нефтегазовых платформ.

Сокращения и определения

ВС – верхнее строение

МНГС – морские нефтегазовые сооружения

МСП – морские стационарные платформы

ПРР – поисково-разведочные работы

СВКП – судовой вертолетный командный пункт

Шельф - прибрежная мелководная зона океана глубиной до 200 м., но в некоторых случаях может достигать 500—1500 м.

Опорный блок морской платформы - несущая пространственная конструкция опорной части морской платформы.

Содержание

Введение.....	10
1. Аналитическая часть.....	13
1.1 Классификация морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений (МНГС), область применения и факторы, влияющие на выбор их типа.....	13
2. Анализ существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа	33
2.1 Анализ гидрометеорологических и технологических факторов в районе расположения модернизируемого объекта	33
2.2 Анализ недостатков существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа.....	39
2.3 Обоснование направления модернизации пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов	42
3. Расчетная часть.....	46
3.1 Расчет нагрузок, воздействующих на сооружение.....	46
3.2 Конструкционные материалы для пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов.....	60
3.3 Расчет пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов.....	61
3.4 Выводы.....	71
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности ресурсосбережение... ..	74
4.1. Потенциальные потребители результатов исследования	74
4.2. Анализ конкурентных технических решений	75
4.3. SWOT –анализ	78
4.4. Технология QuaD	79
4.5. Планирование научно-исследовательских работ	80

4.6. Бюджет научно-технического исследования	84
4.7. Определение ресурсоэффективности проекта	92
5. Социальная ответственность	98
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
Заключение.....	109
Список использованных источников.....	110

Введение

В соответствии с стратегией энергетического развития РФ до 2030 г. существенные объемы прироста запасов, стабилизацию и увеличение добычи углеводородов планируется реализовывать путем широкого использования ресурсов отечественного континентального шельфа, в котором сосредоточены уникальные запасы нефти и газа. Развитие морской добычи углеводородного сырья выступает главным фактором развития российской нефтегазодобывающей отрасли, а также гарантией энергетической безопасности РФ.

На шельфе дальневосточных и арктических морей РФ открыты нефтегазовые месторождения, имеющие мировое значение. К ним относятся, в Баренцевом море - гигантское Штокмановское газоконденсатное месторождение, а также целый ряд других месторождений, имеющих промышленное значение. Шельф Печорского моря включает промышленные ресурсы нефти (месторождения Долгинское, Приразломное, Медыньское, Варандей-море и др.). На Приамальском шельфе Карского моря открыты большие газоконденсатные месторождения - Ленинградское и Русановское, экваториально-сухопутные прибрежные Крузенштернское и Харасавэйское месторождения, а также перспективные Скуратовская, Нярмейская структуры и др. Промышленные запасы газа открыты в акватории Тазовской и Обской губ (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и др.).

Целью работы является модернизация несущей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа.

1. Аналитическая часть

1.1 Классификация морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений (МНГС), область применения и факторы, влияющие на выбор их типа

1.1.1 Классификация МНГС

Морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения должны соответствовать общим требованиям гидротехнического строительства..

Нужно отметить, что почти всегда определенные условности содержится в классификации, поэтому мы основываемся общепринятым положениям в строительстве инженерных сооружений при разработке классификации МНГС.

Морские нефтегазовые инженерные сооружения можно классифицировать по следующим признакам:

- конструкционным материалам;
- конструкционным особенностям;
- методам крепления МНГС ко дну;
- признакам ледостойкости;
- функциональным признакам.

По конструкционным материалам выделяют следующие типы МНГС.

1. Металлические – платформы, эстакады, ограждающие острова и др.
2. Ледовые -платформы и острова.
3. Грунтовые – дамбы, острова.
4. Железобетонные - эстакады, приэстакадные площадки, платформы, конструкции, ограждающие острова.
5. Комбинированные – ограждённые железобетонными или металлическими блоками и др.

Этот признак используется при выборе конструкционных материалов, что в определённых условиях может играть решающую роль.

По конструкционным особенностям выделяют следующие типы МНГС:

1. Маятниковые сооружения.
2. Стационарные платформы.
3. Сооружения на натяжных опорах.
4. Эстакады и приэстакадные площадки.
5. Погружные и полупогружные платформы.
6. Платформы типа СПАР.
7. Дамбы и грунтовые площадки

Следует отметить, что некоторые авторы классифицируют МНГС именно по конструкционным особенностям. По нашему мнению, это не классы, а отдельные типы инженерных сооружений.

По методам крепления ко дну различают следующие типы МНГС.

1. Свайные.
2. Гравитационные.
3. Свайно-гравитационные.

Классификация сооружений по этим признакам широко применяется в области гидротехнического строительства.

По признакам ледостойкости различают следующие типы МНГС.

1. Ледостойкие.
2. Неледостойкие.

Такая методика классификации ледостойких сооружений была предложена В. М. Бусловым и Н. В. Кралом, в соответствии с которой основным признаком является способ противодействия давлению морского льда. Основная суть данной методики заключается в группировке ледостойких инженерных сооружений следующим образом:

Сооружения	Устанавливаемые на дно	Плавающие	Острова
------------	------------------------	-----------	---------

Конструк- ции	Гравитацион- ные	На свая х	Комби- нированные	С якорно й систем ой	Динамически пози- ционируемые	Оконтурен ные	Не оконтурен ные
------------------	---------------------	-----------------	----------------------	----------------------------------	-------------------------------------	------------------	------------------------

Эта классификационная схема, на наш взгляд, носит частный характер, так как она не учитывает функциональные признаки ледостойких инженерных сооружений. Поэтому данная схема не нашла широкого применения в мировой научной и проектной практике.

Подобным образом можно классифицировать и неледостойкие сооружения. Единственным отличием будут являться конструкции опорной части платформ, выполненные в неледостойком исполнении, т. е. в основном сквозные облегченные конструкции платформ и острова пологие и незащищенные откосами.

По функциональным признакам выделяют следующие типы МНГС.

1. Для поисково-разведочного бурения.
2. Для бурения и эксплуатации скважин.

Однако нужно разделить эти группы ещё на две подгруппы: для морей замерзающих и незамерзающих. Этот подход даст нам квалифицировать МНГС с учётом всех требований. Данная классификация показана на рисунках 1.1-1.3.



Рисунок 1.1 - Общая схема первого уровня классификации



Рисунок 1.2 - Общая схема второго уровня классификации МНГС для разведочного бурения



Рисунок 1.3 - Общая схема второго уровня классификации МНГС для бурения и эксплуатации нефтегазовых скважин

В данную схему включены инженерные сооружения нефтяных и газовых промыслов, такие как, судостроительные и гидротехнические.

Такая классификация позволит нам определить границы применения МНГС .

1.1.2 Область применения МНГС

Основываясь на технологическом и гидрометеорологическом факторе, а также на практическом и научном опыте зарубежных стран, предлагаем рекомендацию по нахождению области использования МНГС..

Благодаря накопленному опыту зарубежных стран в освоении месторождений в Персидском и Мексиканском заливе, и в др. значительно уменьшило объём работ по исследованию глубин морей для построения проекта платформы.

Российские моря почти все покрываются льдом, в связи с тяжёлыми погодными условиями, наработки зарубежных стран в построении ледостойких платформ, применяются частично, личных наработок в построении ледостойких платформ у России слишком мал.

Для разработки месторождений на море, основными данными на которые полагаются для выбора конструкции морской платформы – это глубина моря, продолжительность замерзания и толщина льда, а также учитываются глубина разведочных скважин. А также учитывается наличие рядом береговых линий, наличие инфраструктур и возможность снабжения материалами при разработке данного месторождения.

Для бурения морских разведочных скважин в мелководьях, требуется чтобы, конструкция платформы была мобильна, чтобы передвижные операции проходили с небольшой осадкой.

Для бурение глубоких скважин применяются полупогружные и самоподъёмные буровые установки. Комплекуются установки в зависимости типа скважины и глубины.

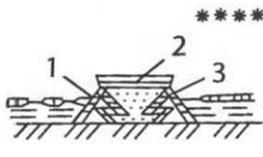
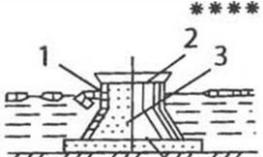
В морских месторождениях глубиной моря до 5 м для бурения нефтяных и газовых скважин используется островные сооружения. А для глубин от 5 м до 40 м используются эстакадные сооружения. В глубоких месторождениях, глубина которого достигает 300-350 м рекомендует использовать свайные платформы.

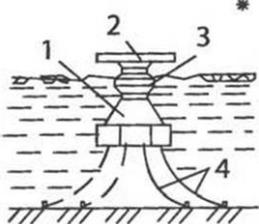
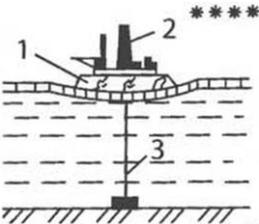
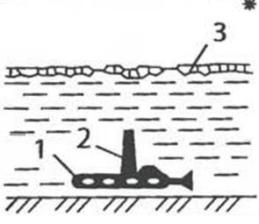
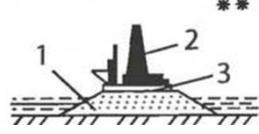
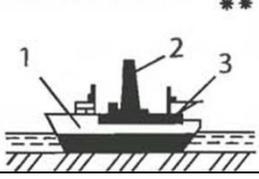
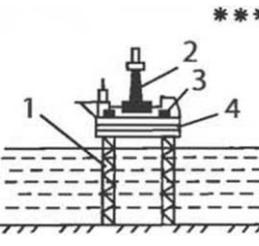
Для глубин свыше 350 м требуется разработать новые конструкции платформ, согласно исследованиям, платформы на основе которого входят натяжные опоры могут применяться на глубине до 500 м.

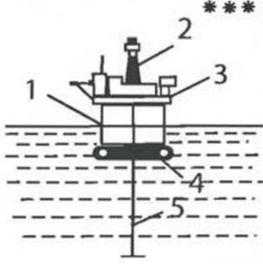
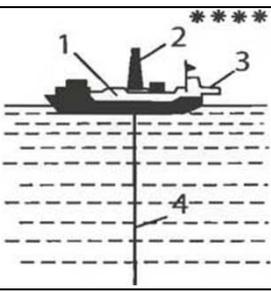
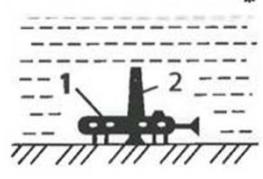
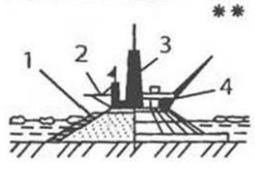
Для глубин более 500 м требуется разработка совершенно новых технологий конструкции платформы, в данное время освоение нефтегазовых месторождений в такой глубине невозможно.

В таблице 1.1. схематично представлены нефтепромысловые сооружения для освоения шельфа по типу и определению области.

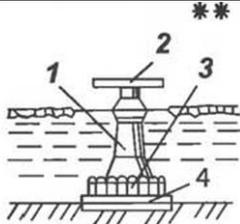
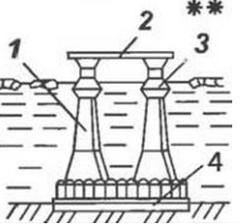
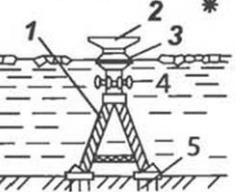
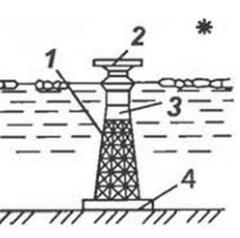
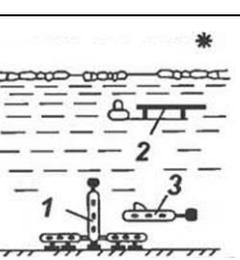
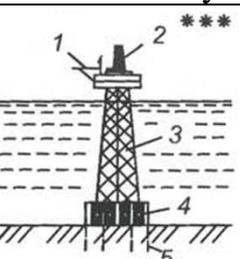
Таблица 1.1 - Техническая доступность нефтегазоносных участков шельфа РФ

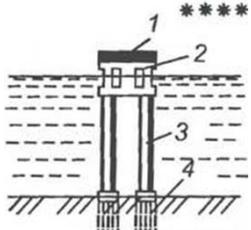
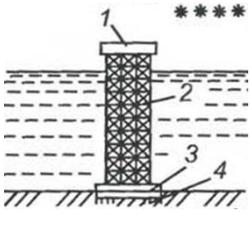
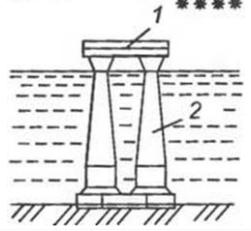
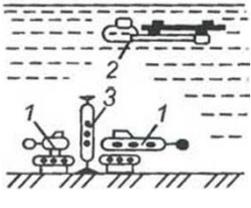
Глубина воды, м	Тип сооружения	Условные обозначения	Рекомендуемая акватория (море, губа)
Поисково-разведочное бурение нефтегазовых скважин В условиях замерзающих морей			
0-15		1 - ледовый остров; 2 - буровая вышка; 3 - технологическое оборудование	Карское Лаптевых Тазовская и Обская Восточно-Сибирское
		1 - грунтовой остров с каменными откосами; 2 - технологическая площадка; 3 - каменные откосы	Печорское Карское Лаптевых Тазовская и Обская Восточно-Сибирское Охотское
15-60		1 - балласт; 2 - палуба; 3 - ледостойкая платформа (монопод гравитационного)	Азовское Каспийское (северная часть)

		типа); 4 - гравийно-щебеночное основание	Печорское Карское Тазовская и Обская Лаптевых Восточно-Сибирское Охотское
60-300		1 - плавучая платформа на натяжных опорах; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - натяжные тросы	Карское Баренцево Охотское
		1 - ледовая платформа на поверхности ледового поля на море; 2 - буровая вышка; 3 - ствол скважины	Карское Лаптевых Восточно-Сибирское Чукотское
Более 300		1 - подводный аппарат для бурения и обслуживания скважин с подводным заканчиванием; 2 - устье подводной скважины; 3 - ледовое поле	Карское Лаптевых Восточно-Сибирское Чукотское Охотское
В условиях незамерзающих морей			
До 5		1 - грунтовый остров; 2 - буровая вышка; 3 - технологическая площадка	Азовское Каспийское (северная часть)
До 15		1 - буровое судно, погружаемое на дно; 2 - буровая вышка; 3 - вертикальная площадка	Азовское Баренцево (незамерзающая часть)
До 100		1 - самоподъемная буровая установка; 2 - буровая вышка; 3 - технологическое оборудование; 4 - палуба	Баренцево (незамерзающая часть и зоны с длительным межледовым периодом) Охотское (в межледовый

			период)
До 300		1 - плавучая буровая установка; 2 - буровая вышка; 3 - палуба; 4 - понтоны; 5 - ствол скважины	Баренцево (незамерзающая часть и зоны с длительным межледовым периодом) Охотское (магаданский шельф, в межледовый период)
Более 300		1 - буровое судно; 2 - буровая вышка; 3 - вертолетная площадка; 4 - ствол скважины (райзер)	Баренцево (незамерзающая часть, в межледовый период) Охотское
		1 - подводный аппарат для бурения и обслуживания скважин с подводным заканчиванием; 2 - подводная скважина	Баренцево Карское Лаптевых Восточно-Сибирское Чукотское Охотское (магаданский шельф)
Бурение и эксплуатация нефтегазовых скважин в условиях незамерзающих морей			
0-15		1 - грунтовый остров с укрепленными откосами; 2 - вертолетная площадка; 3 - буровая вышка; 4 - технологическое оборудование	Печорское Азовское Карское Обская и Тазовская Охотское море и другие арктические Каспийское (северная часть)

		1 - балласт; 2 - палуба; 3 - ледостойкая платформа (монопод гравитационного типа)	То же
15-50		1 - многоопорная ледо- стойкая платформа гравитационного типа: 2-палуба	Печорское Карское Охотское Лаптевых Восточно- Сибирское Чукотское
		1 - ледостойкаякомби- нированная платформа (моноподсвайно гравитационного типа); 2 - палуба; 3 - ледорез. 4 - фундаментный модуль; 5 - сваи	То же
		1 - многоопорная ледостойкая платформа свайного типа; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - сваи	То же
		1 - ледостойкая платформа конусно-гравитационного типа; 2 - палуба; 3 - ледо рез	То же
50-100		1 - комбинированная платформа конусно гравитационного типа; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - опорный блок; 5 - фундаментный модуль	Охотское Карское Баренцево

