

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Модернизация несущей конструкции нефтегазовой платформы на шельфе глубиной 700 метров

УДК: 624.073.8-048.35:622.276.04

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Москалев Артем Викторович		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т.Р.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Профессиональные компетенции</b>		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач.	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК -6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9;
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями

		международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать нефтегазопромысловое оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6; ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
<b>Универсальные компетенции</b>		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международными стандартами EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12),

	инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 15.03.02 “Технологические машины и оборудование нефтяных и  
 газовых промыслов”  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ К.К. Манабаев  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Москалев Артем Викторович

Тема работы:

Модернизация несущей конструкции нефтегазовой платформы на шельфе глубиной 700 м.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№415/С от 28.01.2018г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</b>	Рахимов Т.Р.
<b>Социальная ответственность</b>	Король И.С.

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Беляев Д.В.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-4Е31	Москалев Артем Викторович		

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

---

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2018	Сдача обзора литературы	20
2.04.2018	Сдача объектов и методов исследования	30
13.04.2018	Сдача расчетно-конструкторской части	50

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
“Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов”	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с., 35 рис., 18 табл., 46 источников, 5 прил.

Ключевые слова: нефтегазовая платформа, шельф, стержни, опорный блок, решетчатая конструкция, трубобетонная колонна.

Объектом исследования является конструкция опорного блока морской нефтегазодобывающей платформы.

Цель работы - модернизация несущей конструкции нефтегазовой платформы на шельфе глубиной 700м.

В процессе исследования проводился обзор технической литературы, связанной с обустройством шельфовых месторождений и опорами сооружений континентального шельфа, а также статей, связанных с железобетонными конструкциями.

В результате исследования выявлена возможность модернизации геометрических схем опорных блоков морских стационарных платформ.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: бетонное ядро трубобетонной конструкции находится в условиях объемного сжатия, а стальная оболочка работает в условиях напряженного состояния “растяжение-сжатие”.

Степень внедрения: на стадии разработки.

Область применения: опорный блок с пространственной решетчатой конструкцией может применяться в качестве несущей конструкции морской нефтегазовой платформы при глубинах до 700 м.

Экономическая эффективность работы: проведенный экономический анализ показал преимущество данного решения над другими в связи с меньшей металлоемкостью.

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



### **Сокращения и определения**

МНГС – морские нефтегазовые сооружения

МСП – морские стационарные платформы

СТБ – сталетрубобетонные элементы

ПК ЛИРА - многофункциональный программный комплекс для проектирования и расчета строительных и машиностроительных конструкций различного назначения.

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 .....	12
1. Обзор методов основания шельфов глубиной 700м.....	14
1.1. Перспективы освоения континентального шельфа .....	14
1.2. Условия и проблемы глубоководного освоения континентального шельфа.....	15
1.3. Условия добычи нефти и газа на глубине 700 м.....	17
1.4. Анализ конструкций и сооружений используемых для добычи газа и нефти на шельфе глубиной 700м.....	18
2. Анализ работы стержней несущей конструкции нефтегазовой платформы для и пути их модернизации .....	31
2.1. Пути оптимизации геометрических схем опорных блоков морских стационарных платформ.....	31
2.2. Исследования устойчивости трубобетонных колонн блока опорной конструкции в условиях шельфа глубиной 700м.....	34
3. Обоснование использования решётчатых опорных блоков МСП и трубобетонных конических моноподов с трёхслойным поперечным сечением для несущих конструкций нефтегазовой платформы.....	41
3.1. Определение механических характеристик материалов обоймы и сердечника трубобетонных опорных колонн МСП 102.....	43
3.2. Экспериментальное исследование сжато-изогнутых трубобетонных колонн.....	54
3.3. Сравнение теоретических и экспериментальных результатов.....	63
3.4. Экспериментальное исследование поведения трубобетонной решетчатой панели опорного блока МПС в условиях шельфа на глубине 700 м.....	70
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	75
4.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	75

4.2. Анализ конкурентных технических решений.....	76
4.3. SWOT – анализ.....	78
4.4. Технология QuaD.....	79
4.5. Планирование научно-исследовательских работ.....	81
4.6. Бюджет научно-технического исследования.....	84
4.7. Определение ресурсоэффективности проекта.....	91
5. Социальная ответственность.....	94
5.1. Производственная безопасность.....	96
5.2. Экологическая безопасность.....	98
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	100
Заключение .....	104
Список использованных источников .....	105
Приложения.....	109

## **Введение**

Освоение месторождений континентального шельфа сопряжено с огромными затратами на преодоление суровых условий. К таким условиям относятся отрицательные температуры воздуха, сильные ветра и штормы, образование льда и его воздействие на сооружения шельфа, бороздящие морские просторы айсберги, которые могут нанести существенный вред конструкциям нефтегазодобывающих платформ.

Так же конструкции нефтегазодобывающих платформ имеют огромное разнообразие исполнения своих форм, что в свою очередь не ограничивает проектировщиков и строителей в процессе создания конструкций платформ и в тоже время создает трудности в процессе выбора и подбора эффективных решений для тех или иных природных условий эксплуатации платформ на арктическом шельфе. Существующие классификации нефтегазодобывающих платформ отвечают, в основном, на вопрос на какой глубине будет эксплуатироваться платформа и какой, приблизительный облик она будет иметь, а так же приблизительный показатель материалоемкости. В данной работе была предпринята попытка создать методику выбора опорного блока нефтегазодобывающей платформы, дабы облегчить в будущем работу проектировщиков на стадии выбора очертания или формы опорного блока нефтегазодобывающей платформы для тех или иных условий.

Освоение любого нефтегазового месторождения шельфа на глубине 700м связано с огромными капитальными вложениями и это накладывает повышенные требования к качеству проектирования и оценке технико-экономических показателей разработки месторождения.

Освоение месторождений шельфа на глубине 700м, имеет многовариантный характер. Применяемые технические средства освоения для каждого района уникальны. Планы отечественных нефтегазовых компаний и правительства Российской Федерации по освоению новых регионов, включая районы арктических и субарктических морей, уникальных по своим характеристикам и не имеющих аналогов в мире, диктуют необходимость

поиска новых подходов и новых инновационных решений, включая новые технологии для разработки нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей. Процессы моделирования месторождений нефти и газа и разработки проектных документов, оценки технико-экономических показателей освоения месторождения – это сложные многоаспектные, итерационные процессы, в которых используются различные программные комплексы и их модули, а также ряд вспомогательных программных систем и технологий (геоинформационных, САД – систем, графических и текстовых редакторов и т.д.). Поэтому важно, чтобы была общая концепция эффективного использования существующих информационных технологий и современных достижений науки и техники для решения такой сложной и многогранной задачи, имеющей огромное народнохозяйственное значение.

Целью работы является – выбор и модернизация несущей конструкции нефтегазовой платформы на шельфе глубиной 700м.

Задачи исследования:

- Изучение опыта освоения и разработки месторождений нефти и газа в условиях шельфа на глубине 700м.
- Сбор и обобщение данных о естественных условиях района строительства
- Выявление перспективных вариантов облика опорного блока морской нефтегазодобывающей платформы для рассматриваемых условий
- Назначение габаритных размеров различных вариантов опорного блока
- Создание методики оценки и выбора конструкции основания морской нефтегазодобывающей платформы для условий глубоководного шельфа.
- Выбор перспективной конструкции основания морской нефтегазодобывающей платформы для условий глубоководного шельфа на глубине 700м.

## **1. Обзор методов освоения шельфов глубиной 700м**

### **1.1. Перспективы освоения континентального шельфа**

В наше время сложилось два основных подхода в практике и теории освоения шельфа - западно - европейский и американский. Американский подход имеет глубокие корни и традиции. Он сложился в первой половине нашего столетия, развивался стабильно, в благоприятных экономических и щадящих нормативных и правовых условиях. В результате этого – огромные прибыли американских нефтяных компаний, экологические потери и консерватизм технических решений.

Западно-европейский подход является более поучительным. Он впитал в себя опыт "Мексиканского залива" и внес свое видение в освоения шельфа. В результате высочайший уровень стандартов экологии и безопасности, передовые технические решения, современный уровень управления. Перспективы освоения шельфа определяются уровнем технологии и рынком. Несмотря на все меры по увеличению использования альтернативных источников энергии и сырья , на снижение потребления энергии, потребности рынка будут расти на 1,5 - 2,0 % в год.

На сегодняшний день при добыче в Северном море на каждый вложенный доллар получают 6 долларов прибыли. В перспективе на 10-15 лет прогнозируется медленное увеличение цен на нефть, которое обеспечит будущий интерес к освоению шельфа в более сложных природно - климатических условиях. Возрос интерес к глубоководным областям морей и океанов. Морские поисково-разведочные и буровые работы ограничивались сначала континентальным шельфом (до 200 м), теперь же отдельными скважинами осваиваются районы континентального склона и подножия (до 2500-3000 м). Бурение скважин проводится и в неблагоприятных геолого-гидрометеорологических условиях. Морскими поисково - разведочными работами охвачено до 80% шельфовых площадей мира [2].

Лидирующее положение в морском нефтяном бизнесе занимают такие крупные нефтяные компании как: "Шелл", "Эксон", "Бритиш Петролеум",

"Мобил", "Тексако", "Шеврон", "Элф Акитен", "Амоко", "Арко", "Оксидентал Петролеум", "Коноко", "Петрофина", "Марафон", "Филипс", "Юнокал", "Эшланд", "БиЭйчПи", "Статойл", и др. Кроме этого на шельфе находят свои интересы и прибыль сохранившиеся и вновь образуемые средние и малые компании. Основными направлениями прогресса в технологии освоения шельфа на ближайшую перспективу будут разработка новых рациональных технологий и технических решений: создание новых поколений плавучих, самоподъемных платформ, платформ с натяжными связями, способных работать в экстремальных ледовых условиях, разработка ледостойких стационарных платформ и отдельных стационарных глубоководных высокотехнологичных платформ разных типов для глубин 350-400 м. Перспективным направлением научно-технического прогресса при освоении морских нефтегазовых месторождений будет модернизация существующих сооружений, продление их срока службы, подключение малых спутниковых месторождений к уже существующим инфраструктурам с помощью подводных технических систем закачивания скважин и трубопроводов. В связи с этим приоритет будет отдаваться техническим и инженерным решениям, обеспечивающим высокие стандарты экологии.

## **1.2. Условия и проблемы глубоководного освоения континентального шельфа**

Анализ тенденций развития мировой экономики в современной ситуации, а также науки, технологии и образования в нефтегазовой области и в прикладных областях освоения мирового океана показывает, что несмотря на свою капиталоемкость и сложность освоение морских нефтегазовых месторождений, достаточно новая отрасль мировой экономики, сохраняет свою привлекательность. Это позволяет в перспективе прогнозировать увеличение доли морских углеводородов с 40% до 60% от мировой добычи нефти и газа.

Россия испытывала трудности на пороге двадцать первого столетия, связанные с изменением государственного и экономического устройства. Однако она обладает огромными природными ресурсами, которые, совместно с

промышленным, научным и образовательным потенциалом при условии трезвого разума и воли политических лидеров страны, дают основание предсказать в будущем сильный экономический подъем.

Очевидно, что прогресс экономики страны начнется с отраслей нефтегазового комплекса, и, в частности, с освоения ресурсов континентального шельфа, где доля России пока близка к нулю.