50-100		1 - ледорез; 2 - палуба; 3 - ледостойкая платформа (монопод гравитационного типа); 4 - фундаментный модуль	Охотское Карское Баренцево
		1 - многоопорная ледостойкая платформа гравитационного типа; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - фундаментный модуль	То же
100 - 350		1 - трехопорная ледостойкая платформа; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - поплавки; 5 - сваи	Баренцево Охотское (магаданский шельф)
		1 - ледорез; 2 - палуба; 3 - ледостойкая платформа (монопод со сквозным решетчатым блоком); 4 - опорный блок; 5 - фундаментный модуль	То же
		1 - поплавки; 2 - палуба; 3 - ледорез; 4 - ледостойкая стояковая платформа с ферменными оттяжками; 5 - ферменные оттяжки	
		1 - устье скважины с подводным заканчиванием; 2 - танкер для подводного транспортирования нефти; 3 - подводный аппарат для обслуживания скважин	Все акватории морей РФ с ледовой обстановкой и на больших глубинах
В условиях незамерзающих морей			
100 - 350		1 - вертолетная площадка; 2 - буровая вышка; 3 - свайная платформа решетчатого типа ("джекет"); 4 - юбочные сваи; 5 - сваи	Баренцево (незамерзающая часть) Черное

	<p>1 - палуба; 2- плавучая платформа на натяжных опорах; 3- натяжные тросы; 4 - свайное крепление ко дну моря</p>	<p>Тоже</p>
	<p>1 - палуба; 2 - решетчатая комбинированная платформа свайно-гравитационного типа; 3 - опорная плита; 4 - сваи</p>	<p>Тоже</p>
	<p>1 - палуба; 2 - многоопорная платформа гравитационного типа</p>	<p>Тоже</p>
	<p>1 - подводные аппараты для обслуживания и эксплуатации подводных скважин; 2 - танкер для подводного транспортирования нефти; 3 - оборудование устья скважины</p>	<p>Тоже</p>
<p>* Технические решения отсутствуют ** Технические решения и производственные базы для строительства есть ** Действующие в Российской Федерации сооружения имеются *** Действующие за рубежом конструкции есть</p>		

При бурении скважин и заканчивании скважин до 10 эксплуатационных скважин, для сокращения расходов по передвижкам между скважинам, применяют комбинированные конструкции буровых, типа комбинации малогабаритного бурового стационарного основания с тендерным судном.

В связи с большой удалённостью от береговых линий и долгой продолжительностью ледового периода, осложняющее снабжение материально-техническими припасами, многие платформы переводятся в большинстве случаев в этот период в максимальный автономный режим. На буровой еже-

суточно живёт и работает персонал до 100 человек, которым необходимо предоставить комфортабельные условия для проживания, а также соблюдение норм по экологической безопасности, чтобы не загрязнять природу севера, что приводит к увеличению размеров сооружений.

Учитывая все вышеперечисленные факторы и требования предъявляемые к сооружениям для суровых условий севера, привело к созданию новых типов конструкций, кардинально отличающихся от, хорошо зарекомендованных на сегодняшний день, традиционных стальных сооружений или решетчатых конструкций.

Для бурения разведочных, поисково-разведочных и параметрических скважин, с достаточным межледовым периодом, используют технические сооружения для условий незамерзающих морей.

В морях замерзающего типа с глубинами до 5 метров, целесообразнее всего сооружать ледовые острова, а при глубинах до 10 метров лучше искусственные грунтовые острова, которые применялись у зарубежных коллег неоднократно в Канаде и Америке. При глубинах более 15м, целесообразнее применять передвижные погружные установки, размещённые на насыпной берме, а если же условия припайного льда, где лишние подвижки ограничены, нужно использовать ледовые платформы.

МНГС предназначен для бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений в условиях замерзающих морей.

Для морей глубиной до 5м, при наличии карьеров с крупнозернистым песком, гравием, камнем и др., в доступность для постройки искусственных островных сооружений с неукреплёнными откосами, соединёнными между собой и берегом грунтовыми дамбами.

В суровых ледовых условиях, где возможны прорезы дна сооружения, дрефующими айсбергами, лучше всего использовать шахтно-тоннельный метод.

На мелководных участках с глубиной до 20 метров, при отсутствии сейсмической активности, более эффективными могут оказаться ост-

ровные сооружения. Остров сам образован из земляных и каменных материалов в комбинации с железобетонными или металлическими ограждающими конструкциями. Также возможно применять железобетонные и металлические платформы наплавного типа, где балластом является песок.

Стационарные платформы в интегральном исполнении более эффективны в морях с глубиной 50-60м, которые изготавливаются из железобетонных, металлических или сталебетонных материалов. Фундамент сооружений может изготавливаться со свайными или гравитационными фундаментами, но также зачастую используют комбинированный фундамент.

Для глубин морей 100-150м зачастую используют многоколонные стальные или железобетонные стационарные платформы, которые в целях недопущения повреждений от ледников, оснащаются ледорезами. А также в связи автономности, многие платформы такого типа оснащаются крупными подводными нефтехранилищами.

Для глубин морей 200-300м в несложных ледовых условиях, эффективнее всего использоваться комбинированные системы, а именно глубоководные платформы на натяжных опорах совместно с подводным добычным комплексом.

При проектировании схемы обустройства морских нефтегазовых месторождений, учитывают потенциальные возможности нефтегазодобывающей компании, а также машиностроительных, судостроительных, строительных отечественных компаний.

1.1.3 Определение технической доступности нефтегазоносных зон морей РФ

От наличия технических средств, технологий и конструкции сооружений, зависят основные направления в области организации поисково-разведочных и эксплуатационных работ в нефтегазопромысловой сфере на континентальном шельфе.

Необходимо понимать, основным параметром при выборе конструкции и возможной разработки данного месторождения, конечно зависят толь-

ко от начальных суммарных запасов углеводорода.

При выборе методов проведения поисково-разведочных работ, в первую очередь зависят от гидрометеорологических условий акваторий шельфа, особенно от ледовых условий. Также надо учитывать глубину моря, поэтому при создании концепции достаточно определить район шельфого месторождения и глубину моря, для выбора конструкции сооружения необходимые для разведочного и эксплуатационного бурения.

Теперь будем оценивать предлагаемые нам конструкции сооружения и в зависимости от этого выберем одно из направлений развития МНГС.

Учитывая, что в России кроме западной части Баренцева моря и восточной части Чёрного море, все остальные акватории замерзающие, поэтому морские сооружения для добычи углеводорода, должны быть разработаны в ледостойком исполнении. И это одно из основных направлений развития морского нефтегазопромыслового направления.

Ещё одним из факторов является то что российские моря отличаются своими природными условиями, в одних добывать углеводород легко и просто и имеются технологические средства, а в других пока невозможно и требуются совершенно новые технологические решения.

1.1.4 Факторы, влияющие на выбор типа гидротехнического сооружения

Правильный выбор нефтегазопромысловых сооружений для разработки морских месторождений увеличивает эффективность освоения нефти и газа. Правильность выбора нефтегазопромысловых сооружений в основном зависит от полноты предоставленной информации по данному месторождению от технологических, геологических, производственных и экологических служб. Поэтому при выборе нефтегазопромыслового сооружения предоставляются обработанная информация от каждой службы, учитывая характеристики нынешних нефтепромысловые сооружения.



Рисунок 1.4 - Основные факторы, влияющие на выбор типа МНГС

Технологические факторы.

Одним из основных технологических факторов влияющих на выбор типа МНГС, является само назначение намечаемых к бурению морской скважины.

- структурно-поисковые (для определения площади залижа углеводорода и подготовка к поисково-разведочному бурению);
- разведочные (для разведки запасов залежа и подготовка проектной документации месторождения);
- эксплуатационные.

Надо обращать внимание на эксплуатационное скважину, на его назначение предусмотренное проектом разработки, ведь эксплуатационные скважины бывают: добывающие, нагнетательные, зажигательные и другие.

Одним из важных факторов является вид добываемого углеводорода и метод эксплуатации месторождения, по нему определяют технологическую схему платформы

Немаловажную роль играет глубина бурения скважины, ведь по нему выбирают вид оборудования и тип буровой установки, а от выбора установки зависит возможность проведения разведочного бурения в замерзающих морях в межледовый период.

Из-за автономности платформ, требуется завоз большого объёма материалов в запас, для бесперебойной работы буровых и работ по добыче. А также нужно выбрать самый экономически эффективный способ транспортировки углеводородов, а также с соблюдением всех технологических и промышленных норм.

Гидрометеорологические и географические факторы.

Данные первой необходимости, по которым определяются организацию строительства и бесперебойного обеспечения сооружения, для нормальной работы, также по первым данным, нужно установить вариант сооружений (ледостойкий или неледостойкий вариант), а по глубине моря определяются тип сооружения (островной, эстакадный, тоннельно-шахтный, платформа, подводная и др.), также одним из важных факторов является срок строительства и эксплуатации скважины, а также срок монтажных работ. Также нужно учитывать отдалённость месторождения от береговых линий, от которых будут зависеть транспортные системы (корабли, вертолёты, по зимнику или по эстакадам, дамбам).

Гидрометеорологические условия обуславливают также внешние нагрузки, на которые рассчитывают проектируемые сооружения. Например, скорость ветра определяет ветровую нагрузку, параметры волнения - волновую, скорость течения - нагрузку от него. Кроме того, необходимо иметь данные о совместном воздействии этих нагрузок.

Одним из основных факторов при выборе типа ледостойких сооружений является ледовый режим, характеризующийся комплексом параметров (толщиной, пористостью, солёностью, скоростью и площадью дрейфующих ледяных образований, наличием айсбергов, их геометрическими и весовыми характеристиками).

Мероприятия по борьбе с обледенением проектируется при выборе конструкции надводной части МНГС, исходя из метеорологических данных.

Для правильного выбора материала, для сооружения конструкции, нужны исследовательские данные морской воды с характеристиками её агрессивности и коррозионных свойств.

Для правильного выбора конструкций жилого фонда требуются данные по температурным режимам окружающей среды, а также эти данные требуются для выбора типа бурового и эксплуатационного оборудования. Кроме того, из-за длительной продолжительности отрицательных температур окружающей среды, на этот случай должны быть рассчитаны несущие конструкции надводной части сооружения, а также значительно влияет на выбор типа сооружения.

Данные о глубине моря, а также режимы течения влияющие на уровень воды в точке строительства, требуются для определения отметки нижней палубы верхнего строения сооружения, а также для определения нагрузок в точках приложения равнодействующих сил.

Особое внимание нужно уделять сейсмической активности участка строительства сооружения, ведь тип МНГС напрямую зависит от этого показателя.

Инженерно-геологические факторы

Для проектирование верхнего строения МНГС опираются в основном на технологические факторы осваемого месторождения, а для конструкции фундаментной части сооружения опираются на инженерно-геологические факторы. Например, в зависимости от характеристик грунта на точке строительства определяют, какой (гравитационной или свайной) будет конструкция фундамента платформы. Кроме того, от наличия соответствующих песчано-гравийных карьеров с необходимыми запасами в районе работ может зависеть и выбор типов сооружений (искусственные острова или стационарные платформы). Для начала проектирования нужны также результаты морской геодезической съемки места предполагаемого

строительства (план, профиль).

Основными инженерно-геологическими данными являются:

- геологическое строение места строительства МНГС (информация о структуре залегания и литологических характеристиках грунтов);
- сведения о современных тектонических процессах в районе работ;
- физико-механические характеристики грунтов, полученные в результате полевых и лабораторных исследований;
- степень агрессивности морской воды по отношению к конструкционному материалу фундамента.

В зависимости от характеристик верхнего слоя грунта определяют степень защиты основания у фундамента МНГС от размыва при совместном воздействии течений и штормовых волнений. Этот фактор - один из наиболее важных при выборе МНГС гравитационного типа.

Из-за недооценки инженерно-геологических условий, зачастую приводят сооружения к аварийному состоянию в процессе бурения или эксплуатации. Достоверность инженерно-геологических данных по грунту в точке строительства, зависит от грунто-отборников и грунтоносов, от которых зависит состояние проб при извлечении, ведь от конструкции грунтоотборника и грунтоносов, зависят сохранность естественного состояния грунта.

Производственные факторы.

Производственные факторы могут влиять непосредственно на выбор типа конструкции МНГС. В зависимости от наличия заводов и других береговых инфраструктур подбирают для нее материалы (металл, железобетон, комбинированные, грунт, лед и т. п.). Удаленность от береговых строительных баз требует разработки технологии транспортирования элементов конструкции МНГС в сборе.

Для обслуживания строительства и эксплуатации МНГС, создаются временные или капитальные береговые базы, отталкиваясь от данных производственного фактора.

От наличия нужных подъемно-транспортных средств зависят

массогабаритные характеристики элементов МНГС, что, в свою очередь, определяет величину нагрузок, возникающих при изготовлении, транспортировании и монтаже конструкций.

Для выбора конструкции фундамента (гравитационной, свайной, комбинированной) необходима информация о свайном оборудовании и технических средствах устройства основания под гравитационной платформой. Данные о механизмах и оборудовании для выработки и доставки грунта нужны как для строительства искусственных островных сооружений, так и создания защитных берм вокруг опоры для предотвращения размыва донного грунта.

Выбор способа монтажа верхнего строения (агрегатный, блочный, интегральный и др.) также зависит от наличия соответствующих подъемно-транспортных и специальных плавучих технических средств. Производственные мощности должны быть рассчитаны на минимальный объем строительно-монтажных работ в условиях открытого моря. Окончательный состав необходимых технических средств и производственных мощностей выбирают на основании детального технико-экономического анализа.

Экологические факторы.

В настоящее время существенное значение при разработке проектов освоения морских месторождений имеет учёт экологических факторов, требующий всесторонней оценки воздействия и возможных последствий намечаемой деятельности (бурение, добыча, подготовка, транспорт и др.) на окружающую среду.

Таким образом, каждый проект должен содержать разделы по охране окружающей среды и экологической безопасности.

На прединвестиционной стадии проектирования разрабатываются мероприятия по минимизации сбросов технологических и хозяйственно-

бытовых отходов, что требует создания новых передовых технологий и соответствующих технических средств, позволяющих реализовать эти технологии.

2. Анализ существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа

2.1 Анализ гидрометеорологических и технологических факторов в районе расположения модернизируемого объекта

Карское море.

Для последующего анализа использованы данные наблюдений метеорологических станций, расположенных в Марресале, Харасавее, о-ве Белый (рисунок 2.1). Метеорологическая станция Марресале была основана в 1914 г., в то время как наблюдения на метеостанциях Харасавей и о-ве Белый были начаты в 1953 и 1933 гг. К сожалению, в литературе продолжительность периода накопления данных о гидрометеорологических условиях четко не указывается. Однако можно предположить, что данные наблюдений за скоростью и направлением ветра, а также температурой воздуха охватывают период 40-50 лет.



Рисунок 2.1 - Схема расположения метеорологических станций

Ветер.

Согласно схеме районирования территории России побережье Карского моря относится к 7-й зоне. Здесь средняя скорость ветра в порыве с периодом осреднения 1 ч (10 мин) в зимний сезон составляет 37 м/с с периодом повторяемости (R) 5 лет. Частота ветра юго-западного и юго-восточного направления зимой достигает 44%. Суммарная частота восточного и юго-восточного ветров в Харасавее равна 38%, а для ветра северного направления - 18%.

В летнее время преобладают ветры северных направлений. Средняя скорость ветра на открытой воде составляет 5-6 м/с летом и 7-8 м/с осенью. Скорость экстремальных длительных ветров лежит в пределах 20-25 м/с. Экстремальная скорость ветра в порыве, зарегистрированная на метеостанции Марресале, достигает 40 м/с.

Температура воздуха.

Продолжительность периодов со средней температурой воздуха ниже 0 °С может достигать 250 дней. Среднегодовая температура составляет около минус 8 °С, а абсолютный минимум температур минус 55°С. На рисунке 2.2 поданным наблюдений с 1914 по 1939 гг. [2] показана среднемесячная температура воздуха, экстремальная температура воздуха зимой и весной и среднесуточная минимальная температура воздуха в каждом месяце. Несколько иные значения средней температуры воздуха приведены в справочнике [7]. Период наблюдений согласно последнему источнику 1933-1980 гг.

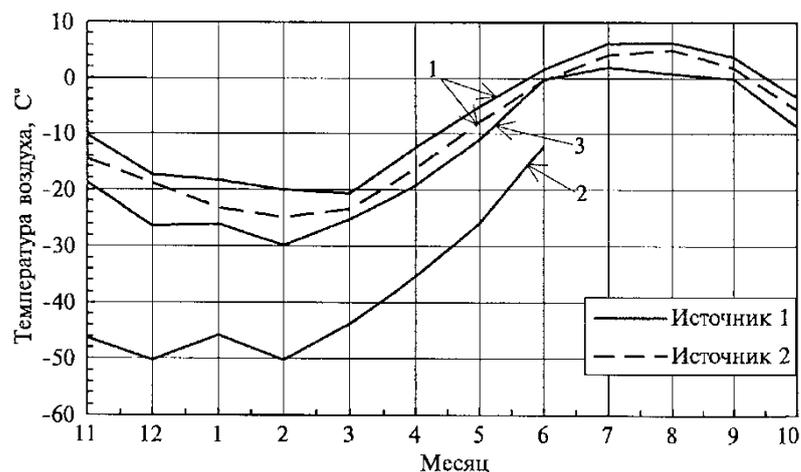


Рисунок 2.2 - Среднемесячная (1), экстремальная минимальная (2) и минимальная среднесуточная (3) температура воздуха в Марресале, Карское море. Источник 1: [2] за период 1914- 1939 гг. Источник 2: [7] средняя температура воздуха за период 1933-1980 гг.

Уровень воды.

Уровень воды характеризуется сезонными колебаниями. Минимальный уровень воды наблюдается в апреле, а максимальный в октябре-декабре. Суммарное сезонное колебание среднемесячного уровня воды составляет 0,6-0,75 м. Приливы - в основном полусуточные. Амплитуда приливных колебаний приблизительно равна 0,5-0,8 м. Экстремальные колебания уровня воды периода повторяемости 100 лет, вызванные действием ветра, могут достигать 1,45 м.

Течения.

Главенствующее направление течения в Карском море - с юга на север. Суммарная скорость течения на отметке 10 м ниже уровня воды составляет 0,4-0,7 м/с, а у поверхности дна - 0,2-0,5 м/с. Но при условии действия штормового ветра, указанные значения скорости течения могут достигать 2 м/с и 0,7 м/с соответственно [1].

Волнение.

Волновой режим в основном определяется влиянием ледового

покрова на севере, ограничивающего ветровой разгон. Во время умеренных годов разгон изменяется от 150 км в начале июля до 700 км в сентябре. Волновой режим в различных районах имеет неодинаковую интенсивность. Юго-западная и северо-западная части Карского моря характеризуются наиболее неблагоприятными волновыми условиями. Параметры расчетных волн различной частоты в Карском море приведены в таблице 2.1, в таблице 2.2 указываются исходные данные для расчета волн.

Таблица 2.1 - Параметры расчетной волны в Карском море: H_s - высота значительной волны в расчетном шторме; $H_{1\%}$ - высота волны 1% обеспеченности; τ_m - средний период волны; τ_p - пиковый волновой период (максимальный в спектре плотности волновой энергии); λ_m, λ_p - длина волны, соответствующая τ_m и τ_p

Глубина, м	H_s , м	$H_{1\%}$, м	$H_{0,1\%}$, м	λ_m , с	λ_p , с	τ_m , М	τ_p , М
$R_p = 5$ лет							
10,0	3,9	5,6	6,7	7,1	8,5	65	82
20,0	4,2	6,1	7,4	7,4	8,9	80	106
30,0	4,4	6,4	7,8	7,5	9,0	87	119
40,0	4,4	6,6	8,0	7,6	9,1	90	126
60,0	4,5	6,6	8,1	7,6	9,1	90	130
80,0	4,5	6,7	8,1	7,6	9,1	90	130
$R_p = 25$ лет							
10,0	5,1	7,2	8,4	8,0	9,5	75	94
20,0	5,5	8,0	9,6	8,3	9,9	95	124
30,0	5,7	8,4	10,2	8,4	10,1	106	142
40,0	5,9	8,7	10,5	8,5	10,3	112	154
60,0	6,0	8,9	10,9	8,6	10,4	116	165
80,0	6,0	9,0	11,0	8,6	10,4	117	167
$R_p = 50$ лет							
10,0	5,5	7,8	8,4	8,2	9,9	79	98
20,0	6,0	8,7	10,4	8,5	10,2	100	129
30,0	6,2	9,1	11,0	8,7	10,4	112	149
40,0	6,4	9,4	11,4	8,8	10,6	119	162
60,0	6,6	9,8	11,9	9,0	10,8	125	176
80,0	6,6	9,8	12,0	9,0	10,8	125	180
$R_p = 100$ лет							
10,0	5,9	8,3	8,4	8,5	10,2	82	102

20,0	6,4	9,3	11,2	8,8	10,5	104	134
30,0	6,7	9,8	11,8	8,9	10,7	117	155
40,0	6,9	10,1	12,3	9,1	10,9	125	169
60,0	7,1	10,5	12,8	9,2	11,1	132	186
80,0	7,1	10,6	12,9	9,2	11,1	133	190

Таблица 2.2 - Ветровые характеристики, используемые при вычислении параметров расчетных волн

Период повторяемости R_p , лет	5	25	50	100
Скорость ветра с периодом осреднения 6-7 ч для расчета волн в период открытой воды, м/с	22	25	26	28

Из обзора следует:

- в Карском море в летнее время преобладают ветры северного направления. Средняя скорость ветра на открытой воде составляет 5-6 м/с летом и 7-8 м/с осенью. Скорость экстремальных длительных ветров изменяется от 20 до 25 м/с;

- продолжительность периода со средней температурой воздуха ниже 0°C в Карском море достигает 250 дней. Средняя годовая температура составляет около -8°C.

Сопоставление метеорологических данных указывает на тенденцию снижения большинства параметров по направлению к востоку за исключением температур воды и воздуха.

Анализ гидрометеорологических и технологических факторов в районе расположения модернизируемого объекта приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Анализ гидрометеорологических и технологических факторов

№п/п	Параметры Карского моря в районе месторождения «Победа»	Значение параметра
1	Глубина моря в зоне бурения, м	84,0
2	Ледовая обстановка:	
3	продолжительность покрытия льдом, месяцев	8,0– 10,0
4	толщина ледяного покрова, м:	
5	многолетних льдов	2,50
6	однолетних льдов	1,80
7	молодых льдов	0,30
8	Присутствие айсбергов	есть
9	Присутствие иных ледовых образований (стамухи, торосы, наслоенный лед),	да
10	Среднегодовая температура воздуха, °С:	
11	максимальная температура	8,0– 31,0
12	минимальная температура	-44,0 - (-48,0)
13	Скорость ветра на высоте 10 м, м/с:	
14	наблюдаемый максимум	34,0– 40,0 (средний 40,0)
15	3-х секунднй порыв	44,0– 62,0 (средний 50,0)
16	Среднегодовое количество осадков, мм:	
17	осадки в виде снега	400,0
18	осадки в виде дождя	
19	Высота волны, м:	
20	значимая, м	(50,0 %) 0,90 - 1,0
21	максимальная 1%-ой обеспеченности высота волны, м	7,0 - 16,0
22	Течения:	
23	максимальная скорость на поверхности, см/с	80,0 - 120,0
24	Средняя температура воды, °С:	
25	в летний период	+ 2,50 - 5,50
26	в зимний период	- 1,80
27	Запасы углеводородов:	
28	запасы нефти	130,0 млн.т.
29	запасы газа	499,20 млрд. м ³

30	Удаленность от берега либо транспортных коммуникаций	250,0 км от материковой части России
31	Сейсмика, магнитуда	-

2.2 Анализ недостатков существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы для глубоководного шельфа

Существующая пространственная конструкция опорной части морской нефтегазовой платформы приведена на рисунке 2.3.

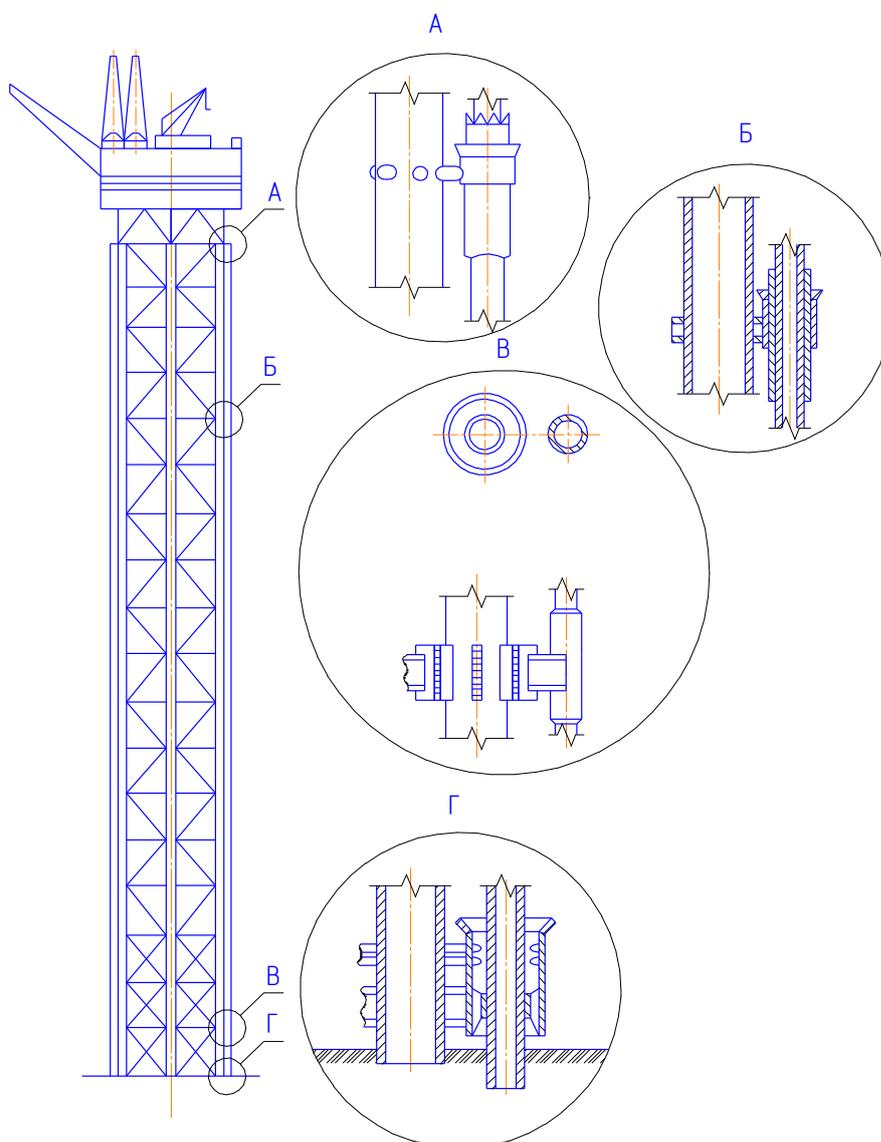


Рисунок 2.3 - Существующая пространственная конструкция опорной части

морской нефтегазовой платформы: А-
свая, приваренная к направляющей втулке; Б-
свая свободно проходит через направляющую втулку; В- узел крепления
направляющей втулки к главной опоре; Г- нижняя удлиненная
направляющая втулка

Опорный блок представляет собой несущую пространственную четырехопорную свайную конструкцию на протяжении от морского дна до опорной части палубы платформы, выполненную из залитых бетоном цилиндрических металлических свай (таблица 2.4). Он поддерживает и защищает от непогоды кондукторы, насосы, стояки, буровое и технологическое оборудования, блок-модули верхнего строения и др.

Таблица 2.4 – Характеристика существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы

Показатель	На одну опору	На четыре опоры
Нагрузка кН:		
от верхнего строения	$122,75 \cdot 10^3$	$491 \cdot 10^3$
ледовая	$10,7 \cdot 10^3$	-
Равнодействующей волновой нагрузки	210,0	
Суммарная линейная волновая нагрузка	205,0	
Удельная нагрузка от совместного действия от волн и течения, кН/м	34	
Диаметр опоры, м:		
внутренний	11,0	-
внешний	11,50	
Количество скважин, шт.	15,0	30,0
Толщина стенки, м	0,250	-
Глубина установки, м	84,0	84,0
Высота опоры, м	98,0	98,0
Площадь основания, м ²	8,830	35,320
Масса основания, тыс. т	2102,770	8411,080

В местах соединения трубчатых опор опорного блока и поперечной связыв в виде цилиндрической обечайки находятся соединительные узлы. Для обеспечения достаточной прочности опоры и предотвращения ее разрушения под действием сил со стороны поперечных связей толщину ее стенок в непосредственной близости от соединительного узла делают большей, чем на отрезке между соединительными узлами. Чем меньше диаметр опоры, тем тоньше будет стенка в ее утолщенном месте у соединительного узла. При определении толщины стенки опоры на утолщенном отрезке t можно воспользоваться эмпирическим уравнением:

При модернизации глубоководных сооружений на свайных кустах, размещаемых на континентальном шельфе, для снижения усилий в несущих элементах сооружения (это длинные свайные опоры из стальных труб) широко применяют пространственные каркасы между сваями. Эти каркасы состоят из горизонтальных связей и наклонных раскосов, которые предназначены для уменьшения свободной длины свайных опор и улучшения условий их работы; выполняют их также из стальных труб. Для крупногабаритных глубоководных сооружений создание при строительных работах по модернизации с воды подводного каркаса массой в сотни тонн представляет сложную и дорогостоящую технологическую задачу (подводная сварка на значительных глубинах 20...60 м, высокоточный монтаж длинных и тяжелых элементов к заранее погруженным сваям). Другая из применяемых технологий модернизации заключается в изготовлении каркаса на береговой базе, транспортировке его в море к месту строительства, кантовании и установке пространственного каркаса на дне моря в проектное положение, погружении через опоры каркаса, как через направляющие, свайных опор сооружения и соединении (сваркой или омоноличиванием) свай с элементами каркаса. Такой подход также создает серьезные технологические трудности ввиду огромной массы перемещаемого объемного блока и неудобства выполнения в морских условиях работ по соединению свай с пространственным каркасом.

Характерным недостатком обеих рассмотренных традиционных технологий является невозможность обеспечения конструктивной связи между несущими свайными опорами ниже уровня дна моря, так как пространственный каркас может быть размещен только в пределах свободной высоты свай (от их голов до поверхности дна моря). В то же время, учитывая значительную длину свай рассматриваемых морских сооружений (измеряемую десятками, а иногда и сотнями метров ввиду больших глубины воды в месте строительства и глубины погружения свай в грунт дна) и, соответственно, их высокую гибкость, изгибающие моменты в сваях во многих случаях вызывают напряжения, близкие к предельным даже для высокопрочных сталей, т.е. порядка 500...600 МПа).