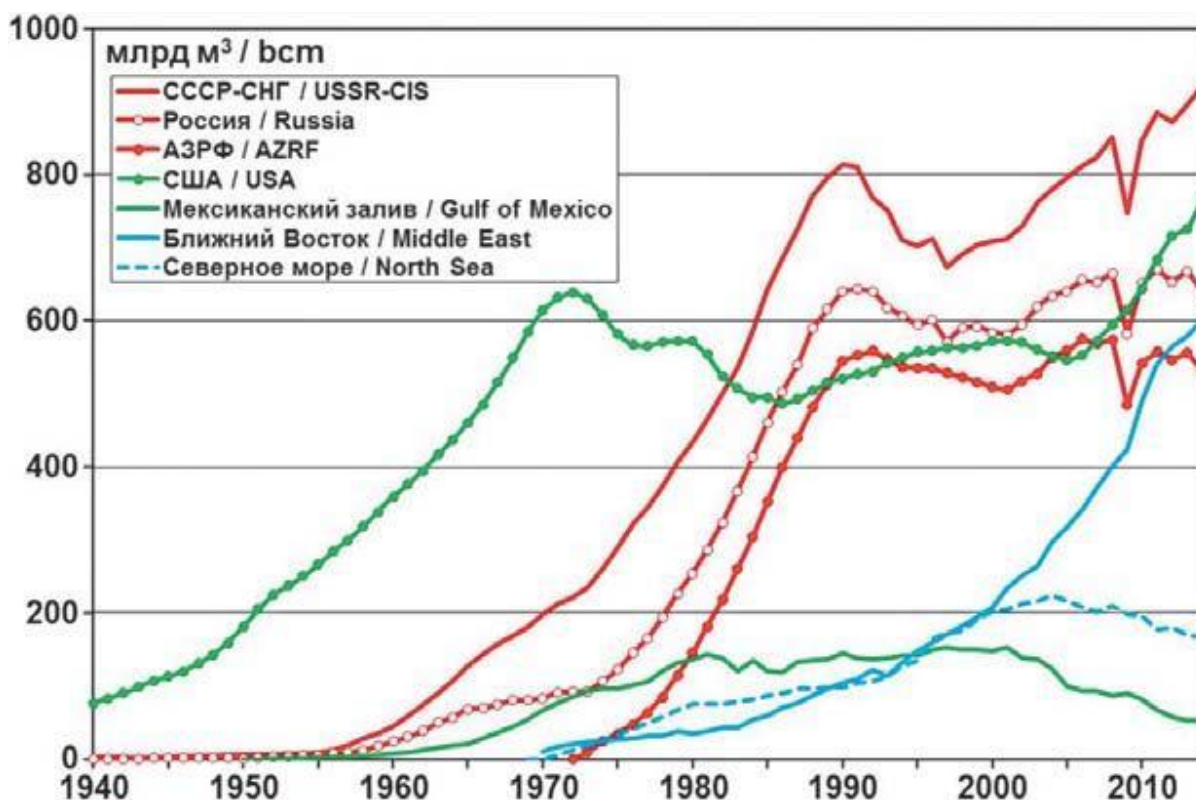


Рисунок 1 - Тенденции освоения континентального шельфа

Освоение месторождений морского шельфа многодисциплинарная проблема, обусловленная обустройством месторождений (свыше 50% общих затрат), добычей, транспортом, хранением углеводородов в экологически ранимых районах при отсутствии развитой инфраструктуры. В связи с этим проектирование и строительство морских нефтегазовых сооружений должно рассматриваться как системная задача, являющаяся частью глобальной проблемы освоения месторождения при условии не нарушения равновесия экосистемы.



### **1.3. Условия добычи нефти и газа на глубине 700 м**

Грунт дна акватории моря в районе размещения МНГС может иметь различную несущую способность. Как известно из механики грунтов, прочностные характеристики грунтов могут составлять от нескольких ньютонов на квадратный сантиметр (например, для ила) до нескольких тысяч ньютонов на квадратный сантиметр (для скалы). Соответственно будут и различные требования к фундаментным частям МНГС.

Так, в случае малой несущей способности сооружаются свайные фундаменты опор. Для грунтов средней несущей способности могут применяться как свайные, так и малозаглубляемые фундаменты.

Для скальных грунтов не имеет значения, какой тип фундамента будет выбран: несущая способность скального грунта позволяет обеспечить надежное закрепление любого фундамента.

Особое значение для определения конструктивных параметров имеют волны: их периодичность, формы, характеристики волн (высота, длина).

Воздействие волн и течений на конструкции МНГС имеют очень важное значение при назначении их формы и размеров. Изменение уровня моря требует очень обоснованно подходить к назначению высоты расположения над поверхностью моря платформы с размещенными на ней технологическим оборудованием.

Воздействие волн и течений в значительной мере дестабилизирует устойчивость платформы в целом. Для предотвращения этого необходимы соответствующие конструктивные решения опорной части платформ и применение сложных якорных систем.

Ветер, как фактор динамического воздействия на конструкции МНГС, имеет исключительно важное значение. Воздействие ветра проявляется в двух основных составляющих: первое - непосредственно силовое давление на все открытые элементы МНГС и второе - возмущение поверхности моря, обуславливающее возникновение волн и временных течений, что, в свою очередь, приводит к гидравлическому воздействию на все конструкции,

находящиеся в воде.

Сейсмические воздействия на МНГС являются весьма значительным фактором, влияющим на архитектурно- строительную компоновку конструкций МНГС. Сейсмические воздействия характеризуются интенсивностью и частотой повторяемости за период не менее 100 лет.

Основной особенностью конструкций МНГС, рассчитываемых с учетом сейсмичности, является обеспечение прочности конструкций в целом и их элементов, а также сохранению устойчивого состояния морского нефтегазового сооружения в целом и отдельных его элементов. При этом допускается их деформация и перемещения в пределах упругого состояния элементов конструкций.

При этом устанавливаются максимальные и минимальные значения температур. Значение температурного режима окружающей среды позволяет спроектировать конструкцию МНГС и отдельных их элементов таким образом, чтобы не произошло нарушения технологических процессов в результате замерзания воды или рабочих жидкостей. Утепляются помещения, связанные с деятельностью людей, кроме того, они обеспечиваются рабочей одеждой для соответствующих температурных (погодных) условий.

Влияние на конструкции и сооружения в целом может оказать и возможное обледенение элементов конструкций при температурах близких к 0 °С и дожде. Это может существенно утяжелить конструкции, а при некоторых условиях привести к смещению расчетных центров тяжести, что в свою очередь, может способствовать уменьшению устойчивости и остойчивости МНГС в целом.

#### **1.4. Анализ конструкций и сооружений используемых для добычи газа и нефти на шельфе глубиной 700м**

Современные морские стационарные платформы (МСП) сооружаются с использованием различных материалов: металла, железобетона, композитных материалов [23]. На рисунке 2 отражены типы и способы опирания опорных

блоков платформ на грунтовое основание — гравитационное, свайное или специальное. Классификационные признаки МСП приведены на рисунке 3.

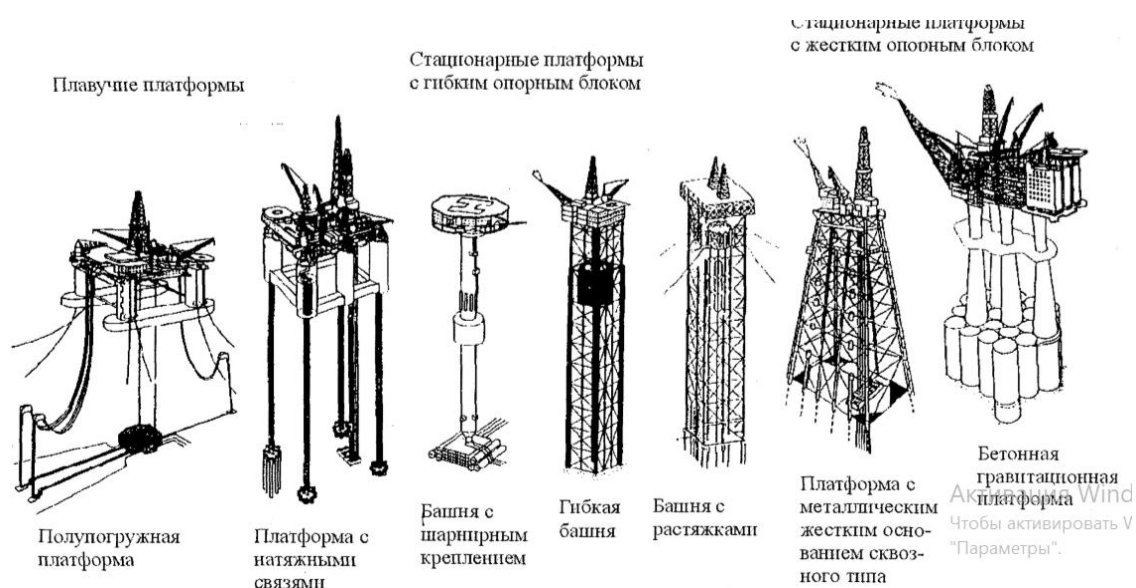


Рисунок 2 - Типы морских нефтегазовых платформ

Функциональные свойства всех типов МСП обеспечиваются работой их конструктивной формы и, как правило, геометрия платформы, ее жесткостные и прочностные характеристики должны соответствовать результатам анализа поведения сооружения под действием доминирующих нагрузок.

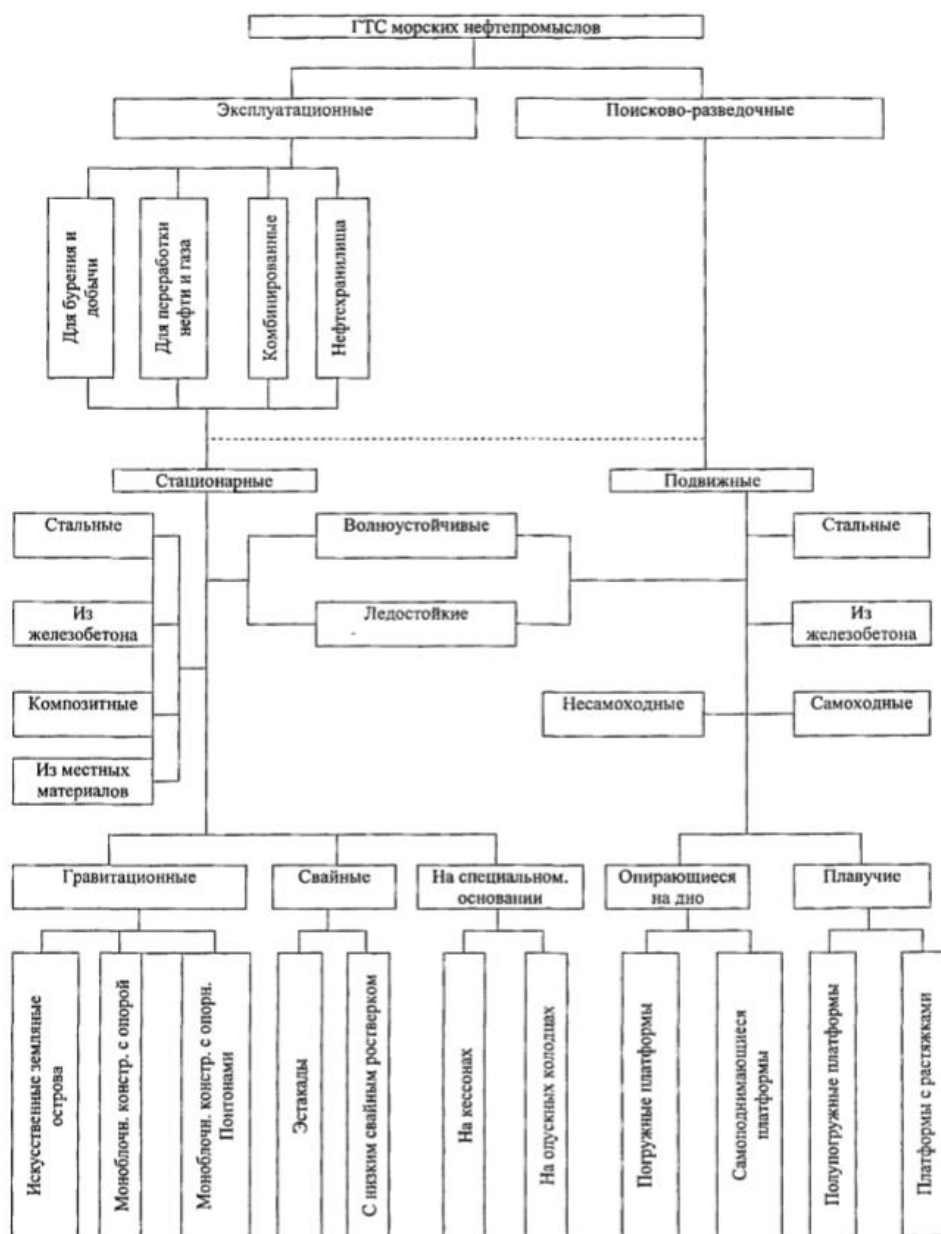


Рисунок 3 - Классификация

На основании приведенных примеров можно делать выводы об эффективности тех или иных инженерных решений принятых при проектировании и строительстве и их возможном применении для условий месторождения «Победа» в Карском море.

Охотское море. Одними из самых известных проектов освоения месторождений нефти и газа шельфа Охотского моря являются сахалинские проекты, такие как Сахалин 1, 2, «Сахалин – 1» - нефтегазовый проект, реализуемый на острове Сахалин по условиям соглашения о разделе продукции. В рамках проекта ведутся работы по разработке нефти и газа на

северо-восточном шельфе острова Сахалин. В рамках проекта предусматривается разработка месторождений Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги, по данным разведки объем извлекаемых запасов оценивается в 2,3 млрд. баррелей нефти (307 млн. тонн) и 485 млрд. м<sup>3</sup> природного газа. Компаниями, ведущими разработку месторождений, являются Эксон Нефтегаз Лимитед, дочерняя компания ExxonMobil (30 %), другие участники консорциума по его разработке — ОАО «Роснефть» (20 %), ONGC (20 %) и SODECO (30 %).

Платформа «ОРЛАН». Добыча нефти и газа на месторождении Чайво ведется с морской платформы «Орлан». Северное Чайво расположено в заливе Охотского моря Чайво, у северного берега острова Сахалин. Залив Чайво вытянут с севера на юг, от моря отделён косой и сообщается с Охотским морем посредством пролива Клейе. Запасы северной части оконечности Чайво составляют по категории С1 9,356 млн. т. нефти, С2 - 5,482 млн. т. нефти. Платформа «Орлан» сталебетонная конструкция гравитационного типа, на которой размещены буровой и жилой модули. Платформа используется для разработки юго-западной части месторождения Чайво. Оно расположено в 12 км. от о. Сахалин у северо-восточного побережья. После добычи нефть и газ поступают на береговой комплекс подготовки продукции (БКП), где производится подготовка и стабилизация продукции для дальнейшей отгрузки. Транспортировка нефти проводится по трубопроводу длиной 226 км. (140 миль), проходящему через Сахалин и Татарский пролив, в Хабаровский край, расположенный на материковой части России, для временного хранения на терминале Де-Кастри. Транспортировка природного газа проходит по сети трубопроводов, пользователями и собственниками которых являются другие компании, для продажи покупателям на Дальнем Востоке России.

Сталебетонное основание «Орлана» легко выдерживает нагрузки от льда и гигантских торосов, достигающих высоты шестиэтажного дома. Масса платформы составляет около 70 тыс. т. Длина сооружения составляет 96 м., его ширина – 89,9 м., общая высота основания составляет 30 м. Платформа «Орлан» способна выдерживать очень низкую температуру и сейсмичность до

8 баллов, противостоять волнам высотой до 13 м., льду и торосам высотой до 6 м. Энергооснащенность в 14 МВт и мощность тяжелой буровой установки около 750 т. с приводом в 2300 лошадиных сил позволят достичь максимальной добычи нефти на «Орлане» в 23 тыс. т. в сутки, обеспечивая работу 20 скважин, каждая из которых по горизонту может отклоняться до 13 км. Платформа состоит из четырех основных компонентов: стального основания, бетонной средней секции и двух стальных секций палубы, на которых расположены новая буровая установка мирового класса, технологические и жилые модули платформы. Изначально платформа «Орлан» называлась «Glomar Beaufort sea I» (Гломар Бофорт Си I) и была построена в 1983-1984 гг. в Японии. В 1984 г. платформу отбуксировали и установили в море Бофорта (США, штат Аляска). Она эксплуатировалась в качестве установки разведочного бурения. Ее эксплуатация показала, что конструкция платформы приспособлена для круглогодичной эксплуатации в суровых арктических условиях. В период с 1984 по 1997 г. было пробурено 6 разведочных скважин. Потом платформу приобрели для проекта «Сахалин-1» и переоборудовали из разведочной в добывающую.

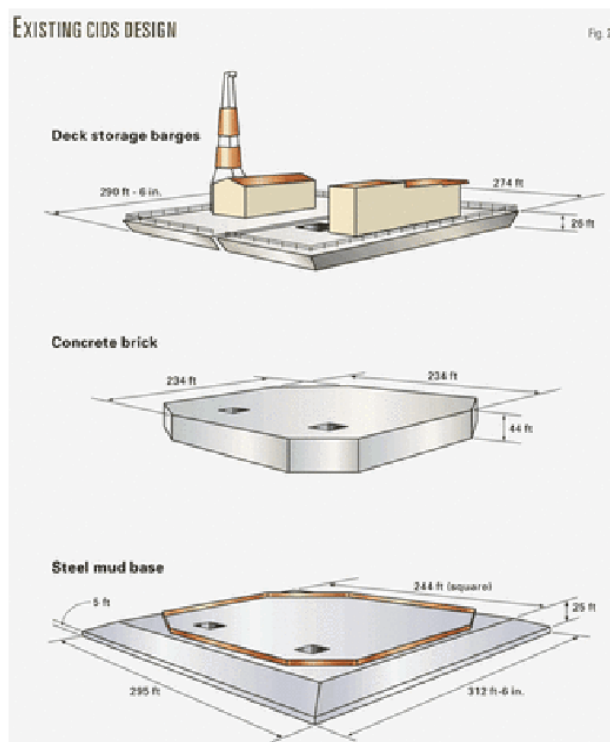


Рисунок 4 - Платформа Орлан

Платформа "Беркут" спроектирована специально для работы в суровых субарктических условиях и сможет противостоять волнам высотой до 18 метров, давлению ледовых полей толщиной до двух метров и температуре до 44 С°. Основание гравитационного типа (ОГТ) представляет собой прямоугольный бетонный кессон, на котором установлены 4 бетонные колонны для размещения верхнего строения. — Длина кессона — более 133 м. — Ширина — 100 м. — Высота с колоннами — около 55 м. Вес основания гравитационного типа (ОГТ) — 160 тысяч тонн, Верхнее строение представляет собой огромную 6-уровневую конструкцию с интегрированными технологическим, буровым, жилым модулями и другими сооружениями. Каждый уровень по размеру сопоставим со стандартным футбольным полем. Верхнее строение и буровая установка платформы «Беркут» — одни из самых крупных и мощных в отрасли. На платформе имеется оборудование для повышения устьевого давления и закачки газлифтного газа, что позволяет обеспечить максимальную нефтеотдачу. «Беркут» оснащен мощной буровой установкой, спроектированной для работы в суровых зимних условиях, способной бурить и выполнять сложнейшие работы по закачиванию скважин с отходом от вертикали более 7 км. (4,4 мили). Всего на буровой предусмотрено 45 буровых вырезов. Установка способна перемещаться во всех направлениях между вырезами для бурения скважин. Буровая установка платформы «Беркут» позволит буровикам компании ЭНЛ применять передовые технологии, в том числе систему интеллектуальных скважин, закачивание скважин в двух горизонтах и установку многопластовых гравийных фильтров. Технические характеристики верхнего строения: длина — около 100 метров, ширина — около 50 метров, высота буровой вышки — 129 метров над уровнем моря. Учитывая 97 км. трубной обвязки и 1900 км. кабелей, вес этой гигантской конструкции составляет около 42 тысяч тонн. В мае 2013 года был осуществлен подъем верхних строений платформы «Беркут», вес которых составляет 42 760 тонн.

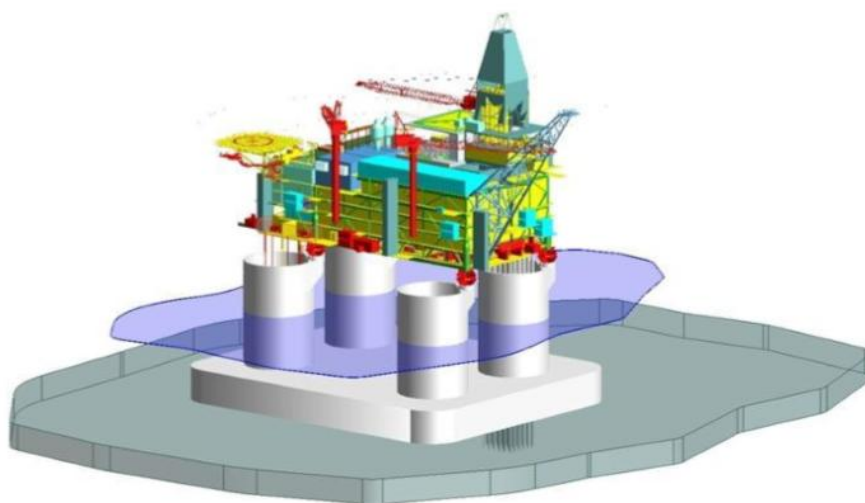


Рисунок 5 - Платформа Беркут

Troll-A это оффшорная платформа природного газа в месторождении Troll у западного побережья Норвегии. Вес при загруженном балласте под буксировкой составляет 1,2 миллиона тонн, высотой 472 м., с подводной бетонной структурой в 369 м. и 656,000 т. сухого веса. Эту конструкцию демонстрировали по телевидению, когда она буксировалась в Северное море в 1996, где ею теперь управляет компания Статойл. Платформа буксировалась свыше 200 километров от Ватса в северной области Рогаланд, к области Тролл, в 80 километрах к северо-западу от Бергена.

Платформа стоит на морском дне на 303 м. ниже поверхности моря. В одной из бетонных цилиндрических опор есть лифт, который за девять минут доставляет работников и технический персонал к морскому дну. Стенки опор Тrolля более чем 1 м. толщиной, сделанный из стального железобетона, сформированного в одном непрерывном потоке. К этим четырем стойкам присоединяется железобетонная коробка, связывающая их, у которой есть специальная функция демпфирования нежелательных потенциально разрушительных резонансов от землетрясений и волн. Каждая опора также разделена вдоль ее длины на независимые водонепроницаемые отсеки. Используется группа из шести 40-метровых вакуумных якорей, держащих установку на морском дне. Основу платформы составляют следующие компоненты:



1. Гравитационное основание из бетона (опорный блок, на который опирается нефтегазовая платформа), 370 м. высотой.