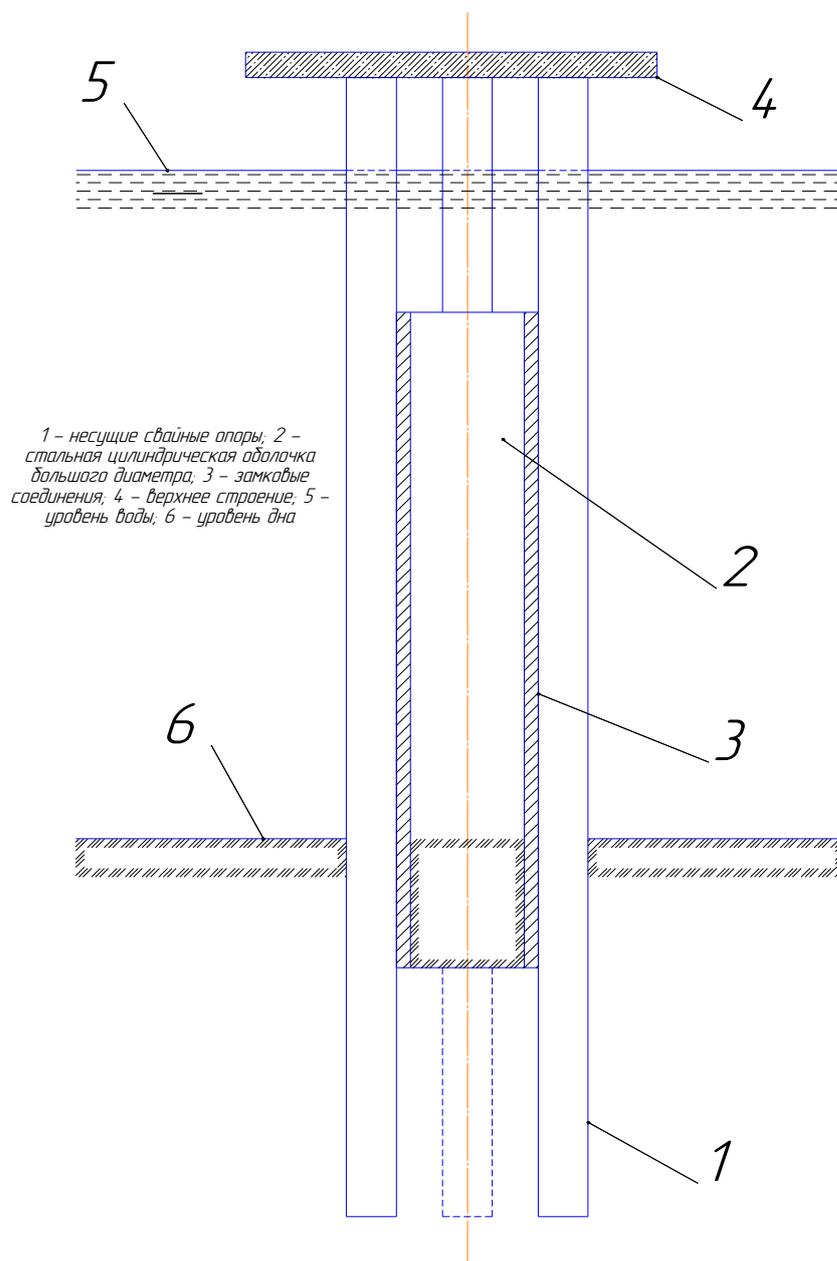
2.3 Обоснование направления модернизации пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов

Эффективное распределение усилий в свайном кусте.

Для устранения отмеченных недостатков предлагается пространственный каркас, объединяющий свайные опоры и позволяющий располагать не только в пределах свободной высоты свай, т.е. выше уровня дна моря, но и ниже уровня дна в грунтовом основании. Это позволит существенно улучшить условия работы свай при восприятии внешних боковых нагрузок и, таким образом, применить свайные опоры облегченного поперечного сечения, т.е. менее материалоемкие и легче погружаемые.

Как показано на рисунке 2.4, пространственный каркас выполняют в виде частично заглубленной в грунтовое основание вертикально расположенной цилиндрической оболочки, а свайные опоры размещают по периметру оболочки и соединяют с ее боковой поверхностью в пределах высоты оболочки, включая ее заглубленную в грунт часть. Связь пространственного каркаса в виде оболочки со свайными опорами может

быть выполнена посредством замковых соединений (по аналогии с замковыми соединениями шпунтовых свай (рисунок 2.5)).



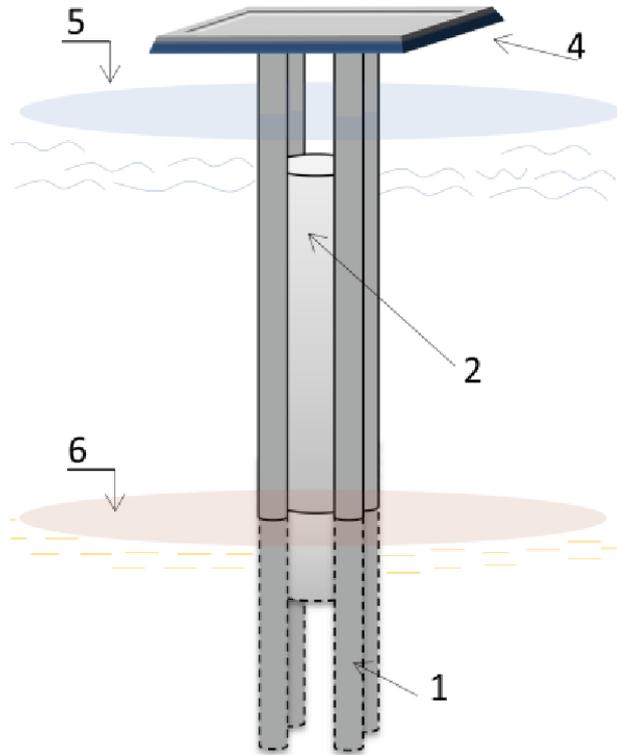


Рисунок 2.4 - Пространственная конструкция свайного куста: разрез и 3D вид 1 - несущие свайные опоры; 2 - стальная цилиндрическая оболочка большого диаметра; 3 - замковые соединения; 4 - верхнее строение; 5 - уровень воды; 6 - уровень дна

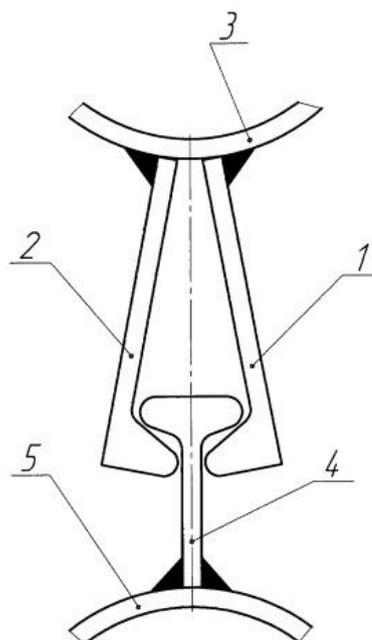


Рисунок 2.5 – Замковое соединение: 1, 2 - уголковые профили; 3 - несущие свайные опоры; 4 - Т-образный элемент; 5 - стальная ци-

цилиндрическая оболочка большого диаметра

Работа рассматриваемого сооружения под действием внешних нагрузок (естественных - ветровых, волновых, ледовых и т.п., эксплуатационных - швартовных и от навала судов) и собственного веса заключается в использовании несущей способности как свайных опор, так и пространственного каркаса в виде цилиндрической оболочки, причем все эти конструктивные элементы работают одновременно, обеспечивая благоприятное распределение усилий между ними. Форма пространственного каркаса обеспечивает его оптимальное напряженно-деформированное состояние (в отличие от пространственной стержневой фермы по прототипу, где возможно неравномерное распределение усилий между горизонтальными связями и наклонными раскосами). При этом свайные опоры также работают в благоприятных условиях, поскольку обеспечивается связь между опорами не только в пределах их свободной длины выше уровня дна, а и ниже уровня дна в пределах погруженной в грунтовое основание части высоты цилиндрической оболочки.

3. Расчетная часть

3.1 Расчет нагрузок, воздействующих на сооружение

3.1.1 Расчет отметки низа верхнего строения МНГС

Отметку низа верхнего строения (ВС) МНГС следует выбирать таким образом, чтобы зазор между вершиной расчетной волны с учетом ветрового нагона и прилива и нижней гранью ВС был не менее 10 % высоты волны [17]:

$$H = H_{y \max} + \eta_{c \max} + \Delta h_{\text{вн}} + H_{\text{пр}} + 1, \quad (3.1)$$

где H - отметка нижней грани ВС морской стационарной платформы, отсчитываемая от нуля Кронштадского футштока, м;

$H_{y \max}$ - наивысший годовой уровень моря обеспеченностью 1 %, отсчитываемый от нуля Кронштадского футштока, м;

$$\eta_{c \max} = \xi_{\max} \cdot \eta_{ci}, \quad (3.2)$$

η_{ci} - превышение волны с высотой обеспеченностью 0,1 % над расчетным уровнем воды, определяемое по [18];

ξ_{\max} - коэффициент максимального возвышения волны у опоры, определяемый по таблице 6, приведённой в [17], в зависимости от отношений диаметра преграды D и длины волны λ ;

$\Delta h_{\text{вн}}$ - наибольший ветровой нагон, м;

$H_{\text{пр}}$ - наибольшая высота прилива, м.

Возвышение низа палубной части ледостойких платформ должно быть

не менее $8h_{л}$, где $h_{л}$ - расчетная толщина льда обеспеченностью 1 %.

Расчет.

$$\Delta h_{вн} = 4,5 \text{ м}, H_{нр} = 0,5 \text{ м}, \xi_{\max} = 1,72 \text{ м}, \eta_{ci} = 8,1 \text{ м}, H_{y\max} = 6,7 \text{ м},$$

$$\eta_{c\max} = \xi_{\max} \cdot \eta_{ci} = 1,72 \cdot 8,1 = 13,93 \text{ м},$$

$$H = H_{y\max} + \eta_{c\max} + \Delta h_{вн} + H_{нр} + 1 = 6,7 + 13,93 + 4,5 + 0,5 + 1 = 26,63 \text{ м}.$$

3.1.2 Ветровые нагрузки

Ветровые нагрузки, действующие на ледостойкие сооружения континентального шельфа, зависят от скорости ветра, его направления, аэродинамических характеристик сооружений и их элементов. Следовательно, при оценке ветровых нагрузок основную роль играет достоверность определения скорости ветра, которая носит случайный характер. Она может быть рассчитана для конкретной высоты следующим образом:

$$v_x = v_0 \left(\frac{x}{10} \right)^{0,14}, \quad (3.3)$$

где v_x , v_0 - скорости ветра соответственно на высоте x (в м) и 10 м над поверхностью моря или земли.

Значение скорости ветра при расчете ледостойких сооружений принимается максимальным с повторяемостью один раз в 100 лет.

В соответствии с таблицей 2.2

$$v_x = v_0 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^{0,14} = 28 \cdot \left(\frac{27}{100} \right)^{0,14} = 23,31 \text{ м/с}.$$

При модернизации ветровые нагрузки остаются постоянными.

3.1.3 Волновые нагрузки

При определении нагрузок и воздействий от ветровых волн на ледостойкие сооружения необходимо иметь данные об основных элементах волн и характеристиках проектируемой конструкции.

Для модернизируемой пространственной конструкции на месторождении «Победа» в Карском море (рисунок 2.3) данные приведены в таблице 3.4.

3.1.4 Нагрузка от морских течений

Основными элементами для расчета нагрузок от морских течений являются их направления и скорость, а также характер (поверхностный, глубинный, придонный).

Наличие в море течений обуславливает три следующих эффекта:

- векторное прибавление скорости течения к горизонтальной скорости частиц воды при расчете волновых нагрузок. Поскольку скоростная составляющая последних зависит от квадрата горизонтальной скорости частиц воды, а скорость течения медленно уменьшается с глубиной, то сравнительно небольшое течение может значительно увеличить скоростную составляющую волновой нагрузки;

- профиль волны приобретает большую крутизну, поскольку изменяется скорость волны, но этот эффект незначителен и им можно пренебречь;

- образование волн самой конструкцией, что приводит к возникновению дифракции. Однако эта дифракция пренебрежимо мала, если говорить о реальном воздействии течений на элементы конструкции нормального размера. При учете течений высота волны увеличивается примерно на 5-10 %.

Нагрузку от течений можно определить по формуле

$$P_{теч} = \frac{1}{2} \rho C_d v_{теч} d , \quad (3.4)$$

где ρ - плотность морской воды;

$c_d = 0,7$;

$v_{теч}$ - скорость течений;

d - диаметр обтекаемой преграды.

Следует отметить, что основную опасность для сооружений течения представляют при совместном воздействии с волнами, что значительно усиливает местный размыв у опор ледостойких конструкций в шельфовых зонах.

Для существующей конструкции данные приведены в таблице 2.4.

Для модернизируемой пространственной конструкции рассчитанные данные приведены в таблице 3.6.

3.1.5 Ледовые нагрузки

Обобщенные положения для расчётов ледовых нагрузок на различные формы опор морских нефтегазопромысловых сооружений приводятся в существующих нормативных документах (Изменение № 2 [20], [17] и др.).

Величины ледовых нагрузок на морские нефтегазопромысловые сооружения зависят от исходных данных, характеризующих ледовую обстановку в районе расположения сооружений. Основными исходными параметрами являются пределы прочности льда на сжатие ($R_{сж}$, МПа), изгиб ($R_{из}$, МПа) и раздробление с учетом местного смятия (R_p , МПа), значения которых определяются по опытным данным, а при их отсутствии - по нормативным величинам в зависимости от среднесуточной температуры воздуха и солёности льда.

При отсутствии фактических натуральных данных о геометрических характеристиках ледяного покрова на прединвестиционных стадиях проектирования толщину льда можно определить по известным формулам И. Стефана или Н. Н. Зубова. Рассмотрев движение теплового потока через элементарный слой льда в вертикальном направлении, И. Стефан записал условие Фурье следующим образом:

$$\delta_{\text{л}}\lambda dh = \frac{kT_a dt}{h}, \quad (3.5)$$

где $\delta_{\text{л}}$ - плотность льда;

λ - теплота плавления;

k - коэффициент теплопроводности;

T_a - температура атмосферного воздуха;

h - толщина льда, см.

Проинтегрировав выражение (3.5) и подставив значения входящих в него величин, он получил достаточно простую формулу

$$h = 3,4\sqrt{T_a \cdot t}, \quad (3.6)$$

Нагрузку F (в МН) от воздействия ледяного поля на отдельно стоящую опору с передней вертикальной гранью в виде треугольника, многогранника или полуокружности следует определять по формуле

$$F_1 = 0,04vh_d\sqrt{mAk_bk_vR_c t g \gamma}, \quad (3.7)$$

а на секцию протяженного сооружения по формуле

$$F_2 = 0,07vh_d\sqrt{Ak_vR_c}, \quad (3.8)$$

где v - скорость движения ледяного поля, м/с, определяемая по данным натуральных наблюдений, а при их отсутствии допускается принимать ее равной

3 % значения скорости ветра обеспеченностью 1 % в период движения льда;

h_d - расчетная толщина льда, м;

m - коэффициент формы опоры, принимаемый по нормам в зависимости от треугольной прямоугольной формы или в форме многогранника и полуциркульного очертания;

A - максимальная площадь ледяного поля обеспеченностью 1 %, определяемая по натурным наблюдениям в данном или смежных пунктах, м²;

k_v - коэффициент, принимаемый в зависимости от $v/4b$;

γ - половина угла заострения передней грани опоры в плане на уровне действия льда.

Ледовые нагрузки при модернизации остаются неизменными и приведены в таблице 2.4.

3.1.6 Сейсмические нагрузки

Наиболее важными параметрами для расчетов сооружений на сейсмостойкость являются ускорения перемещения и периоды колебаний основания. Их определение связано со значительными трудностями, так как сейсмические колебания грунта носят сложный и нерегулярный характер. Эти колебания зависят от механизма, энергии, расстояния и глубины очага землетрясения, спектральных характеристик и направленности излучения, состава и строения участков земной коры, через которые проходят сейсмические волны, грунтовых условий в точке строительства.

Согласно ВСН 41.88 сейсмические воздействия учитывают при проектировании стационарных платформ, возводимых в районах с сейсмичностью 7-9 баллов. Для определения сейсмических нагрузок необходимо иметь данные о сейсмологических параметрах сейсмогенных зон: магнитудах, глубинах очагов, эпицентральных расстояниях, повторяемости землетрясений, сейсмичности площадок, спектральных характеристиках сейсмических воздействий в зависимости от инженерно-геологических

условий на участках строительства.

Данный вид нагрузки для рассматриваемой платформы не актуален.

3.1.7 Технологические нагрузки и нагрузки от собственного веса сооружения

Технологические нагрузки могут быть постоянными и временными. К постоянным нагрузкам можно отнести вес оборудования, конструкции сооружения верхнего строения и опорной части, а также балласта (жидкого или твердого).

Собственный вес верхнего строения платформы состоит из веса блок-модулей, конструкции обвязок и несущей палубы ВС. Общая схема блок-модулей и их ориентировочное расположение показаны на рисунке 3.1.