2. Верхние строения (строения размещенные на верхней части платформы, так называемой шляпке гриба, где размещаются механизмы и люди). Из моря выступают четыре огромные бетонные опоры. Буровая палуба и все надстройки платформы покоятся на четырех мощных бетонных опорах, которые уходят вниз, до морского дна на глубину 300 метров. Основание платформы выполнено из 19-ти сборных бетонных блоков изготовленных на суше. Основание отбуксировали на канатах и затопили в глубоком фьорде, где к ним присоединили четыре высокие опоры. Полная высота каждой опоры составляет 369 м. и превышает высоту Эйфелевой башни. В каждой из них есть лифт, подъем которого наверх занимает 9 минут. Стенки цилиндрических ног имеют толщину более 1 м. У самого основания платформы трубопроводы огибают угол и, проходя по морскому дну, доставляют газ в Норвегию за 60 километров от этого места. А внизу бетонный пол, а под ним морской ил, платформа глубоко уходит в морское дно. Это напоминает перевернутые кофейные чашки, всего их девятнадцать, каждая глубоко вдавлена в морской ил. Представьте себе опрокинутую кружку, вдавленную в грязь, когда вы будете стараться извлечь ее от туда, то сила всасывания будет прочно удерживать чашку на месте. Таков принцип фиксации основания конструкции. Внизу на уровне морского дна основная задача справится с давлением водной толщи, а наверху близко к вершине, с ветром и волнами, которые обрушиваются на платформу. При шторме волны могут достигать палубы расположенной на высоте 30 м.: над морем. Но эта палуба достаточно велика, чтобы не затопляться волнами, и надежно прикреплена к четырем опорам. Они в свою очередь достаточно прочны, чтобы каждый год выдерживать удары 5 миллионов волн.

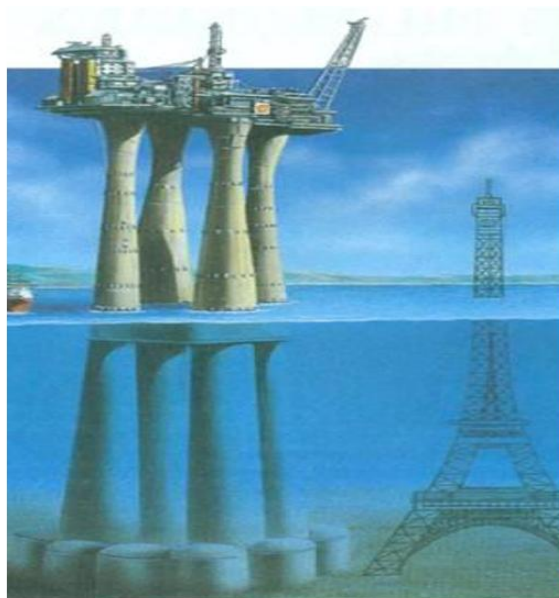


Рисунок 6 - Платформа Тролль

Морская нефтяная платформа Draugen работает в Северном море с 1993 года, является первой нефтяной платформой, построенной севернее 62-й параллели, а также считается настоящим чудом инженерной мысли – многоэтажное строение стоит на одной 400 метровой бетонной «ноге», из которых 350 метров находятся в море. Разработка ведётся нидерландскобританской нефтегазовой компанией Royal Dutch Shell. Оригинальная конструкция платформы Draugen с широкой бетонной опорой рассчитана на частые штормы в этом районе. Вся добываемая нефть хранится в цистернах, расположенных в подводной части конструкции (у основания «ноги»). Периодически её перекачивают в танкер, швартующийся у специального наливного терминала, примерно в 3 км. от платформы. Весь добываемый газ закачивается в подводный газопровод, который идёт на береговую станцию. По первоначальным планам Draugen должна была закрыться ещё в 2010 году – верхнюю её часть должны были разобрать, а ногу частично разобрать и герметизировать, превратив её в своеобразный коралловый риф, но поскольку извлекаемые запасы углеводородов на этом месторождении увеличились почти в два раза, срок её службы продлён на определённое время



Рисунок 7 - Платформа DRAUGEN

Железобетонный гигант «Статфиорд Б» установлен в Северном море на глубине 145 м., его высота от морского дна до верха буровой вышки составляет 271 м. Массивное донное нефтехранилище основания длиной 167 м., шириной 134 м. и высотой 68 м. состоит из 20 гигантских цилиндрических резервуаров из железобетона диаметром 24 м. и общей вместимостью 250 тыс. куб. метров. На них установлены четыре железобетонные колонны высотой 110 м., на которые опирается выполненная из стали верхняя часть основания площадью 116 X 88 м. и массой 47 тыс. т. На палубах этого верхнего строения (площадью 37,5 тыс. кв. метров) размещено 25 производственных модулей с различным технологическим и энергетическим оборудованием и семи ярусный жилой блок на 250 человек. Нижняя палуба строения отстоит от поверхности моря на 29 м. Для обеспечения энергией различных механизмов предусмотрена электростанция мощностью 38 тыс. кВт.

С помощью установленной на «Статфиорд Б» буровой вышки можно пробурить 40 скважин на глубину до 2800 м. Годовая добыча нефти может составить около 7,5 млн. т. Три года ушло на строительство этого уникального

сооружения. В его постройке участвовало около 7 тыс. бетонщиков и рабочих-судостроителей. Всего было израсходовано 135 тыс. куб. метров бетона, 35 тыс. т стальной арматуры, около 35 тыс. т металлоконструкций и затрачено 8 млн. чел. часов. Стоимость основания «Статфиорд Б» превосходит стоимость авианосца «Карл Винсон» и составляет 1,8 млрд. долл. Железобетонное основание «Статфиорд Б» — четырежды рекордсмен: во-первых, это самое большое морское плавучее сооружение в истории судостроения; во-вторых — крупнейший из объектов, установленных на шельфе; в-третьих — наибольшее из когда-либо буксировавшихся плавучих сооружений и, в-четвертых — самое тяжелое из искусственных объектов, когда-либо перемещавшихся по водной поверхности. Нефть Стафьорада перевозят танкерами по всей Европе. Газ поступает через трубопровод «Темпен-Линк» в Сент-Фергюсон (Великобритания)

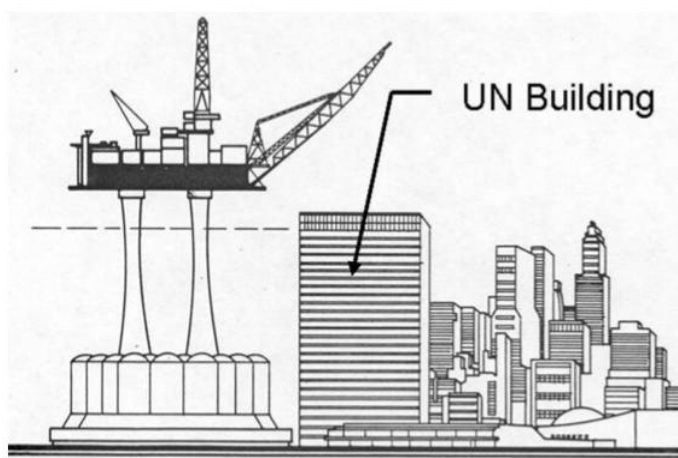


Рисунок 8 - Платформа «Статфиорд Б»

Для подводного основания платформы Hibernia была разработана подводная часть весом в 450 000 т., представляющая собой 105,5-метровое основание кессонного типа, сконструированное с использованием высокопрочного бетона, прошитого стальными решетками и стянутого натяжными тросами, создающими дополнительную прочность. Внутри гравитационной структуры находятся нефтяные хранилища, рассчитанные на 1,3 миллиона баррелей сырой нефти. Верхние сооружения Hibernia имеют

расчетную мощность 23 900 куб. м/д, включают пять главных модулей: производственный (обрабатывающий), модуль с устьями скважин (приустьевой), шламовый, коммунальный и жилое помещение, для размещения 185 человек, а также семь верховых конструкций: вертолетная площадка, факельная стрела, эстакада для труб, основная и вспомогательная спасательные станции, два буровых модуля. Верхняя часть платформы транспортировалась баржами в глубокие воды и устанавливалась над частично погруженными шахтами гравитационного основания. Затем законченная платформа была отбуксирована на место эксплуатации и с помощью твердого балласта весом в 450 000 т. была укреплена на дне. Нефть вывозится при помощи подводного трубопровода, подводного буга, гибкого нефтеналивного рукава и регулярно курсирующих грузовых нефтяных танкеров. Пункт загрузки танкеров для обеспечения дополнительной безопасности расположен в двух километрах от платформы.

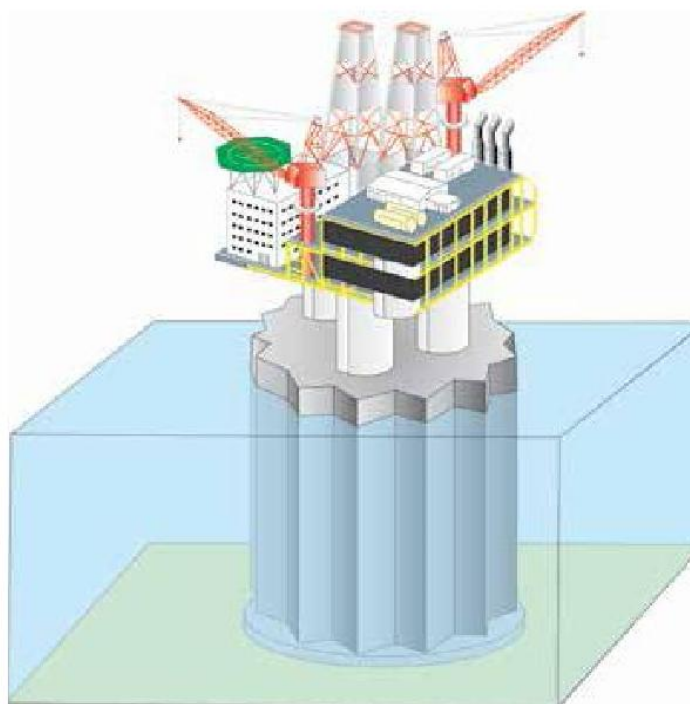


Рисунок 9 - Платформа Hibernia

## **Выводы по главе**

1. В основном для разработки шельфовых месторождений применяются, гравитационные, платформы с основанием кессонного типа.

2. Эти платформы по конструктивному исполнению разделяются на гравитационные платформы кессонного типа в виде искусственных островов в сталебетонном исполнении и на платформы гравитационного типа в виде железобетонных конструкций имеющих в своем составе основание в виде кессона и опорный блок в виде колонн оболочек. Искусственными островами представлены платформы «Орлан» месторождение «Чайво» в Охотском море, Пильтун – Астохская – А (ПА – А) (Моликпак) месторождение «Пильтун – Астохское» в Охотском море, МЛСП «Приразломная» месторождение «Приразломное» в Печерском море. Остальные представлены железобетонными гравитационными платформами.

3. Так же имеет место использование гравитационных платформ в виде металлических пространственных конструкций закрепленных на дне с помощью свай и разделенных на два блока добычной и жилой, таких как ЛСП - 1 и ЛСП – 2 в Каспийском море и МСЛП Д-6 в Балтийском море.