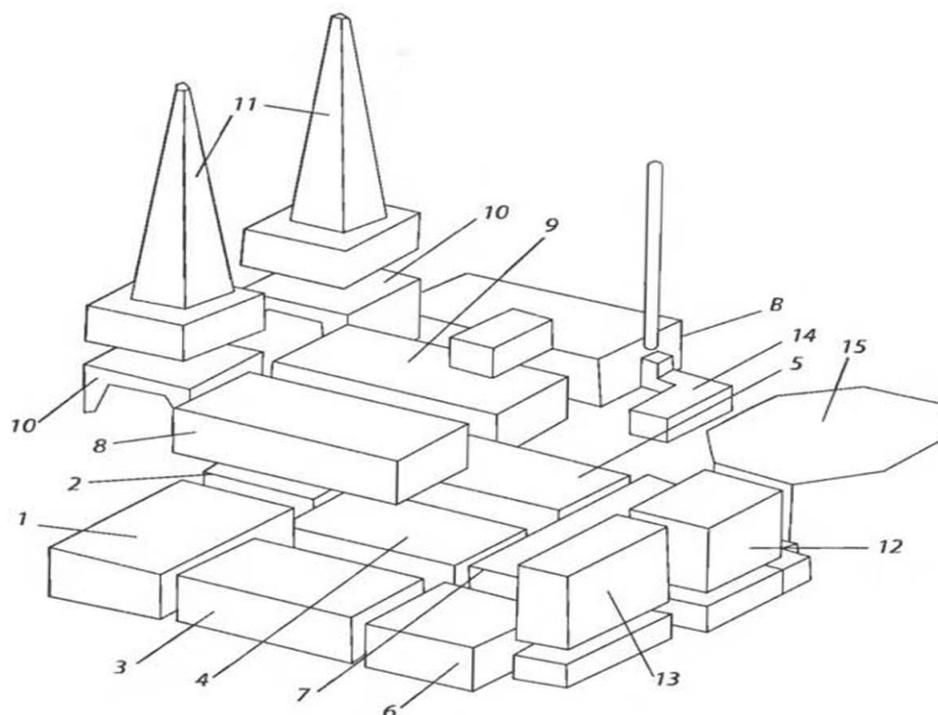


Рисунок 3.1 - Постоянные нагрузки за счёт веса оборудования, конструкций сооружений, балласта и др.: 1 - манифольд правого борта; 2 - манифольд левого борта; 3 - модуль сепарации и насосной откачки; 4 - модуль замера продукции скважин; 5 - модуль управления; 6 - модуль энергетического бурового комплекса; 7 - модуль энергетического эксплуатационного комплекса; 8 - модуль буровых насосов и циркуляционной системы; 9 - модуль пневмотранспорта цементирующего комплекса; 10 - подпортальный модуль; 11 - буровые вышки; 12 - основной жилой комплекс; 13 - дополнительный жилой комплекс; 14 - модуль радиосвязи и СВКП; 15 - посадочная вертолетная площадка

Массовые характеристики существующей платформы приведены в таблице 2.4.

К временным нагрузкам относятся вес материалов, запасных агрегатов, подъемников, запасных деталей оборудования и инструментов, а также бурильных труб и т. д. Величина временных нагрузок определяется

автономностью платформ. Эти нагрузки непостоянные, потому что они меняются в зависимости от стадии технологических процессов бурения и добычи углеводородов на платформах.

Общий характер изменения объема запасов материалов по годам эксплуатации платформ, определенный Ф. Д. Мирзоевым, приведен на рисунке 3.2. Из рисунка очевидно, что объем запасов материалов после завершения буровых работ резко сокращается, а следовательно, уменьшаются и технологические нагрузки.



Рисунок 3.2 - Характер изменения объема запасов материалов по годам эксплуатации платформ

Постоянные и временные нагрузки суммируются и учитываются в общей расчетной схеме как вертикальные нагрузки.

Для модернизируемой платформы данный вид нагрузок остается неизменным.

3.1.8 Сочетание внешних нагрузок

Ледостойкие нефтегазопромысловые сооружения могут эксплуатироваться в условиях одновременного воздействия целого спектра случайных нагрузок, не зависящих друг от друга. В настоящее время это явление учитывается путем введения соответствующих коэффициентов их сочетаний, при определении которых встречаются большие трудности, связанные с необходимостью использования статистических данных, полученных в результате натурных комплексных наблюдений в течение ряда лет. В отечественной практике нет таких комплексных наблюдений. Главным недостатком данных по натурным наблюдениям является отсутствие статистических корреляционных связей между параметрами отдельных природных явлений. Например, для расчетных значений ветроволновых процессов, дрейфа льда и т. д. не указывается вероятность совпадения направления их действия, что не дает возможности более обоснованно (по сравнению с нормами) подходить к выбору расчетного сочетания нагрузок и численных значений коэффициентов.

Нередко бывает, что в фондовых материалах приводятся данные по расчетным высотам волн различного процента обеспеченности и периодов их повторения. Однако эти характеристики волнений не привязываются к направлению распространения волн. Данные о ветрах также не имеют привязки значений максимальных скоростей к экстремальным направлениям волнений и течений. Все это не позволяет установить хотя бы приближенные количественные связи скорости ветра со степенью развития морского волнения в теплый период и со скоростью дрейфа полей льда зимой и весной. По всей вероятности, только сейсмическая активность в заданном районе может рассматриваться как независимый от указанных выше явлений процесс, повторяемость которого не связана с экстремальными проявлениями других факторов окружающей среды.

В этих условиях предполагается, что одновременное воздействие всех внешних факторов вряд ли возможно, особенно таких слабосвязанных

природных явлений, как землетрясение, шторм, обледенение и др. Иначе говоря, все нагрузки на сооружение рассматриваются в малом временном масштабе, что само по себе слабо коррелируется с длительным сроком службы сооружения и низкой обеспеченностью экстремальных силовых воздействий, на которые необходимо вести расчеты на прочность.

Учитывая необходимость сохранения прочности при эксплуатации ледостойких нефтегазопромысловых сооружений, целесообразно опираться на существующие нормативные документы, в которых приводятся различные коэффициенты сочетаний нагрузок, не зависящие, к сожалению, от природы воздействующих внешних нагрузок, и, как правило, не имеющие какого-либо статистического обоснования. В дальнейшем по мере накопления фактического материала по расчетам и проектированию подобных сложных платформ появление соответствующих научных разработок может существенно дополнить и уточнить эти коэффициенты. Необходимо обратить особое внимание на достоверность и апробированность привлекаемых данных.

Согласно существующим нормативным документам можно дать следующую градацию нагрузок.

Постоянные нагрузки:

- вес самого сооружения $P_{св}$;
- вес и давление грунта на опорный понтон.

Временные нагрузки:

длительные:

- вес оборудования, буровой вышки;
- вес жидкостей, сыпучих материалов и запасных буровых и эксплуатационных труб;
- вес складированного оборудования и инструментов;
- вес отходов от процесса бурения (шламы и др.); кратковременные:
- на буровую вышку и постамент при спуске-подъеме буровой колон-

ны;

- снеговые (для расчета консольной конструкции вертолетной площадки);

- от обледенения конструкций;

- ветровые P_v ,

- от волн $P_{влн}$ и течений $P_{теч}$;

- от льда ровного и торосистого $P_{лед}$;

- от навала судов;

- от вертолета.

Особые нагрузки:

- сейсмические $P_{сейсм}$ и инициированные природными явлениями (осадка грунтов в основании сооружения, дополнительные динамические нагрузки при воздействии ледового поля на сооружение, вмерзшее в лед);

- ледовые от торосистых ледовых полей (столкновение сооружения с айсбергом).

В результате анализа фондовых материалов и данных по инженерным изысканиям, выполненным в условиях шельфа, а также результатов расчета нагрузок на ледостойкие сооружения для условий Охотского моря были определены коэффициенты сочетания нагрузок (рисунок 3.3), которые приводятся в таблице 3.1.

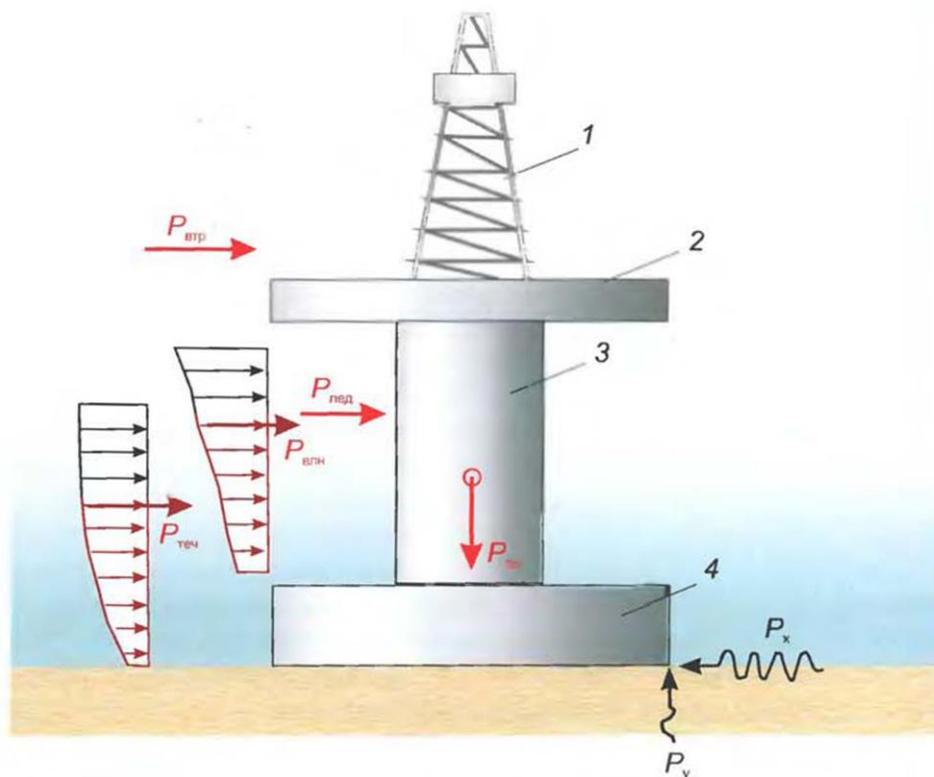


Рисунок 3.3 - Условная схема приложения внешних нагрузок, действующих на ледостойкие стационарные платформы: Нагрузки: $P_{ветр}$ – ветровая; $P_{лед}$ - ледовая. $P_{теч}$ - от подводных течений; $P_{св}$ - сила тяжести (вес самого сооружения); P_x, P_y - горизонтальная и вертикальная реакции; 1 - вышка; 2 - палуба; 3 - опорный блок; 4 - фундаментный модуль

Таблица 3.1 - Коэффициенты сочетания нагрузок

Виды расчетных нагрузок	Сочетания					
	А	Б	В	Г	Д	Е
Постоянные	1,0*	1,0*	0,9*	1,0*	1,0	1,0
Временные длительные	0,95*	-	0,8*	1,0*	0,95	0,95
Кратковременные:						
- ледовая ($h = 0,8$ м);	-	-	0,8	-	-	1,0
- волновая (повторяется один раз в 100 лет);	1,0*	1,0*	-	-	-	-
- ветровая;	0,9	0,9	0,8	1,0*	0,8	0,9
- от течения	0,9	0,9	0,8	-	0,8	0,9

Особые:						
-ледовая (h = 2,5 м);	-	-	-	-	1,0	-
- сейсмическая	-	-	1,0	-	-	-

*Взято в соответствии с [17].

В данном случае предлагается выполнить расчет для следующих сочетаний нагрузок:

А - основное сочетание нагрузок в безледный период;

Б - сочетание в строительном-монтажном безледном периоде;

В - особое сочетание при учете сейсмических нагрузок;

Г - сочетание для расчета максимальных усилий в конструкциях верхнего строения платформы;

Д - особое сочетание при учете ледовых нагрузок в период ледостава;

Е - основное сочетание нагрузок в период ледостава в зависимости от числа циклов.

При расчете ветроволновых нагрузок целесообразно принимать коэффициент для одной из нагрузок равным 0,9, а для другой - 1. Это, по нашему мнению, основано на более реалистичном с физической точки зрения учете взаимосвязи этих процессов. Соответственно расчетные значения кратковременных нагрузок (ветровых, волновых и от течений) берутся с коэффициентом надежности равным 1, для случая основного сочетания. Для особых сочетаний эти нагрузки в соответствии со СНиПом берутся с коэффициентом 0,8, однако при этом, как и в предыдущем случае, рассматриваются два варианта ветроволновых воздействий на ледостойкие сооружения.

В особых сочетаниях сейсмическая нагрузка для расчетного восьмиклассового землетрясения принимается с учетом возможного проявления побочных динамических эффектов: разжижение грунта в основании сооружения и связанные с этим осадки, дополнительные гидродинамические нагрузки от сотрясений грунта при открытой воде и воздействии ледовых

полей на опоры сооружения в зимний период. Однако в зависимости от места возникновения очага землетрясения указанные побочные эффекты могут отстоять по времени от сотрясений грунта на достаточном интервале, и суммирования вызванных ими динамических воздействий на сооружение с сейсмическими нагрузками не происходит. Воздействие торосистых ледовых полей может иметь весьма серьезные последствия для сооружения, поэтому такой случай должен рассматриваться как особая нагрузка и выделяться в другое особое сочетание нагрузок.

Исходя из проведенного анализа, с учетом того, что модернизации подвергается только пространственная конструкция опорной части морской нефтегазовой платформы, изменяются условия по волновым нагрузкам и нагрузкам от течения, которые, с целью подтверждения эффективности модернизации, будут рассчитаны ниже.

3.2 Конструкционные материалы для пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов

Для изготовления металлических конструкций приняты марки сталей различной категории прочности, приведенные в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Марки сталей

Для опорного блока и несущей палубы:	
сталь АБ-2	$\sigma_m = 600$ МПа
сталь 10НГБ и Е40	$\sigma_m = 4$ МПа
сталь А-32, Е-36 и Д-36	$\sigma_m = 3,2 \div 3,6$ МПа
Для подводного основания и свай:	
сталь 09Г2С	$\sigma_m = 400 \div 500$ МПа
σ_m - предел текучести	

3.3 Расчет пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы с использованием свайных кустов

Рассчитаем сосредоточенную силу, линейную распределенную нагрузку от волны и координату места приложения равнодействующей силы на вертикальные сваи свайного куста буровой платформы на месторождении «Победа» в Карском море.

Исходные данные: глубина $H = 84$ м; средняя высота волны $\bar{h} = 4,5$ м; средний период волны $\bar{\tau} = 10$ с; штормовой нагон $\Delta H = 0,5$ м; расстояние до вершины волны от сваи $x = 17,5$ м; обеспеченность волновой нагрузки $P_i = 1\%$.

Расчет элементов волн.

Рассчитаем максимальные значения \bar{h} и $\bar{\tau}$ для заданной акватории, а также расчетную обеспеченность высоты волн в рассматриваемой системе для сооружения I класса. Используем приведенные данные

$$\frac{H}{g\bar{\tau}^2} = \frac{84}{9,81 \cdot 10^2} = 0,085,$$

Из графика (рисунок 3.4 [19]) определяем

$$k_h = \frac{h_{1\%}}{h} = 2,4;$$

$$k_h = \frac{h_{0,1\%}}{\bar{h}} = 2,95.$$

В этом случае $h_{1\%} = 2,4 - 4,5 = 10,8$ м; $h_{0,1\%} = 2,95 - 4,5 = 13,3$ м.

Период расчетной высоты волны выбираем по (7.23) [19] - $\tau_{hi} = 7,5$ с.

Величина высот гребня расчетной волны выбираем по рисунку 3.9 [19].

При $\left(\frac{H}{g\tau^2} \geq 0,1; \frac{h}{g\tau^2} = 0,02 \right)$ по графику (рисунок 3.9 [19]) имеем

$$\frac{h_{zp}}{h} = 0,65 \text{ либо } h_{zp} = 0,65; \cdot h_{1\%} = 0,65 \cdot 10,8 = 7 \text{ м}$$

Профиль волны строим по методике, которая изложена в п. 4.8 [19].
Определяем глубину моря под подошвой волны H'_z по зависимости (7.32) [19]

$$H'_z = H_z + \Delta H + h_{zp} - h_i, \quad (3.9)$$

где H_z - глубина, в пределах которой волновое давление затухает. Для нашего случая по (7.33) [19] определяем, что

$$H_z = 0,05g\tau_h^2 = 0,05 \cdot 9,81 \cdot (7,5)^2 \approx 28 \text{ м.}$$

Подставив данные в (2.), имеем

$$H'_z = 28 + 0,5 + 7 - 10,8 = 24,7 \text{ м.}$$

Ордината профиля волны при этом определяется по зависимости (7.26), (7.27) [19]

$$\bar{Z} = \frac{Z - z}{Z'} = \frac{Z - z}{H'_z + \eta} = \frac{Z - z}{H'_z + \psi h_i}, \quad (3.10)$$

где $\eta = \psi h_i$

Для рассматриваемого случая коэффициенты k_λ , ψ (7.27) [19] вы-

бираем по рисункам (3.7) и (7.3) [19]. При $\frac{H}{g\tau^2} \geq 0,1$, $\frac{h}{g\tau^2} = 0,02$,

$$\bar{X} = \frac{2X}{\lambda} = \frac{2X}{k_{\lambda} g \bar{\tau}^2} = \frac{2 \cdot 17,5}{0,1 \cdot 4 \cdot 100 \cdot 9,81} = 0,25, \text{ имеем } \psi = 0,65 \text{ и } k_{\lambda} = 0,14.$$

По (7.26), (7.27) [19] определяем

$$\eta = \psi h_{0,1\%} = 0,65 \cdot 10,8 = 7 \text{ м};$$

$$Z' = H'_z + \eta = 24,7 + 7 = 31,7 \text{ м}.$$

Значение профиля волны приведено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Значение профиля волны

\bar{X}	0,0	0,250	0,50	0,750	1,0
x	0,0	17,50	35,0	52,50	70,0
ψ	1,0	0,650	0,28	0,1	0,0
η	10,80	7,0	3,0	1,10	0,0
$Z' = H'_z + \eta$	35,50	31,70	27,70	25,80	24,70

Расчет линейной волновой нагрузки.

Рассчитываем проекции линейной волновой нагрузки P_x .

Для этого параметры a и b в случае, когда $\frac{H}{g\tau^2} \geq 0,1$, $\frac{h}{g\tau^2} = 0,02$, а

также $\bar{Z} = 1,0; 0,8; 0,6; 0,4; 0,2; 0,0$ определяем по рисунку 5.15 [19].

Рассчитанные значения линейных волновых нагрузок приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Рассчитанные значения линейных волновых нагрузок

\bar{Z}	1,0	0,80	0,60	0,40	0,20	0,0
a	0,560	0,10	0,060	0,030	0,0150	0,010
b	0,450	0,240	0,130	0,070	0,030	0,020
P_{xv}	19,50	3,60	2,80	1,0	0,040	0,030
P_{xi}	6,0	3,170	1,720	0,940	0,40	0,30

P_x	25,50	6,770	4,520	1,940	0,440	0,330
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Величины P_{xv} , P_{xi} , P_x рассчитываем в соответствии с зависимостью (7.2) [19] при $\bar{Z} = 1$; $C_v = 0,7$; $C_i = 2$

$$P_x = P_{xv} + P_{xi} = \frac{1}{2} a C_v \rho g D h + \frac{1}{4} b C_i \rho g \pi D^2 = \frac{1}{2} 0,56 \cdot 0,7 \cdot 10 \cdot 0,92 \cdot (10,8)^2 + \frac{1}{4} 0,48 \cdot 2 \cdot 10 \times 3,14 \cdot (0,92)^2 \cdot 10,8 = 2,55 \text{ тс/м} = 25,5 \text{ кН/м.} \quad (3.11)$$

По рассчитанным значениям линейных волновых нагрузок строим эпюры (рисунок 3.). Для нахождения площади эпюры разбивают ее на ряд квадрат, параболический треугольник и две трапеции. Сумма площадей данных фигур равна $\Sigma P_x = 173,5$ кН.

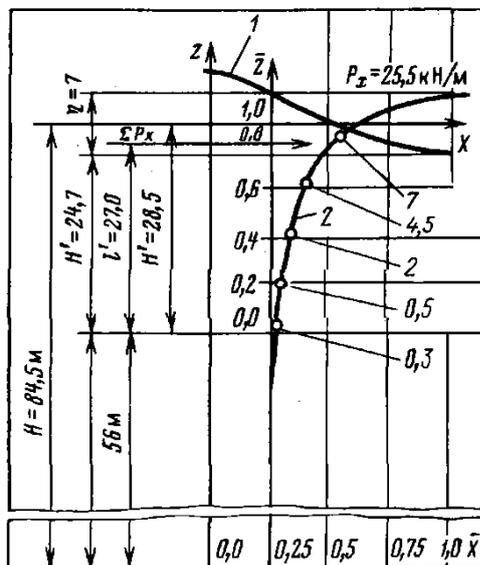


Рисунок 3.4 - Схема для расчета линейной нагрузки P_x с параметрами волны X , \bar{Z} , η на сваю рассматриваемого в работе свайного куста при $H = 84,5$ м:

1 - волновой профиль; 2 - эпюры линейных нагрузок

Координаты точки приложения равнодействующей ΣP_x определяем по зависимостям (7.5, 7.6) [19]: $Z_c = 7,1$; $X_c = 4,9$ м (рисунок 3.5). Точка приложения равнодействующего усилия находится ниже расчетного уровня.

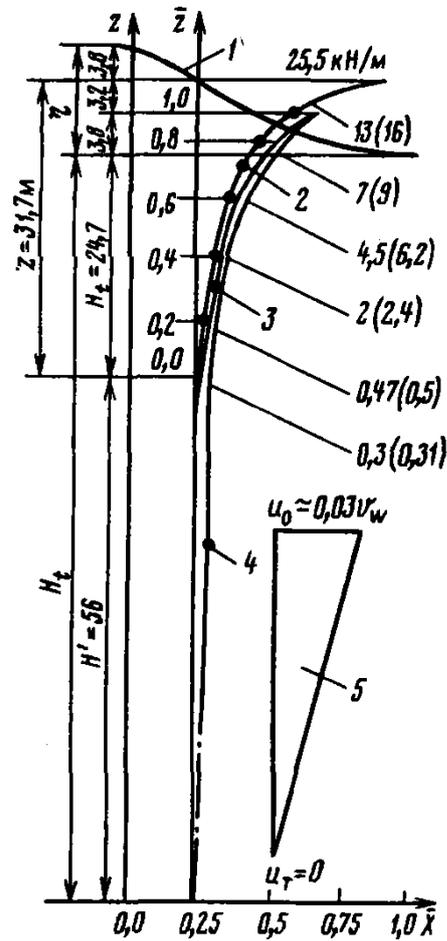


Рисунок 3.5 - Схема для расчета волновой линейной нагрузки P_x на свайный куст: 1 - волновой профиль; 2 - эпюры волновой линейной нагрузки; 3 - эпюры волновой линейной с учетом морских течений до $\bar{Z} = 0$; 4 - эпюры волновой линейной с учетом течений до дна по закону треугольника (5)

Расчет равнодействующей силы от действия волны.

Сила на вертикальную преграду (свайный куст) рассчитывается по зависимости

$$R_x = R_{xv} + R_{xi} = \frac{1}{2} \alpha C_v \rho g D h^2 + \frac{1}{4} \beta C_i \rho g \pi D^2 h. \quad (3.12)$$

Значения характеристик α и β выбираем по графику на рисунке 5.15 [19]. Для $\frac{H}{g\tau^2} \geq 0,1$, $\frac{h}{g\tau^2} = 0,02$; $\bar{X} = 0,25$, определяем, что $\alpha = 0,26$ и $\beta = 0,48$. Считая $C_v = 0,7$; $C_i = 2,0$; $\rho g = 10,03 \text{ кН/м}^3$ и подставив эти величины в (3.12), имеем:

$$R_x = \frac{1}{2} 0,26 \cdot 0,7 \cdot 10 \cdot 0,92 \cdot (10,8)^2 + \frac{1}{4} 0,48 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 3,14 \cdot (0,92)^2 \cdot 10,8 = 163 \text{ кН.}$$

Из полученных данных следует, что результаты расчета равнодействующей волновой нагрузки и суммарной линейной $\Sigma P_x = 173,5 \text{ кН}$, $R_x = 163 \text{ кН}$ соответственно.

Определение нагрузок максимальных.

Рассчитываем нагрузку на сооружение от действия волн

$$Q_{\max} = k_n k_\partial k_{\text{обр}} R_x, \quad (3.13)$$

где $k_n = 1,2$ - коэффициент перегрузки [20];

$k_\partial = a(T_c / \tau_h)$ - коэффициент динамичности, при ($T_c = 1,8 \text{ с}$, $\tau_h = 7,5 \text{ с}$,

$T_c / \tau_h = 0,28$, $k_\partial = 1,2$;

$k_{\text{обр}} = f(h / H)$ - коэффициент обрастания, определимый по рисунку 6.5 [19].

При $\frac{h}{g\tau^2} : \frac{H}{g\tau^2} = 0,025$, $k_{\text{обр}} = 1,26$. В этом случае коэффициент скоростного

сопротивления для обросшей сваи

$$C'_v = k_{\text{обр}} C_v = 1,26 \cdot 0,7 = 0,9.$$

$C_v = f(Re)$, принимаем $C_v = 0,7$ по графику на рисунке 6.4 [19].

Площадь эпюры при учете $k_{обр}$ увеличивается на 10% от нагрузки суммарной. Таким образом, при расчете равнодействующего усилия R_x от действия волны принимаем значения этого коэффициента $k_{обр} = 1,1$.

Соответственно, максимальная волновая нагрузка $Q_{x,max}$, определенная по формуле (3.), с учетом поправочных коэффициентов

$$Q_{x,max} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 163 = 254 \text{ кН.}$$

Расчет совместного воздействия от волн и течения.

При расчете МГНП на глубокой воде на воздействие внешних сил необходимо учесть эффект от действия течений.

Интенсивность удельной линейной волновой нагрузки на вертикальные сваи определяется по зависимости

$$P_x^* = P_{xv}^* + P_{xi}^* = \frac{1}{2} a a^* C_v \rho g D h + \frac{1}{4} b C_i \rho g \pi D^2. \quad (3.14)$$

Для связи этой зависимости с исходными скоростями течений и волн, следует параметр «а» в (3.14) умножить на поправочный коэффициент, определенный по зависимости (7.14 [19]). Для этого находим v_x и u_x

$$v_x = \sqrt{a g h} = \sqrt{0,1 \cdot 981 \cdot 10,8} = 3,25 \text{ м/с;}$$

$$u_x = 0,03 \bar{v}_w = 0,03 \cdot 30 = 0,9 \text{ м/с,}$$

где \bar{v}_w - максимальная приведенная средняя скорость ветра для расчетного шторма. Для нашего случая значения параметра «а» $a = 0,1$ при $\bar{Z} = 0,8$.

Подставляя вычисленные значения v_x и u_x , имеем

$$a^* = \left(\frac{v_x + u_x}{v_x} \right)^2 = \left(\frac{3,25 + 0,9}{3,25} \right)^2 = 1,63.$$

С учетом этого коэффициента скорость горизонтального потока рассчитывается по зависимости (3.7) [19], при

$$v^* = a^* v_x = 1,63 \cdot 3,25 = 5,3 \text{ м/с.}$$

Применяя рассчитанные величины v_x , v^* , определяем критерий Рейнольдса

$$Re^* = \frac{Dv_x}{\nu} = \frac{0,92 \cdot 5,3}{0,0512 \cdot 10^{-4}} = 3,1 \cdot 10^6.$$

По найденному Re^* по рисунку 6.4 [19] определяем, что $C_v^* = 0,7$.
 Рассчитанные для других горизонтов воды (\bar{Z}) значения C_v и C_v^* представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Рассчитанные значения параметров течений и волн, а также их силовых нагрузок

Горизонты воды	\bar{Z}					
	1,0	0,80	0,60	0,40	0,20	0,0
v_x	7,80	3,250	2,30	1,80	1,30	1,090
u_x	-	0,90	0,60	0,350	0,20	0,0
a^*	-	0,630	1,60	1,460	1,330	1,0
v^*	-	5,240	3,680	2,630	1,730	1,10
C_v^*	0,7	0,750	0,750	0,750	0,750	0,80

C_v	0,7	0,70	0,70	0,70	0,750	0,80
P_{xv}	19,5	3,60	2,80	1,0	0,070	0,040
P_{xi}	6,0	3,170	1,720	0,940	0,40	0,270
P_{xv}^*	19,50	5,870	4,480	1,460	0,090	0,040
$P_x = P_{xv} + P_{xi}$	25,50	6,810	4,520	1,940	0,470	0,30
$P_x^* = P_{xv}^* + P_{xi}^*$	25,5	9,040	6,20	2,40	0,50	0,310

Данные из таблицы 3.5 свидетельствуют о том, что обтекание цилиндрического тела происходит в закризисной зоне.

По таблице рассчитываем P_x для $\bar{Z} = 0,8$

$$P_x = 0,5 \cdot 0,1 - 1,63 \cdot 0,7 \cdot 10 \cdot 0,92 \cdot 10,8 + 0,25 + 0,24 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 3,14 \cdot 0,82 = 5,94 + 3,17 = 9,1 \text{ кН/м.}$$

На основании данных таблицы построены эпюры линейной нагрузки от волн (рисунок 3.5, кривая 2) и волн с учетом влияния от течений (кривая 3). Здесь характеристики распределения скорости течений по глубине принимали по закону треугольника (кривая 5), а значения скорости течений $u_x = 1$, при горизонте $\bar{Z} = 0,8$, которая соответствует горизонту спокойного уровня моря, а $u_x = 0$ в горизонте воды $\bar{Z} = 0$.

Затухание скорости течений распространили до уровня дна моря (кривая 4). Общая нагрузка по трем эпюрам (см. рисунок 3.5, кривые 2, 3, 4) соответственно составляет $\Sigma P_x = 163 \text{ кН}$, $\Sigma P_x^* = 186,8 \text{ кН}$; $\Sigma P_x^* = 208 \text{ кН}$.

Удельный вес нагрузки от течений по эпюре, ограниченной кривой 3 (см. рисунок 3.), по сравнению с кривой 2 составляет около 15%, кривой 4 на 30%. На основании изложенного, общая сила ΣP_x в значительной степени зависит от скорости течений и закономерности ее распределения с глубиной воды. Из общих значений равнодействующей силы ΣP_x значительная часть

ее приходится на долю течений, чем нельзя пренебрегать (эффектом от течений при расчете глубоководных сооружений).

Расчетный уровень напряжений соответственно нормальных и касательных в элементах конструкции от постоянных, временных и длительных нагрузок составил: $\sigma = 50 - 65$ МПа , $\tau = 30$ МПа , а от временных внешних нагрузок: $\sigma = 40 - 60$ МПа , $\tau = 25$ МПа . Суммарный максимальный уровень напряжений в элементах конструкции опорного блока не превышает следующих значений: $\sigma = 13000$ т/м² , $\tau = 5500$ т/м² . Максимальные горизонтальные перемещения конструкции опорного блока на уровне палубы $x = 0,067$ м, что меньше $1/200$ высоты платформы $h = 0,09$ м. Расчетный период собственных колебаний конструкции с учетом присоединенной массы воды $T_c = 0,41$ с .

Полученное распределение усилий в свайном поле позволило рассчитать отдельно стоящую сваю на совместное действие усилий в упругой линейно-деформированной среде в соответствии со СНиП 2.02.-03-85 "Свайные фундаменты".

Максимальные нормальные и касательные напряжения в сваях не превышают $\sigma = 25$ МПа , $\tau = 100$ МПа . Устойчивость основания свайного поля обеспечена, максимальные горизонтальные перемещения свай не превышают $x = 0,04$ м .

В результате расчетного анализа несущей способности свайного поля на вертикальную суммарную нагрузку, проведенного в соответствии со СНиП 2.02.03-85 и рекомендациями ВСН 51.3-85 "Проектирование морских стационарных платформ", диапазон глубины забивки свай установлен в пределах 51-60 м. Максимальное вертикальное усилие в свайном поле на голову свай не превышает 16 МН.