4. В отдельную группу можно отнести две гравитационные, железобетонные платформы, а именно «Хайбернию» и «Хеброн» установленные в Атлантическом океане не далеко от побережья Канады. Эти платформы имеют особую усиленную конструкцию способную воспринимать нагрузки, возникающие, при столкновении с айсбергами

5. Из-за удаления многих месторождений и платформ от берега и коммуникаций, а так же из-за затруднённой навигации, платформы достаточно автономны и имеют большой запас как ресурсов, так и энергии.

6. Большинство платформ имеют резервуары для накапливания добываемых полезных ископаемых, так же некоторые платформы соединены с материком трубопроводами.

## **2. Анализ работы стержней несущей конструкции нефтегазовой платформы и пути их модернизации**

### **2.1. Пути оптимизации геометрических схем опорных блоков морских стационарных платформ**

Опорный блок платформы содержит пространственную решетчатую конструкцию призматической формы из трубных элементов, состоящую из связанных между собой вертикальных панелей со стойками, распорками, раскосами и горизонтальных диафрагм с направляющими решетками для водоотделяющих колонн и крепящуюся к грунту при помощи свай. Пространственная решетчатая конструкция прикреплена к грунту с помощью основных свай, располагаемых в вертикальных стойках, и с помощью фундамента с дополнительными сваями, который жестко связан с трубными элементами боковых граней этой конструкции, причем последняя снабжена ледозащитным устройством, выполненным в виде двух усеченных призм из листовой стали со скошенными боковыми ребрами, жестко связанных большими основаниями между собой. Внутри призм расположены водоотделяющие колонны. Каждая из призм ледозащитного устройства жестко связана с трубными элементами соответствующих диафрагм пространственной решетчатой конструкции. Изобретение обеспечивает повышение надежности противодействия волновым, сейсмическим и ледовым нагрузкам, а также повышение технологичности, оптимизации металлоемкости и, как следствие, уменьшение себестоимости при строительстве морских стационарных платформ.

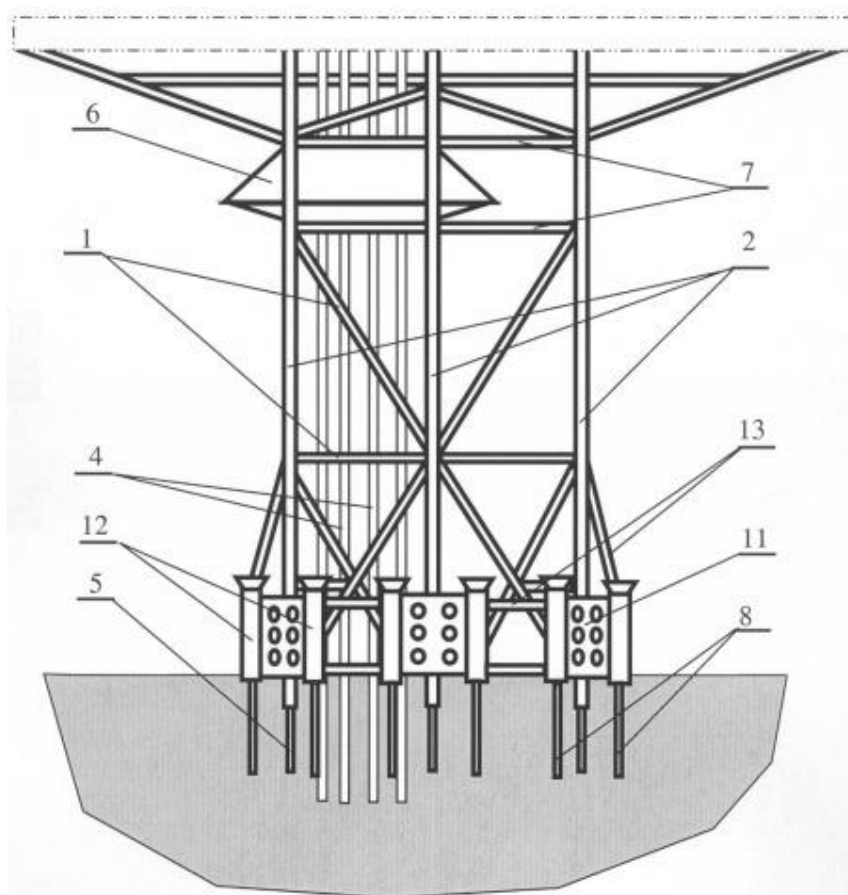


Рисунок 10 – Основание для гидротехнической платформы

Известна конструкция металлического цельносварного опорного блока свайной ледостойкой платформы, содержащей цилиндрический оголовок с расширяющейся верхней частью к месту опоры верхнего строения, ледорез, расположенный под оголовком и состоящий из верхней и нижней конических секций, сопряженных между собой большими основаниями, базу, расположенную под ледорезом и состоящую из конической оболочки с большим основанием внизу и днища с отверстиями для коммуникаций, кондукторы для крепления свай, расположенные внутри опорного блока и расходящейся вниз вдоль конической оболочки базы [1].

Известное техническое решение предназначено для установки в акваториях моря с мощным ледовым покровом и средним уровнем сейсмичности и является комбинацией свайного и гравитационного типов морских платформ.



Недостатком такого решения является слишком большой вес, большая металлоемкость, большие трудозатраты при установке платформы и стоимость конструкции в целом.

Известно техническое решение, в котором опорный блок представляет собой пространственную решетчатую конструкцию, например пирамидальной формы с гранями, каждая из которых выполнена в виде панелей, внутреннее пространство решетчатой конструкции предназначено для расположения полых водоотделяющих колонн, решетчатая конструкция состоит из трубных элементов, которая крепится к грунту при помощи модульного свайного фундамента, каждый модуль которого состоит из двух опорных стоек с цементируемыми сваями, причем опорные стойки жестко связаны между собой и с пространственной стержневой конструкцией [2].

Использование данного технического решения является целесообразным в месторождениях с малой сейсмической активностью и отсутствием ледового покрова. Недостатком известного технического решения является отсутствие свай, расположенных непосредственно в стержнях пространственной решетки, что уменьшает сопротивление сдвига платформы, а также отсутствие средств, осуществляющих защиту от ледового покрова.

Известен опорный блок морской стационарной платформы, содержащий пространственную решетчатую конструкцию призматической формы из трубных элементов, состоящую из связанных между собой вертикальных панелей со стойками, распорками, раскосами и горизонтальных диафрагм с направляющими решетками для водоотделяющих колонн и крепящуюся к грунту при помощи свай.

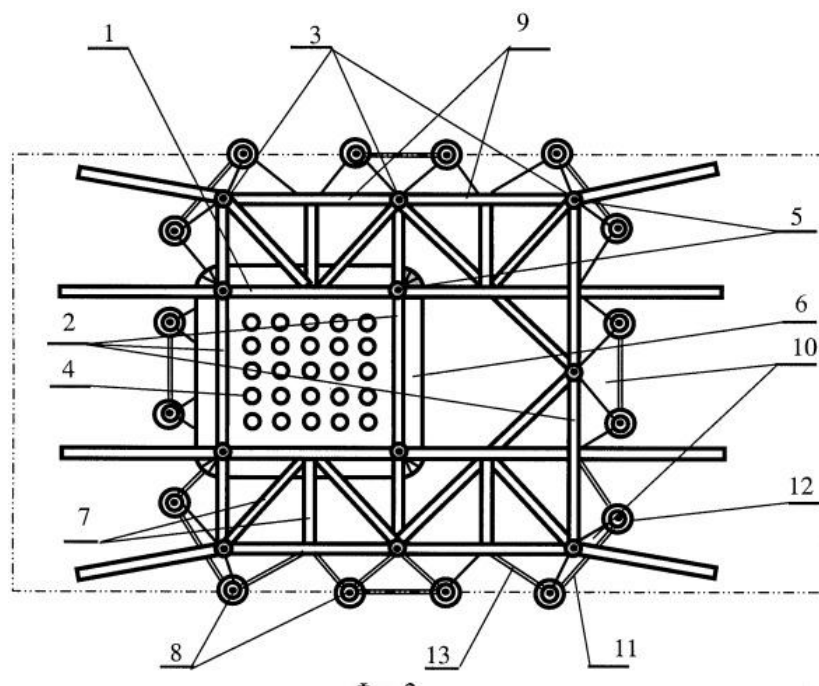


Рисунок 11 - Пространственная решетчатая конструкция призматической формы

Настоящее изобретение направлено на решение задачи повышения надежности противодействия волновым, сейсмическим и ледовым нагрузкам, а также повышения технологичности, оптимизации металлоемкости и, как следствие, уменьшения себестоимости при строительстве морских стационарных платформ.

Указанный технический результат достигается тем, что опорный блок морской стационарной платформы содержит пространственную решетчатую конструкцию призматической формы из трубных элементов, состоящую из связанных между собой вертикальных панелей со стойками, распорками, раскосами и горизонтальных диафрагм с направляющими решетками для водоотделяющих колонн и крепящуюся к грунту при помощи свай, кроме того, пространственная решетчатая конструкция призматической формы прикреплена к грунту с помощью основных свай, располагаемых в вертикальных стойках, и с помощью фундамента с дополнительными сваями, который жестко связан с трубными элементами боковых граней пространственной решетчатой конструкции, причем последняя снабжена

ледозащитным устройством, выполненным в виде двух усеченных призм из листовой стали со скошенными боковыми ребрами, жестко связанных большими основаниями между собой, при этом внутри призм расположены водоотделяющие колонны, а каждая из упомянутых призм ледозащитного устройства жестко связана с трубными элементами соответствующих диафрагм пространственной решетчатой конструкции.

Кроме того, пространственная решетчатая конструкция призматической формы содержит три панели, связанные между собой соединительными элементами и горизонтально расположенными диафрагмами.

## 2.2. Исследования устойчивости трубобетонных колонн блока опорной конструкции в условиях шельфа глубиной 700м

Все внешние силы и нагрузки, действующие на МНГС в целом, их блоки и элементы конструкций могут быть реально определены только в том случае, если имеются реальные размеры как МНГС в целом, так и их блоков и элементов.

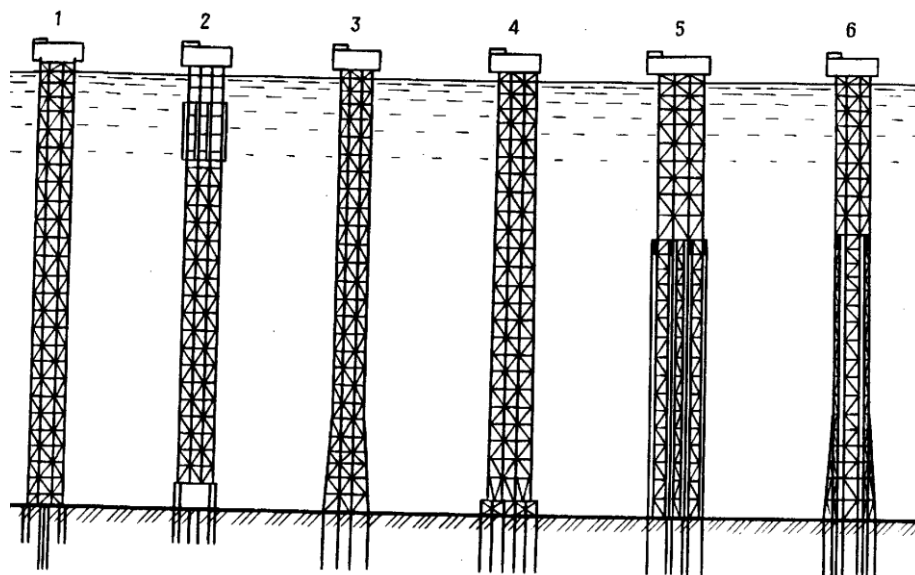


Рисунок 12 – Схемы упругих платформ:

- 1- Башня с оттяжками; 2- плавучая башня; 3- башня с оттяжками и жестким основанием; 4- гибкая башня; 5- упругая свайная башня; 6- упругая свайная башня с жестким основанием.