3.4 Выводы

Сравнительная характеристика существующей и модернизированной пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы

Таблица 3.6 – Характеристика существующей пространственной конструкции опорной части морской нефтегазовой платформы

Показатель	Существующая		Модернизированная	
	На одну опору	На четыре опоры	На одну опору	На четыре опоры
Нагрузка кН:				
от верхнего строения	$122,75 \cdot 10^3$	$491 \cdot 10^3$	$122,75 \cdot 10^3$	$491 \cdot 10^3$
ледовая	$10,7 \cdot 10^3$	-	$10,7 \cdot 10^3$	-
Равнодействующей волновой нагрузки	210,0	-	173,5	-
Суммарная линейная волновая нагрузка	205,0	-	163	-
Максимальная волновая нагрузка	350,0	-	254,0	-
Удельная нагрузка от совместного действия от волн и течения, кН/м	34	-	9,1	-
Диаметр опоры, м:				
внутренний	11,0	-	9,0 (эквивалентный)	-
внешний	11,50		9,5 (эквивалентный)	-
Количество скважин, шт.	15,0	30,0	5	20
Толщина стенки, м	0,250	-	0,25	-
Глубина установки, м	84,0	84,0	84,0	84,0
Высота опоры, м	98,0	98,0	98,0	98,0
Площадь основания, м ²	8,830	35,320	7,5	25,4
Масса основания, тыс. т	2102,770	8411,080	525,693	2102,77

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Крыно Евгению Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>- Оклад руководителя проекта –23264руб. в месяц. - Оклад студента – 14584 руб. в месяц; - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник). Электроэнергия -3,42 руб. за 1 кВт.ч Информационный – интернет -650руб/месяц Материально-технический – оборудование отделения ОНД</p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам. 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1% Страховые взносы и выплаты, производимые в пользу физических лиц за счет средств гранта (пункт 1 статьи 420 Налогового кодекса Российской Федерации) Ставка НДС 20%</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>- Методы коммерциализации результатов инженерных решений; - SWOT-анализ</p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>- Определение трудоемкости выполнения работ; - Расчет материальных затрат НИИ; - Основная и дополнительная зарплата исполнителей темы;</p>

	<ul style="list-style-type: none"> - Отчисления во внебюджетные фонды; - Накладные расходы; - Проведение анализа безубыточности проекта
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Расчет интегрального показателя финансовой эффективности.

Перечень графического материала :

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП ТПУ	Трубникова Н.В.	д.и.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4Е41	Крыно Евгений Викторович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является анализ перспективности проведения научно-исследовательской работы и технико-экономическое обоснование проведения модернизации несущей конструкции нефтегазовой платформы, а также качественное и количественное доказательство целесообразности ее осуществления, определение организационных и экономических условий её эффективного функционирования.

В ВКР рассматривается вариант модернизации пространственной конструкции опорного блока, которая повысит надежность несущей конструкции. В частности модернизация коснется пространственной конструкции опорного блока с цилиндрической оболочкой.

Модернизация позволит использовать цилиндрическую оболочку конструкции на больших глубинах, в следствие чего можно избежать использования более материалоемких конструкций .

В ходе анализа были найдены пути оптимизации геометрических схем опорных блоков морских стационарных платформ.

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями модернизированного опорного блока являются компании, занимающиеся разработкой шельфовых месторождений. В таблице 1 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности. Анализ рынка выполнялся на основе компаний АО «ГМС Нефтемаш» (фирма А), ООО «ТСК» (фирма Б), АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» (фирма В).

Таблица 6 - Карта сегментирования рынка

		Обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Размер компании	Мелкие		Б	Б	
	Средние		А	В	А
	Крупные	В		В	В



На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: обследование для мелких и средних компаний, внедрение для мелких компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 7. В качестве конкурентов для проектируемой ПРК НГП (разработка) рассматриваются: проект сторонней компании (конкурент 1) и существующий ОБ(конкурент 2).

В качестве проекта сторонней компании рассматривается разработка “Шеврон” (конкурент 1). “Шеврон” - энергетическая компания США. Компания ведёт добычу нефти и газа в различных регионах мира. Ей принадлежит пять НПЗ в США и три — за границей (Таиланд, ЮАР, Канада), а также non-operating доли в пяти зарубежных НПЗ (в Южной Корее, Сингапуре, Австралии, Пакистане и Новой Зеландии). Компания также является оператором завода по производству синтетического жидкого топлива (СЖТ) в Нигерии «Escravos GTL». «Шеврон» является совладельцем (50 %) одной из ведущих американских нефтехимических компаний «ChevronPhillipsChemicalCompany». Группе принадлежит обширная сеть АЗС по всему миру под торговыми марками «Chevron», «Техасо» и «Caltex».

Существующая компания “Бритиш Петролеум”. (конкурент 2). “Бритиш Петролеум” транснациональная нефтегазовая компания. Компания ведёт добычу нефти и газа во многих уголках земли, как на суше, так и на шельфе. Доказанные запасы «Би-Пи» на 2009 год составляли 1,4 млрд т жидких углеводородов, 1,26 трлн м³ природного газа. «Би-Пи» владеет нефтеперерабатывающими и нефтехимическими мощностями, сетью АЗС, выпускает масла под маркой Castrol. Кроме того, компания владеет 47%-ной долей в газопроводе на Аляске

Таблица 7 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критериюценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто- способность		
		проект	Конкурент 1	Конкурент 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
3. Помехоустойчивый	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
4. Энергосберегающий	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
5. Надежный	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
6. Безопасный	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
7. Простота эксплуатации	0,06	4	4	5	0,24	0,24	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	4	3	0,28	0,28	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	1	4	4	0,06	0,24	0,24
3. Цена	0,1	4	1	3	0,4	0,1	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6
Итого	1	45	42	41	4,28	3,8	3,64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i(19)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации КНС: рост производительности труда (за счет

ликвидации целодневных простоев при замене масла), повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

4.3. SWOT –анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта; Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта;

Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке;

Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Матрица SWOT приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1: Устойчивость; С2: Сопротивление волнам; С3: малая металлоемкость; С4: Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1: плохое сопротивление айсбергам; Сл2: Внутренние производственные проблемы;</p>
<p>Возможности: В1: Сотрудничеств изготовителями платформ; В2: Повышение сто-</p>	<p>В1С1С2С3 – данный опорный блок, имеющий сильные стороны как устойчивость и уменьшенная металлоемкость, можно успешно продвигать на рын-</p>	<p>В1Сл1 – проблему сопротивления можно решить путем исключения арктических районов.</p>

имости конкурентных разработок.	ке, внедряя его в компании различных размеров. B2C1 – демонстрация возможностей на выставках.	
Угрозы: У1: Отсутствие спроса; У2: Снижение бюджета на разработку.	У1У2С1С3 – опорный блок проста в эксплуатации и имеет малую металлоемкость, Эти показатели являются одними из важнейших, следовательно, ОБ будут так же востребованы, как и сейчас.	У1Сл1 – Необходимо рассмотреть возможность усиления конструкции для устойчивости при столкновении с айсбергами, а также акцентировать внимание возможного потребителя на сильных сторонах проекта.

4.4. Технология QuaD

Технология QuaD (QQualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Оценка по технологии QuaD приведена в таблице 9.

Таблица 9 - Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
Мощность	0,2	70	100	0,7	0,14
Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
Простота эксплуатации	0,06	90	100	0,9	0,054
Безопасность	0,1	80	100	0,8	0,08
Ремонтопригодность	0,12	80	100	0,8	0,096

Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,07	70	100	0,7	0,049
Цена	0,1	60	100	0,6	0,06
Срокэксплуатации	0,2	80	100	0,8	0,16
Итого:					0,759

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i,$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 80 до 100, то такая разработка считается перспективной. Если от 60 до 79 – то перспективность выше среднего. Если от 40 до 69 – то перспективность средняя. Если от 20 до 39 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

4.5. Планирование научно-исследовательских работ

4.5.1. Структура работ в рамках научноисследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Исполнители
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель Студент
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Студент
	4	Выбор направления	Студент
Разработка и проектирование модернизации	5	Описание процесса	Студент
	6	Разработка схемы модернизации	Студент
Обобщение и оценка результатов	7	Анализ результатов	Руководитель Студент
	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель Студент
Оформление отчета по НИР (комплекта документации)	9	Оформление отчета	Студент

4.5.2. Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д} \quad (20)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{\text{КД}} = T_{\text{РД}} * T_{\text{К}} \quad (21)$$

где $T_{\text{РД}}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях,

$T_{\text{КД}}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях,

$T_{\text{К}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{К}} = \frac{T_{\text{КАЛ}}}{T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ВД}} - T_{\text{ПД}}} \quad (22)$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$),

$T_{\text{ВД}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВД}} = 104$),

$T_{\text{ПД}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПД}} = 14$).

$$T_{\text{К}} = \frac{365}{365 - 118}$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{\text{ож}}$ применяется две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$T_{\text{К}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,478$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.,

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{\text{р}}$ учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{\text{р}i} = \frac{T_{\text{ож}i}}{ч_i} \quad (23)$$

где T_p – продолжительность одной работы, раб. Дн.;

T_i – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_k = T_p \cdot T \quad (24)$$

где T_k – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_p – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

T – коэффициент календарности.

Расчет трудозатрат на выполнение проекта приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi}	T_{ki}
	t_{mini}		t_{maxi}		$t_{ожи}$				
	С	Р	С	Р	С	Р		С+Р	С+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

Календарный график проведенной ВКР представлен в таблице 12.

На основании таблицы 10 построим диаграмму Ганта (таблица 12), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме

представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

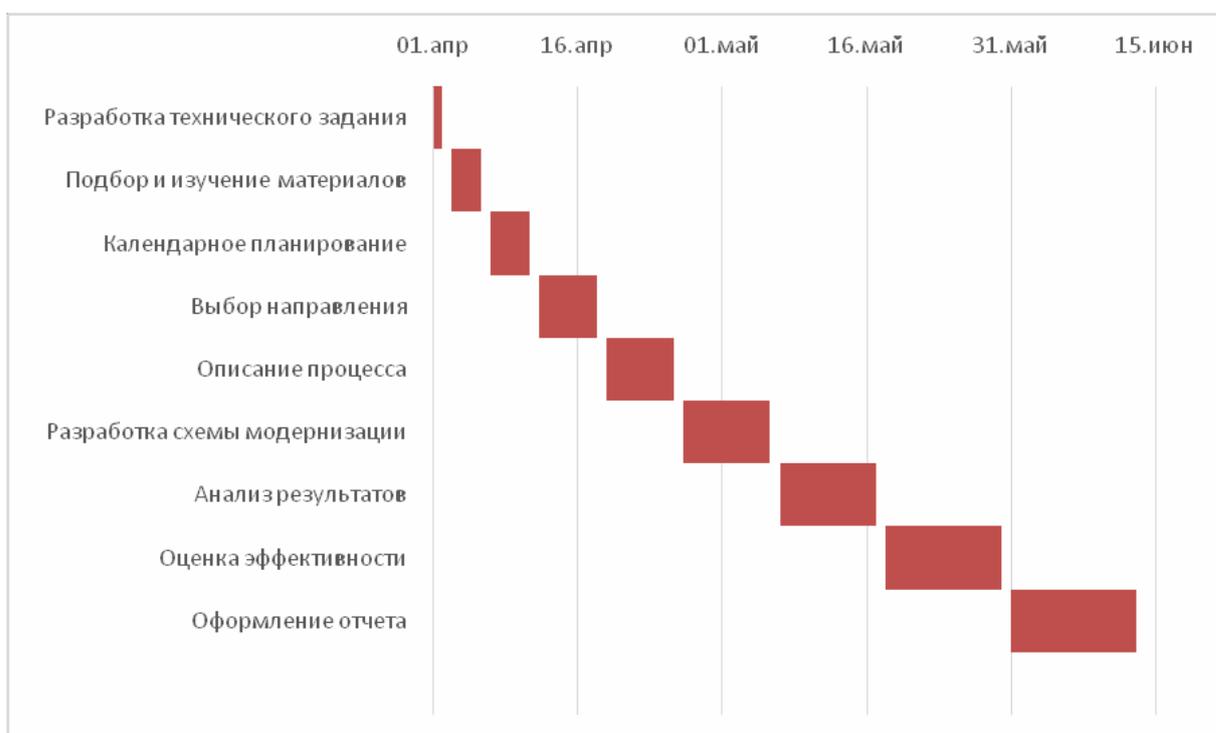


Таблица 12 – Календарный план-график

4.6. Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.6.1. Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i + N_{расхi} \quad (25)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.),

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.),

k – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Материальные затраты рассчитаны в таблице 13.

Таблица 13 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (Z _м), руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Опорный блок	шт	1	1	1	654000	720000	840000	654000	720000	840000
Компьютер	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
Итого								686000	720000	840000

4.6.2. Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{осн зп} = \sum t_i * C_{зпi} \quad (26)$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях,

C_i - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{зпi} = \frac{D+D*K}{F} \quad (27)$$

где D – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы),

K - районный коэффициент (для Томска – 30%),

F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в таблице 14.

Таблица 14 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнитель по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модели дернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4

4	Обобщение и оценкарезультатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительнойзаписки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (28)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

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

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} * Z_{\text{дн}} \quad (29)$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{45364,8 * 10,4}{185} = 2550,23$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневнаянеделя;

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

Таблица 10 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: выходные праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

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

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда = 600 руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 11 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 12 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	24744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого: 72								76451,35

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:							73	74912,62

4.6.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле: $Z_{доп} = доп \cdot Z_{осн}$ (30)

где доп – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительно заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
ИТОГО					10332,02	11467,70	11236,89

4.6.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Звнеб = внеб \cdot (Зосн + Здоп) \quad (31)$$

где внеб – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0.22 (22%), ФСС

РФ – 0.029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно, внеб = 0,3.

Таблица 15 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02

Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
Итого							23763,65	26375,72	25844,85

4.6.5. Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot \text{нр} \quad (32)$$

где нр – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,05).

$$Z_{\text{накл}} (1) = (686000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 0,05 = 39450 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (2) = (720000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 0,05 = 41715 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (3) = (840000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 0,05 = 47600 \text{ руб.}$$

4.6.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 16.

Таблица 16 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	686000	720000	840000
Основная заработная плата	68880	76451	74912

Дополнительная заработная плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	39450	41715	47600
Итого:	828426	876010	999594

Бюджет затрат НТИ по первому варианту составил 828426 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

4.7. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (33)$$

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

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{828426}{999594} = 0,829$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{876010}{999594} = 0,876$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (34)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 17 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Мощность	0,2	5	4	4
Энергоэффективность	0,2	4	5	3
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4

Безопасность	0,2	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	4	4
Материалоёмкость	0,2	5	4	3
Итого:	1			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 * 5 + 0,2 * 4 + 0,1 * 5 + 0,2 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 5 = 4,7$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 * 4 + 0,2 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 = 3,9$$

$$I_p - \text{исп3} = 0,2 * 4 + 0,2 * 3 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 + 0,1 * 4 + 0,2 * 3 = 3,6$$

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

$$I_{u1} = \frac{I_{-u1}}{I_{\phi u1}}; I_{u2} = \frac{I_{-u2}}{I_{\phi u2}}; I_{u3} = \frac{I_{-u3}}{I_{\phi u3}};$$

$$I_{u1} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{u2} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{u3} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп}_{\text{min}}}} \quad (35)$$

$$\mathcal{E}_1 = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\mathcal{E}_2 = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\text{Эз} = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Таблица 18 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп.2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	0,876	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,9	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,67	4,45	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,575	1,236	1,0

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, проект модернизации опорного блока можно считать эффективным и конкурентоспособным.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен

SWOT-анализ. Реализация проекта модернизации опорного блока позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты конструкции, и как следствие, снижения затрат на её обслуживание.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Крыно Евгению Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Конструкция опорного блока морской нефтегазовой платформы. Рабочей зоной является нефтегазовая платформа. Область применения: построение морских буровых платформ
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда и трудового кодекса РФ); -Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. – Трудовой кодекс РФ: – ст. 92 ТК РФ, – ст. 117 ТК РФ, – ст. 147 ТК РФ. – Правила безопасности в газовом хозяйстве; – ПБ 12-529-83
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работающего	К вредным факторам относятся: – Повышенный уровень шума на рабочем месте: – ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования – ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования. – Повышенный уровень вибрации: – СН 2.2.4/2.1.8.566 Вибрационная безопасность. Общие требования. К опасным факторам относятся: – Повышенная температура в аппаратах и трубопроводах: – ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные. – Электробезопасность: – ГОСТ ИЕС 61140-2012 Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.

3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – Защита селитебной зоны (населения): <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений – Защита санитарной зоны: <ul style="list-style-type: none"> – ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> – Пожар: <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – Разлив: <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Крыно Евгений Викторович		

5. Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа глубоководном шельфе МНГС. Разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Требования безопасности к персоналу

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала МНГС к самостоятельной работе должны соответствовать Положению о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России (РД 04-265-99), утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 11.01.99 N 2 и зарегистрированного Минюстом России от 12.02.99 N 1706.

Запрещается прием на работу на объекты, находящиеся в море, лиц моложе 18 лет. Лица, связанные с нахождением на объектах в море, должны быть обучены следующим правилам безопасности на море: плаванию; приемам оказания помощи на воде; правилам пользования коллективными и индивидуальными спасательными средствами; практическим действиям по сигналам тревоги; методам и приемам оказания первой доврачебной помощи на море.

Необученный персонал может посетить платформу при условии, что с ними проведен инструктаж, включая определение их обязанностей в аварийных ситуациях, и в сопровождении специалиста, выделенного руководителем платформы.

Специалисты и рабочие, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием МНГС, впервые направляемые на работу на МНГС, а также с МНГС одного типа на другой, должны быть дополнительно обучены особенностям работ на них и пройти инструктаж по правилам безопасности при ведении работ и стажировку под руководством ответственного лица в течение недели. После перерыва в работе на МНГС более 60 дней должны пройти внеочередной вводный инструктаж в полном объеме.

Персонал МНГС, привлекаемый к погрузочно-разгрузочным работам, должен пройти обучение по программе для стропальщиков и аттестацию квалификационной комиссии организации, эксплуатирующей МНГС, в установленном порядке с получением удостоверения.

На каждом МНГС должны быть правила внутреннего распорядка и инструкции по предотвращению и ликвидации пожаров, газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов и других аварий, а также план эвакуации с МНГС. Указанные нормативные документы должны быть изучены персоналом. Также, должны быть в наличии инструкции по безопасному ведению работ и руководства по безопасной эксплуатации оборудования в соответствии с утвержденным перечнем; расписания по тревогам, например, "Пожар", "Выброс", "Человек за бортом", "Аврал-борьба с затоплением", "Всем покинуть МНГС". Расписания по тревогам должны утверждаться начальником МНГС, должны быть вывешены на видных местах, общедоступных персоналу (экипажу), указаны сигналы соответствующих тревог и места сбора персонала (экипажа).

В составе персонала МНГС должны быть специально обученные лица для работы в дыхательных аппаратах.

Камбузные работники должны иметь санитарные книжки с отметкой о прохождении осмотра в установленные сроки.

Весь персонал МНГС должен пройти обучение и проверку знаний по электробезопасности.

5.1.2. Требования безопасности при эвакуации персонала

Морское стационарное сооружение должно быть оборудовано временным убежищем как местом сбора персонала в период чрезвычайной ситуации на платформе. Временное убежище должно быть построено или расположено таким образом, чтобы персонал находился в безопасности до окончания эвакуации с сооружения. Во временном убежище должны быть установлены необходимые средства связи и жизнеобеспечения.

Рабочие площадки и помещения на МНГС должны иметь не менее двух эвакуационных выходов (основной и запасный). В производственных помещениях МНГС должны быть предусмотрены выходы с противоположных сторон с открывающимися наружу дверями и не имеющими запоров. Они не должны располагаться в сторону установок, из которых возможно выделение токсичных или взрывоопасных газов.

Пути эвакуации должны быть указаны стрелками, наносимыми светящейся краской.

Трапы, ведущие к шлюпочной (посадочной) площадке, должны выполняться с условием обеспечения посадки персонала в коллективные спасательные средства с обеих сторон площадки. Проходы, ведущие к каждой посадочной (шлюпочной) площадке, должны отвечать требованиям Российского Морского Регистра Судоходства и быть шириной не менее 1,4 м. В исходных данных проекта необходимо указывать время всеобщей эвакуации.

Персонал МНГС должен быть расписан по коллективным спасательным средствам. При одновременной работе на объекте двух или более предприятий персонал должен быть расписан по спасательным средствам единым расписанием. Каждый работник МНГС должен знать свое место и обязанности по сигналу оставления МНГС на коллективных спасательных средствах.

Эвакуационные пути общей (аварийной) эвакуации, места размещения коллективных спасательных средств, включая устройства для спуска на воду, а также поверхность моря в месте спуска должны быть обеспечены основным и аварийным освещением в темное время суток. Аварийное освещение должно иметь освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения (рабочей площадки). Эвакуация персонала с МНГС при помощи коллективных спасательных средств должна осуществляться по специальной команде (сигналу). Сигнал должен дублироваться голосом по громкоговорящей связи. Команду об эвакуации персонала должен подавать начальник МНГС (капитан) или лицо, его заменяющее, назначенное приказом. Он же ставит в известность дежурные суда и вертолеты, а при необходимости подает международный сигнал бедствия.

За каждой спасательной шлюпкой приказом начальника МНГС должны быть закреплены командир шлюпки и его заместитель. Начальник МНГС или другое ответственное лицо, назначенное приказом, радист и спасательные группы эвакуируются последними, убедившись, что никто не остался на объекте.

5.2. Производственная безопасность

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по осушке природного газа методом низкотемпературной сепарации

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
техническое обслуживание мультитипликатора	Повышенный уровень шума. Повышенный уровень вибрации.	Электрический ток. Пожароопасность.	СН 2.2.4/2.1.8-562-96 [1] СН 2.2.4/2.1.8.566–96 [2] СНиП 23-05-95 [3] СанПиН 2.2.4.548–96 [4] РД 34.21.122-88 [5] РД 52.04.52-85 [6]

5.2.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.

Повышенный шум от работающего оборудования платформы влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает нарушение сна, раздражение, агрессивность, утомление, способствует психическим заболеваниям.

Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%.

В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит снижение чувствительности органов слуха, которое выражается временным смещением порога слышимости, исчезающим после прекращения воздействия шума. При большой интенсивности и длительности шума происходят такие необратимые потери слуха, как тугоухость, которая характеризуется постоянной изменой порога слышимости.

Октавные уровни звукового давления в соответствии с дополнением 4 к СНиП 1.02.01-85 и на рабочих площадках не должны превышать 80 дБ.

Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

В качестве средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 у персонала должны быть противозумные наушники, закрывающие ушную

раковину снаружи, либо противозумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход и прилегающие к нему.

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата (ГОСТ 12.1.012-90).

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации, производимой оборудованием агрегатами нефтегазовой платформы, относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

5.2.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

На морских нефтегазовых платформах имеется электрооборудование. Поэтому возникает опасность воздействия электрического тока при эксплуатации и ремонте оборудования из-за ошибочных действий персонала, случайного прикосновения к токоведущим частям, в случае появления напряжения на токоведущих частях в результате нарушения изоляции проводов, при аварии и т.д., что может привести не только к поражению электрическим током, но и стать причиной пожара, взрыва. Для защиты персонала от поражения электрическим током применяется защитное заземление, защитное зануление, защитное отключение (ГОСТ 12.1.030-81). Чтобы исключить поражение электрическим током при проведении работ требуется выполнить ряд подготовительных мероприятий по обеспечению безопасности (ГОСТ ИЕС 61140-2012):

- произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратуры;

- установить ограждения, вывесить запрещающие плакаты; - проверить заземление на токоведущих частях. Воздействие статического электричества тоже может быть опасно для человека, так как во время действия разряда возможны рефлекторные движения, испуг, по причине которых человек может упасть с высоты, попасть в опасную зону насосного силового агрегата или другого оборудования.

Способы защиты от статического электричества:

-предотвращение накопления заряда на токопроводящих частях оборудования, осуществляется устройством заземлений;

-снижение интенсивности накопления заряда. Осуществляется путём уменьшения скорости движения нефти по трубопроводам, налива ёмкости без разбрызгивания.

Размещение оборудования, расположение рабочих мест, ширина проездов и проходов предусмотрены в соответствии с нормами технологического проектирования (ГОСТ Р 21.1101) и обеспечивают свободный доступ к оборудованию, безопасное ведение работ. Также в качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, закрывающие непосредственно рабочие части агрегата по ГОСТ Р МЭК 61140-2000.

Причиной пожара может стать утечка газа при добыче. Первыми признаками отравления газами являются недомогание, головокружение, повышенная температура тела.

В качестве меры профилактики должны использоваться системы контроля загазованности, проведение проверки оборудования.

На нефтегазовой платформе должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Обязательно наличие огнетушителей.

5.3. Экологическая безопасность.

5.3.1. Защита селитебной зоны

Морские нефтегазовые платформы строятся на большом расстоянии от суши, поэтому санитарно-защитная зона не регламентируется.

5.3.2. Воздействие на гидросферу

Негативные экологические последствия связаны, главным образом, с бурением и аварийными разливами нефти (ГОСТ Р 54483-2011(ИСО 19900:2002)).

При проведении буровых работ через скважину проходят грязевые буровые растворы, смазывающие и охлаждающие бур и трубы, удаляющие шламы и поддерживающие необходимое давление и целостность буровой скважины. Выбуриваемые остатки под давлением выбрасываются на высоту 1 м и более, откуда и происходит их разнос течениями.

В условиях бурения и нормальной эксплуатации нефтяных скважин наиболее опасными для экологии являются содержащиеся в попутных водах углеводороды. При незначительных ежедневных объемах поступления с одной скважины их суммарное количество за длительный период более чем ощутимо.

Существенный вклад в загрязнение морской акватории вносят аварии на нефтедобывающих морских установках. Их доля составляет 7.5% от всего нефтяного загрязнения, а потери соответствуют 1% от добываемой нефти.

5.3.3. Решения по обеспечению экологической безопасности

При выполнении работ следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для каждого предприятия с учетом специфики производства.

Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-15.

Для обеспечения экологической безопасности необходима единая, последовательная техническая и экологическая политика, проводимая добывающей компанией, а также консолидация усилий предприятий отрасли и государства.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями (согласно ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования). Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач: исключать возникновение пожара; обеспечивать пожарную безопасность людей; обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей; обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Объекты, пожары на которых могут привести к массовому поражению людей, находящихся на этих объектах, и окружающей территории опасными и вредными производственными факторами (по ГОСТ 12.0.003), а также опасными факторами пожара и их вторичными проявлениями, должны иметь системы пожарной безопасности, обеспечивающие минимально возможную вероятность возникновения пожара. Конкретные значения минимально возможной вероятности возникновения пожара определяются проектировщиками и технологами при паспортизации этих объектов в установленном порядке. Перечень этих объектов разрабатывается соответствующими министерствами (ведомствами и т.п.) в установленном порядке.

Методики, содержащиеся в стандартах и других нормативно-технических документах и предназначенные для определения показателей пожарной опасности строительных конструкций, их облицовок и отделок,

веществ, материалов и изделий (в т.ч. незавершенного производства), должны адекватно отражать реальные условия пожара.

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;
- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;
- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

Заключение

При расположении глубоководных сооружений на свайных кустах, размещаемых на континентальном шельфе, для снижения усилий в несущих элементах сооружения широко применяют пространственные каркасы между сваями.

В данной работе была представлена модернизация опорного блока, в результате которой мы получили более надежную и менее металлоемкую конструкцию.

Проведенные расчеты показывают, что представленная конструкция опорного блока распределяет нагрузки на свайные опоры лучше, чем существующий вариант пространственной конструкции опорного блока, что позволяет применять его для постройки морских нефтегазовых сооружений на глубоководных шельфах.

Список использованных источников

1. Горшков С. Г., Фалеев, В. И. Атлас океанов. Северный Ледовитый океан. Министерство обороны СССР, 1986, 181с.
2. Прик З. М. Климатический очерк Карского моря. Труды ААНИИ. Т. 187, 1946.
3. СНиП (1986): Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (ледовые, волновые и от судов). СНиП 2.06.04-82*. Госстрой СССР, М.: 1986, 34 с.
4. СНиП (1987): Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия. СНиП 2.01.07-85. Госстрой СССР, М.: 1987. Приложение: Схемы районирования территории СССР на основе климатических характеристик, 34 с.
5. СССР (1974): Ветры и волнение в океанах и морях. Справочные данные. Государственный регистр СССР, Ленинград, Транспорт, 359 с.
6. СССР (1986): Гидрометеорологические условия шельфовой зоны морей СССР (в 13 томах). Справочник. Т. 7, Карское море. Ленинград, Гидрометеиздат, 1986, 95 с.
7. BhatS., K. Juurmaa, L. G. Tsoy, V. D. Fomenko, V. Trjaskin, A. I. Brovin, R. K. McRaeandD. Blanchet (1995): ArcticTankerStudiesforYamal. Proceedings of the 13th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC), Murmansk, 15- 18 August 1995, 8 p.
8. Bjerke P. L. and K. Torsethaugen (1989): Environmental Conditions on the Norwegian Continental Shelf. NHL Report STF60 A89052, Trondheim, 281 p.
9. Iden K. A. and H. Tonnesen (1988): Kart over lufttemperaturiomradet mellom Norge og Svalbard. The Norwegian Meteorological Institute, Report No. 24/88 Klima, Oslo, 20 p. (in Norwegian).
10. Loeng H. (1991): Features of the Physical Oceanographic Conditions in the Barents Sea. Polar Research, Vol. 10(1), pp. 5-18.
11. Loeset S., S. Vefsnmo, J. Karas and M. Kelly (1988): Environmental Conditions in the Barents Sea in Regard to Icing. Proceedings of the International

Conference on Technology for Polar Areas (Polartech), Trondheim, Vol. 2, pp. 393-407.

12. Loeset S. (1995): Science and Technology for Exploitation of Oil and Gas - an Environmental Challenge. European Networking Conference on Research in the North, Svalbard, 12-16 Sep. 1995, 23 p.

13. Loeset S., K. Shkhinek, P. Strass O. T. Gudmestad, E. B. Michalenko and T. Kama (1997): Ice Conditions in the Barents and Kara Seas. Proceedings of the 16th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Yokohama, 13-18 April 1997, Vol. IV, pp. 173-181.

14. Korppoo S., S. Kobus and P. Salonen (1988): Problems of Using Floating Production Units in Arctic Conditions. Proceedings of the International Conference on Technology for Polar Areas (Polartech), Trondheim, Vol. 2, pp. 507-521.

15. Mischenko S. M. (1996): Wave Parameters in the Kara and Pechora Seas. St. Petersburg State Technical University, 21 p.

16. Torsethaugen K. (1989): Wind and Waves in the Barents Sea. Naturdatakonferanse, Harstad, 26-28. Sept. 1989. SINTEF Report STF60 A89094, 33 p.

17. ВСН 41.88. Проектирование ледостойких стационарных платформ.

18. СП 38.13330.2018 (СНиП 2.06.04-82*) Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)

19. Ибрагимов А.М. Нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения для освоения шельфа. - М.: Недра, 1992 - 271 с.

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

21. Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа: Пер. с англ. - JL: Судостроение, 1986.- 288 с.: ил.

22. ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

23. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

24. Инженерные конструкции. / Учебник для вузов под ред. В.В. Ермолова - М.: Высшая школа, 1991.- 408с.: ил.

25. Инструкция по проектированию и строительству морских подводных трубопроводов по конструктивной схеме "труба в трубе" с цементированием межтрубного пространства. - М.: МИНХ и ГП им. Губкина, 1983. - 43с

26. Инженерные конструкции. / Учебник для вузов под ред. В.В. Ермолова - М.: Высшая школа, 1991.- 408с.: ил.

27. Дитрих Я. Проектирование и конструирование. Системный подход. - М.: Мир, 1981.-456с.

28. Гудфеллоу Р., Шассеро Ж.-П. Освоение малых морских месторождений.- М.: Недра, 1990. - 256с.: ил.

29. ВСН 51-9-85. Проектирование морских подводных нефтегазопроводов. - М.: Мингазпром, 1987. - 42с.

30. Балаян Г.Г., Жарикова Г.Г., Комков Н.И. Информационно - логические модели научных исследований. - М.: Наука, 1978.- 344с.: ил.

31. Безкоровайный В.П. Технология проектирования и управления объектов транспорта нефти и газа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, 1992.

32. Байков В.Н., Сигалов Э.Е. Железобетонные конструкции. Общий курс. 5-е издание, переработанное и дополненное. - М.:Стройиздат, 1991.-767с.: ил.

33. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве.- М.: Недра, 1976. - 224 е.: ил.