Однако назначить окончательные, т.е. реальные размеры, практически невозможно, так как требуется учесть большое число различных факторов, влияющих на размеры. Назовем некоторые из них:

природные факторы (глубина моря, состояние его поверхности в зимний период, диапазон изменения температур, наибольшая высота волн, наличие течений, грунтовые характеристики дна);

форма МНГС (стационарная, плавающая, одно или многоопорные);

используемый для МНГС материал (металл, бетон, железобетон, пластик, стекло и т.д.);

архитектурно-планировочные решения (размещение блоков, внешние очертания МНГС и др.).

Учет каждого из этих факторов требует соответствующего изменения размеров МНГС, его блоков и элементов. При этом может существенно измениться вес конструкций и всей МНГС, а следовательно, сил и нагрузок как от веса конструкций, так и от внешних воздействий, частично перечисленных в предыдущих параграфах данной главы. Далее мы остановимся только на рассмотрении процесса определения сил и нагрузок от веса конструкций.

Определив их, можно рассчитать прочность и статическую определенность, как отдельных элементов, так и блоков, и МНГС в целом. Весь процесс может быть представлен как многошаговый.

1-й шаг. Первым делом в процессе является назначение габаритных размеров МНГС, исходя из требований обеспечения технологического процесса работы МНГС и условий обеспечения жизнедеятельности обслуживающего персонала. При этом необходимо учитывать принимаемое решение по конструктивному оформлению МНГС в целом и составляющих его блоков, главным образом для назначения основных (габаритных) размеров.

На рисунке 13 показаны схемы, определяющие основные размеры различных МНГС. На рисунке 13, *а* одноопорное МНГС с верхним строением; основные размеры: ширина верхнего строения  $A$ , высота моноопоры  $h$ , глубина моря  $H$ . Размеры даны для одной плоскости с целью упрощения

рассматриваемого процесса; если бы рассматривалась трехмерная форма, то необходимо было бы учитывать и размеры МНГС в плоскости, перпендикулярной к рассматриваемой. Это не изменило бы суть проблемы, но увеличило бы количество учитываемых размеров, поскольку необходимо было бы рассматривать трехмерную задачу. Поэтому мы ограничимся плоской (двухмерной) задачей.

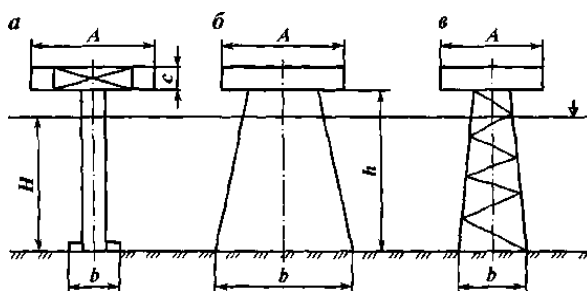


Рисунок 13 - Одноопорное сооружение

Итак, размеры  $H$  - глубина водоема (моря) не зависит от проектировщика; высота  $h$  также мало зависит от проектировщика, поскольку она назначается с учетом высоты волн, которые не должны достигать верхнего строения. А вот уже размер  $A$  назначается проектировщиком с учетом размещения необходимого технологического оборудования и жилых помещений, если они предусматриваются. Аналогично назначаются размеры  $H$ ,  $A$  в схемах рисунке 13, б, в. Размеры  $в$  и  $с$  назначаются с учетом особенностей каждой из схем, о чем будет сказано далее.

2-й шаг. Поясним сначала на основе рисунка 13, а. В конечном итоге вес верхнего строения представлен в виде генеральной силы  $G$ , действующей на опорную колонну (рисунок 14). До тех пор, пока не определен вес верхнего строения  $G$ , определить размеры колонны не представляется возможным. Поэтому для получения величины  $G$  необходима полная конструкторская проработка верхнего строения с определением веса каждого элемента, блока и, наконец, всего верхнего строения. При этом важнейшей частью этой конструкторской работы является такое размещение всех блоков, оборудования, материалов, кранов, вертолетной площадки и т.д., при котором линия действия силы  $G$  проходила через центр верхнего строения.

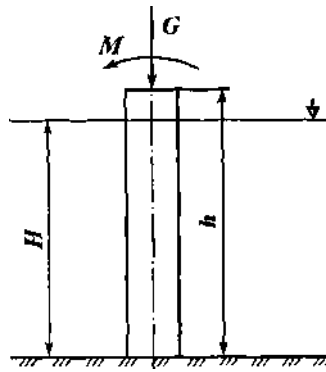


Рисунок 14 - Схема к определению генеральной силы (вес)

3- й шаг. Намечается несколько конструктивных схем колонны и материалы, из которых каждая схема будет изготавливаться. Для каждой из схем производится расчет колонны на сжатие при действии нагрузки  $G$ . Тем самым определяется необходимая площадь поперечного сечения колонны  $F$ .

4- й шаг. Выполнение 3-го шага не означает, что получены окончательные размеры поперечного сечения. Необходимо проверить продольную устойчивость колонны с площадью сечения  $F$ . Эта проверка выполняется по теории продольной устойчивости стержневых систем. И только при условии, что критическая продольная сила  $N_{кр}^Г$  будет больше силы  $G$ , можно назначать окончательную конфигурацию поперечного сечения колонны и ее размеры. После этой процедуры можно определять собственный вес колонны  $Q$ , а затем полную генеральную силу  $P = Q + G$ , на которую должен быть рассчитан фундамент, удерживающий платформу.

5- й шаг. После определения основных размеров колонны и назначения очертаний верхнего строения, производится расчет всей платформы на воздействие внешних сил. На основании этих расчетов определяется полная нагрузка на фундамент, уточняются размеры поперечного сечения колонны, поскольку внешние силы обуславливают в колонне возникновение изгибающего момента. При этом изменение размеров поперечного сечения обычно приводит к их увеличению, что в свою очередь повышает запас продольной устойчивости.

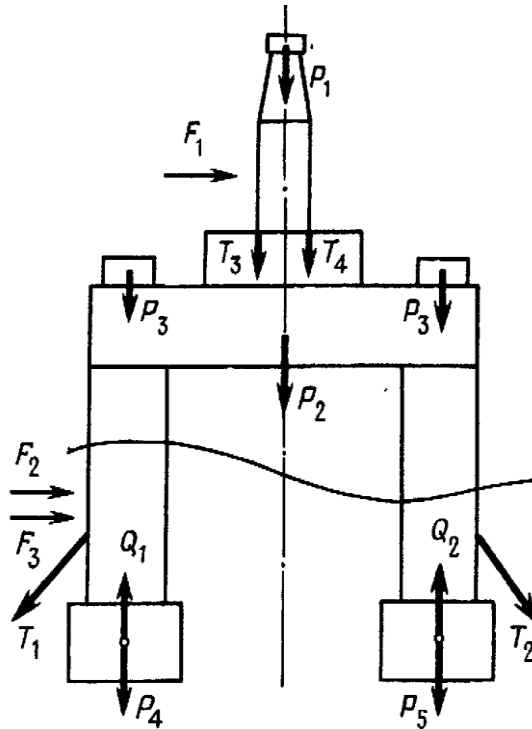


Рисунок 15 – Схема распределения веса.

На каждую из опор силы веса от верхних строений будут передаваться различным образом в зависимости от центра тяжести верхних строений. Поэтому и поперечные сечения опорных блоков (колонн) могут быть различными. Различными будут и собственные веса колонн, и сила давления каждой из колонн на фундаменты будет различной.

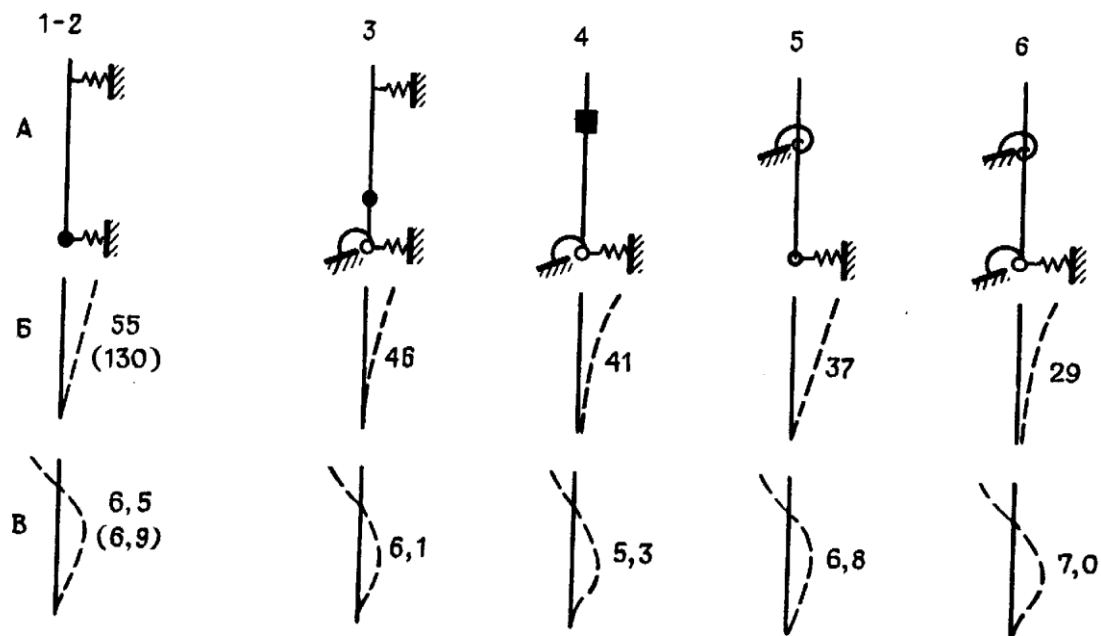


Рисунок 16 – Упрощенные модели упругих платформ:

А- упрощенная модель; Б- период поперечных колебаний; В- период изгибных колебаний; 1,2- башня с оттяжками и плавучая; 3- с оттяжками и жестким основанием; 4- гибкая башня; 5- упругая свайная; 6- упр. св. с жестким основанием.

Важное значение имеет правильное определение собственного веса, как отдельных блоков, так и МНГС в целом, для плавающего МНГС (рис. 16, в). Для этой схемы важно, чтобы линия равнодействующей сил веса (верхнего строения, колонн, плавающих опор) проходила по одной вертикали с силами поддержания МНГС в плавающем состоянии, так как только в этом случае плавающее сооружение может занимать положение, показанное на рис. 16, в.



### 3. Обоснование использования решётчатых опорных блоков МСП для несущих конструкций нефтегазовой платформы

#### 3.1. Определение механических характеристик материалов обоймы и сердечника трубобетонных опорных колонн МСП 102

Высоту низа верхнего строения опорного блока определяем по формуле [2, п.1.1.25]:

$$H_{кл} = H_{уmax} + h_{0max} + \Delta h_{set} + H_{пр} \quad (1)$$

где

$H_{кл}$  – отметка нижней грани надводных строений морской стационарной платформы, м., отсчитываемая от нуля конштадского футштока ;

$h_{0,1\%}$  - высота волны с обеспеченностью 0,1%;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$H_{пр}$  – высота прилива, 1 м.;

$H_{уmax}$  – максимальное превышение уровня моря, 1,5 м.;

Высоту ветрового нагона  $\Delta h_{set}$  определяем по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{v_w^2 L}{g(d+0,5\Delta h_{set})} \cos \alpha_w, \quad (2)$$

Где  $\alpha_w$  - угол между продольной осью водоема и направлением ветра

$v_w$  – расчетная скорость ветра, определяемая по [1, п.9, ф.149];

$L$  – разгон, м, определяемый по [1, п.10, ф.150];

$K_w$  – коэффициент, принимаемый по [1, п.6, табл.2; 5, табл.6]

Расчетную скорость ветра  $V_w$  определяем по формуле:

$$V_w = K_{fl} K_l V_l, \quad (3)$$

Где  $v_l$  - скорость ветра на высоте 10 м. над поверхностью земли (водоема), соответствующая 10-минутному интервалу осреднения, принимаемая по [1, п.7]

$K_{fl}$  - коэффициент пересчета данных по скоростям ветра, измеренным по флюгеру, принимаемый по формуле  $K_{fl} = 0,675 + \frac{4,5}{v_l}$ , но не более 1;

$K_l$  – коэффициент приведения скорости ветра к условиям водной поверхности для водоемов, при измерении скорости ветра  $V_l$  над водной поверхностью.

$$K_l = 1,09$$

$$K_{fl} = 0,675 + \frac{4,5}{36} = 0,8$$

$$v_w = 0,8 \cdot 1,088 \cdot 36 = 31,4 \text{ м/с}$$

Среднее значение разгона волны определяем по формуле:

$$L = K_{vis} \frac{v}{v_w}, \quad (4)$$

где  $K_{vis}$  – коэффициент, принимаемый равным  $5 \cdot 10^{11}$ ;

$\nu$  – коэффициент кинематической вязкости воздуха, принимаемый равным  $10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

Тогда

$$L = 5 \cdot 10^{11} \cdot \frac{10^{-5}}{31,3344} = 0,16 \cdot 10^6 \text{ м};$$

Расчет высоты ветрового нагона:

$$d = 35 \text{ м}$$

$$\cos \alpha_w = 1$$

$$K_w = 3,4 \cdot 10^{-6} \text{ в зависимости от } v_w [1, \text{ табл.2}]$$

Высота ветрового нагона:

$$h_{set} = 3,4 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{31,4^2 \cdot 0,16 \cdot 10^6}{9,81 \cdot (35 + 0,5 \cdot 9,2)} \cdot 1 = 1,38 \text{ м};$$

Следовательно, низ верхнего строения:

$$H_{кл} = 1,5 + 1,1 \cdot 9,2 + 1,38 + 1 = 14 \text{ м};$$

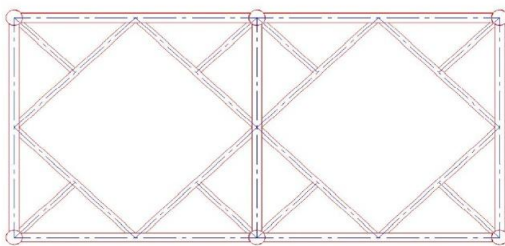
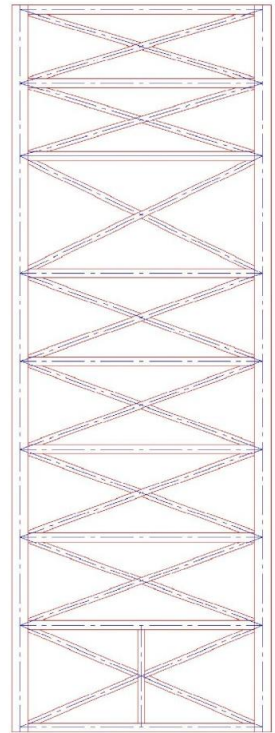
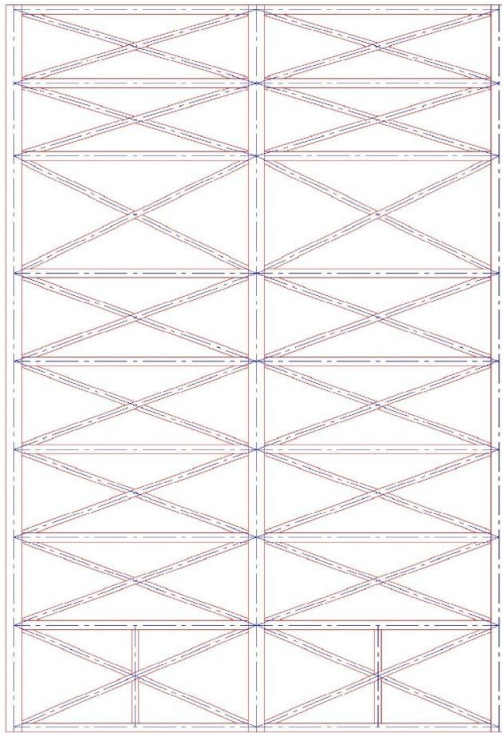


Рисунок 17 - Вид решетки

## 1. Снеговая нагрузка

Полное расчетное значение снеговой нагрузки  $S$  на горизонтальную проекцию покрытия следует определять по формуле:

$$S = S_g \cdot \mu, \quad (5)$$

где  $S_g$  — расчетное значение веса снегового покрова на  $1\text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли [1, таб.4 п. 5.2];

для района строительства:  $S_g = 3,2$  кПа;

$\mu$  — коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие.

Для сооружений с плоскими покрытиями:  $\mu = 1,0$ ;

$$S = S_g \cdot \mu = 3,2 \cdot 1,0 = 3,2 \text{ кПа.}$$

Нагрузка действует по всей площади сооружения:

$$A = 15 \cdot 30 = 450 \text{ м}^2;$$

$$S_A = S \cdot A = 3,2 \cdot 450 = 1440 \text{ кН}$$

На одну опорную ногу:

$$S_1 = S_A / 6 = 1200/6 = 240 \text{ кН.}$$

## 2. Ветровая нагрузка

Нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки  $w_m$  на высоте  $z$  над поверхностью земли следует определять по формуле:

$$W_m = W_0 \cdot k \cdot c \quad (6)$$

где  $w_0$  — нормативное значение ветрового давления, определяется согласно [1, п. 6.4];

Нормативное значение ветрового давления  $w_0$  следует принимать в зависимости от ветрового района [1, табл. 5].

Для района строительства:  $w_0 = 0,6$  кПа;

$k$  — коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте [1, таб. 6 п. 6.5];

Для морской стационарной платформы принимаем тип местности А.

Высота надводной части опорного блока равна 16 м. Разбиваем надводную часть опорного блока на участки, равные:

$$z = 5\text{м} \quad k = 0.75;$$

$$z = 10\text{м} \quad k = 1;$$

$$z = 14\text{м} \quad k = 1.095;$$

$c$  — аэродинамический коэффициент определяется согласно [1, п. 6.6].

Находим  $C_f$  [1, схема 17, Приложения 4]:

$$C_f = C_x (1 + \eta)k_1, \quad (7)$$

где 
$$c_x = \frac{1}{A_k} \sum c_{xi} A_i,$$

$c_{xi}$  — аэродинамический коэффициент  $i$ -го элемента конструкций;

$$c_{xi} = k c_{x\infty},$$

$c_{x\infty}$  - следует определять по графику  $k$  схеме 14, при этом необходимо принимать  $\lambda_e = \lambda$ . (см. табл. 2, схемы 13 [1]);

$k$  — определяется по [1, табл. 1, схема 15];

$$\lambda_e = \lambda = 1/b = 1,6 < 5$$

Следовательно принимаем  $k = 0,6$

$c_{x\infty}$  — определяется исходя из следующего соотношения [1, схема 14]:

$$\frac{\Delta}{d_1} = 1,4 \cdot 10$$

Где  $\Delta$  - для стальных конструкций равен 0,001 м.

$d$  – диаметр сооружения, средний 693 мм.;

Для сферического сечения определяем [1, Приложение 4, схема 12a]:

$$Re = 0,88d \sqrt{w_0 k(z) \gamma_t} \cdot 10^5; \quad (8)$$

где  $d$  — средний диаметр сооружения, м (диагональ базы опорного блока);

$$d = 0,693 \text{ м};$$

$k(z)$  — определяется в соответствии с [1, п. 6.5];

$z$  — расстояние, м, от поверхности моря до центра сферы;

$\gamma_f$  — коэффициент надежности по ветровой нагрузке, следует принимать равным 1,4.

$$z = 14 \text{ м};$$

$$k(z) = 1,13;$$

$$Re = 0,88 \cdot 0,693 \cdot \sqrt{0,6 \cdot 10^3 \cdot 1,125 \cdot 1,4} \cdot 10^5 = 5,94 \cdot 10^5$$

$$c_{x\infty} = 0,45$$

Определяем  $c_{xi}$ :

$$c_{xi} = kc_{x\infty}$$

$$c_{xi} = 0,6 \cdot 0,45 = 0,27;$$

Определяем  $c_x$ :

$$c_x = \frac{1}{A_k} \sum c_{xi} A_i, \quad (9)$$

$$C_x = \frac{1}{255} \cdot 1,356 \cdot 80,74 = 0,43$$

где:

$A_i$  — площадь проекции  $i$ -го элемента на плоскость конструкции;

$$A_i = 14 \cdot 2 \cdot 1,02 = 28,56 \text{ м}^2; \quad \text{ноги}$$

$$A_i = 15 \cdot 3 \cdot 0,63 = 28,35 \text{ м}^2; \quad \text{пояса}$$

$$A_i = 15,81 \cdot 0,43 \cdot 4 = 27,16 \text{ м}^2; \quad \text{раскосы}$$

$$A_i = 8,5 \cdot 0,43 \cdot 2 = 7,31 \text{ м}^2;$$

$A_k$  — площадь, ограниченная контуром конструкции;

$$A_k = 14 \cdot 15 = 210 \text{ м}^2;$$

$$c_{xi} = k_1 \cdot c_{x\infty} = 0,27$$

$$c_x = 0,117$$

$$k_1 = 1 \text{ и } k_2 = 1,2; \eta = 0,95;$$

Находим:

$$A) c_{t1} = c_x (1 + \eta) k_1 = 0,117 (1 + 0,95) \cdot 1 = 0,111$$

$$B) c_{t2} = c_x (1 + \eta) k_1 = 0,117 (1 + 0,95) \cdot 1,2 = 0,133$$

Активный тип:

A)

$$w_{m5} = 0,48 \cdot 0,75 \cdot 0,111 \cdot 0,8 = 0,031 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m10} = 0,48 \cdot 1 \cdot 0,111 \cdot 0,8 = 0,042 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m14} = 0,48 \cdot 1,095 \cdot 0,111 \cdot 0,8 = 0,046 \text{ кН/м}^2;$$

В)

$$w_{m5} = 0,48 \cdot 0,75 \cdot 0,133 \cdot 0,8 = 0,038 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m10} = 0,48 \cdot 1 \cdot 0,133 \cdot 0,8 = 0,051 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m14} = 0,48 \cdot 1,095 \cdot 0,133 \cdot 0,8 = 0,055 \text{ кН/м}^2;$$

Пассивный тип:

А)

$$w_{m5} = 0,48 \cdot 0,75 \cdot 0,111 \cdot 0,6 = 0,023 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m10} = 0,48 \cdot 1 \cdot 0,111 \cdot 0,6 = 0,031 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m14} = 0,48 \cdot 1,095 \cdot 0,111 \cdot 0,6 = 0,035 \text{ кН/м}^2;$$

В)

$$w_{m5} = 0,48 \cdot 0,75 \cdot 0,133 \cdot 0,6 = 0,028 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m10} = 0,48 \cdot 1 \cdot 0,133 \cdot 0,6 = 0,038 \text{ кН/м}^2;$$

$$w_{m14} = 0,48 \cdot 1,095 \cdot 0,133 \cdot 0,6 = 0,041 \text{ кН/м}^2;$$

Во фронт:

$$k(5) \quad 0,023 \cdot 7,5 = 0,1725$$

$$k(5) \quad 0,031 \cdot 7,5 = 0,2325$$

$$k(10) \quad 0,031 \cdot 7,5 = 0,2325$$

$$k(10) \quad 0,042 \cdot 7,5 = 0,315$$

$$k(14) \quad 0,035 \cdot 7,5 = 0,262$$

$$k(14) \quad 0,046 \cdot 7,5 = 0,345$$

Актив:

k(5)	$0,038 \cdot 3,35 = 0,1273$
k(10)	$0,051 \cdot 3,35 = 0,170$
k(14)	$0,055 \cdot 3,35 = 0,184$
k(5)	$0,038 \cdot 16,773 = 0,637$
k(10)	$0,051 \cdot 16,773 = 0,855$
k(14)	$0,055 \cdot 16,773 = 0,922$
k(5)	$0,038 \cdot 13,418 = 0,509$
k(10)	$0,051 \cdot 13,418 = 0,684$
k(14)	$0,055 \cdot 13,418 = 0,737$

Пассив:

k(5)	$0,028 \cdot 3,35 = 0,0938$
k(10)	$0,038 \cdot 3,35 = 0,1273$
k(14)	$0,041 \cdot 3,35 = 0,1375$
k(5)	$0,028 \cdot 16,773 = 0,4696$
k(10)	$0,038 \cdot 16,773 = 0,637$
k(14)	$0,041 \cdot 16,773 = 0,687$
k(5)	$0,028 \cdot 13,418 = 0,375$
k(10)	$0,038 \cdot 13,418 = 0,509$
k(14)	$0,041 \cdot 13,418 = 0,550$



Во фронт:

$$k(5) \quad 0,023 \cdot 7,5 = 0,1725$$

$$k(5) \quad 0,031 \cdot 7,5 = 0,2325$$

$$k(10) \quad 0,031 \cdot 7,5 = 0,2325$$

$$k(10) \quad 0,042 \cdot 7,5 = 0,315$$

$$k(14) \quad 0,035 \cdot 7,5 = 0,2625$$

$$k(14) \quad 0,046 \cdot 7,5 = 0,345$$

Актив:

k(5)	$0,038 \cdot 3,35 = 0,1273$
k(10)	$0,051 \cdot 3,35 = 0,170$
k(14)	$0,055 \cdot 3,35 = 0,184$
k(5)	$0,038 \cdot 16,773 = 0,637$
k(10)	$0,051 \cdot 16,773 = 0,855$
k(14)	$0,055 \cdot 16,773 = 0,922$
k(5)	$0,038 \cdot 13,418 = 0,509$
k(10)	$0,051 \cdot 13,418 = 0,684$
k(14)	$0,055 \cdot 13,418 = 0,737$

k(5)	$0,028 \cdot 3,35 = 0,0938$
k(10)	$0,038 \cdot 3,35 = 0,1273$
k(14)	$0,041 \cdot 3,35 = 0,1375$
k(5)	$0,028 \cdot 16,773 = 0,4696$
k(10)	$0,038 \cdot 16,773 = 0,637$
k(14)	$0,041 \cdot 16,773 = 0,687$
k(5)	$0,028 \cdot 13,418 = 0,375$
k(10)	$0,038 \cdot 13,418 = 0,509$
k(14)	$0,041 \cdot 13,418 = 0,550$

### 3. Гидростатическое давление.

$$P = \rho \cdot g \cdot h \cdot d = 1,015 \cdot 9,81 \cdot h \cdot 0,63/1 = \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (10)$$

где:  $\rho$  – плотность морской воды;  
 $g$  – ускорение свободного падения;  
 $h$  – глубина расположения элемента;  
 $d$  – диаметр элемента.

$$h=4; l=30; P1 = 0.8362 \text{ кН/м};$$

$$h=10; l=30; P2 = 2.091 \text{ кН/м};$$

$$h=16; l=30; P3 = 3.345 \text{ кН/м};$$

$$h=22; l=30; P4 = 4.6 \text{ кН/м};$$

$$h=28; l=30; P5 = 5.645 \text{ кН/м};$$

$$h=35; l=30; P6 = 7.318 \text{ кН/м}.$$

Для наклонных элементов значение гидростатического давления определяется по формуле:

$$P = \rho g h d \cos \alpha \quad (11)$$

$$h=4; P1 = 8.04 \text{ кН/м};$$

$$h=10; P2 = 15.84 \text{ кН/м};$$

$$h=16; P3 = 25.33 \text{ кН/м};$$

$$h=22; P4 = 34.83 \text{ кН/м};$$

$$h=28; P5 = 44.34 \text{ кН/м};$$

$$h=35; P6 = 62.916 \text{ кН/м}.$$

### 4. Выталкивающая сила

Для горизонтальных элементов значение выталкивающей силы определяется по формуле:

$$P = \rho \cdot g \cdot \pi \cdot r^2 \quad (12)$$

$$P = 1,015 \cdot 9.81 \cdot 3,14 \cdot 0,23^2 \cdot (0,315^2) = 1.65 (3.1) \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

## 5. Волновая нагрузка

СНиП 2.06.04-82

Максимальную силу от воздействия волн  $Q_{max}$ , кН, на вертикальную обтекаемую преграду с поперечными размерами  $a < 0,4\lambda$  и  $b < 0,4\lambda$  (рис.14, а) при  $d > d_{cr}$  необходимо определять из ряда значений, получаемых при различных положениях преграды относительно вершины волны  $\chi = x/\lambda$ , по формуле:

$$Q_{max} = Q_{i, max}\delta_i + Q_{v, max}\delta_v \quad (13)$$

где  $Q_{i, max}$  и  $Q_{v, max}$  – соответственно инерционный и скоростной компоненты силы воздействия волн, кН

$\delta_i$  и  $\delta_v$  – коэффициенты сочетания инерционного и скоростного компонентов максимальной силы от воздействия волн.

$$Q_{i, max} = 1/4 \cdot \rho \cdot g \cdot \pi \cdot b^2 \cdot h \cdot k_v \cdot a_i \beta_i \quad (14)$$

$$Q_{v, max} = 1/12 \cdot \rho \cdot g \cdot \pi \cdot b \cdot h^2 \cdot k_v^2 \cdot a_v \beta_v \quad (15)$$

Для 1й пары стоек:

$$Q_{max} = Q_{i, max}\delta_i + Q_{v, max}\delta_v = 65,46 \cdot 0,81 + 31,93 \cdot 1 = 65,53 \text{ кН};$$

Для 2й пары стоек:

$$Q_{max} = Q_{i, max}\delta_i + Q_{v, max}\delta_v = 65,46 \cdot 0,89 + 31,93 \cdot 0,38 = 59,30 \text{ кН}.$$

Для 3й пары стоек:

$$Q_{max} = Q_{i, max}\delta_i + Q_{v, max}\delta_v = 65,46 \cdot 0 + 31,93 \cdot 0,02 = 31,93 \text{ кН}.$$

Линейную нагрузку от волн (кН\м) на вертикальную обтекаемую преграду  $Q_{max}$  необходимо определять по формуле:

$$q = q_{i, max}\delta_{xi} + q_{v, max}\delta_{xv} \quad (16)$$

Таблица 1 – Линейные нагрузки на вертикальную обтекаемую преграду

Z	Zрел	$\delta_{xi}$	$\delta_{xv}$	$q_i \text{ max}$	$q_v \text{ max}$	q(3)	q(1)	q(2)
2	0,942857	0,94	0,37	3,21638	2,935736	2,935736	3,72192	3,110587
4	0,885714	0,92	0,33	3,147946	2,618359	2,618359	3,459192	2,802236

6	0,828571	0,88	0,3	3,011079	2,380326	2,380326	3,219375	2,562418
8	0,771429	0,82	0,27	2,805778	2,142294	2,142294	2,945341	2,315757
10	0,714286	0,72	0,23	2,46361	1,824917	1,824917	2,545745	1,980032
12	0,657143	0,6	0,21	2,053008	1,666228	1,666228	2,226189	1,788218
14	0,6	0,51	0,2	1,745057	1,586884	1,586884	2,015085	1,682046
16	0,542857	0,45	0,19	1,539756	1,50754	1,50754	1,855307	1,586139
18	0,485714	0,4	0,18	1,368672	1,428196	1,428196	1,712637	1,493653
20	0,428571	0,33	0,17	1,129155	1,348852	1,348852	1,53575	1,394324
22	0,371429	0,28	0,16	0,958071	1,269507	1,269507	1,393081	1,301839
24	0,314286	0,24	0,15	0,821203	1,190163	1,190163	1,267519	1,212775
26	0,257143	0,21	0,14	0,718553	1,110819	1,110819	1,159066	1,127133
28	0,2	0,2	0,13	0,684336	1,031475	1,031475	1,08483	1,048335
30	0,142857	0,19	0,12	0,650119	0,952131	0,952131	1,010594	0,969536
32	0,085714	0,18	0,11	0,615903	0,872786	0,872786	0,936357	0,890737
35	0	0,17	0,1	0,581686	0,793442	0,793442	0,862121	0,811939

Расстояние  $z_{Qmax}$ , м, от расчетного уровня воды до точки приложения максимальной силы от воздействия волн на вертикальную обтекаемую преграду необходимо определять по формуле:

$$z_{Qmax(1)} = \frac{1}{Q_{max}} (Q_{i,max} \delta_i z_{Q,i} + Q_{v,max} \delta_v z_{Q,v}) = 0,7 м$$

$$z_{Qmax(2)} = \frac{1}{Q_{max}} (Q_{i,max} \delta_i z_{Q,i} + Q_{v,max} \delta_v z_{Q,v}) = 10,82 м$$

$$z_{Qmax(3)} = \frac{1}{Q_{max}} (Q_{i,max} \delta_i z_{Q,i} + Q_{v,max} \delta_v z_{Q,v}) = 21,2 м$$

Максимальное значение горизонтальной составляющей линейной нагрузки от волн  $P_{x,max}$ , кН/м, на горизонтальную обтекаемую преграду необходимо определять из ряда величин, получаемых при различных значениях  $x$ , по формуле:

$$P_{x,max} = P_{xi} \delta_{xi} + P_{xv} \delta_{xv} \quad (17)$$

Таблица 2 – Горизонтальная составляющая линейной нагрузки

Z	Z <sub>рел</sub>	$\delta_{xi}$	$\delta_{xv}$	P <sub>xi</sub>	P <sub>xv</sub>	P <sub>x</sub> max(3)	P <sub>x</sub> max(1)	P <sub>x</sub> max(2)
4	0,885714	0,92	0,33	3,147946	2,618359	2,618359	3,459192	2,802236

10	0,714286	0,72	0,23	2,46361	1,824917	1,824917	2,545745	1,980032
16	0,542857	0,45	0,19	1,539756	1,50754	1,50754	1,855307	1,586139
22	0,371429	0,28	0,16	0,958071	1,269507	1,269507	1,393081	1,301839
28	0,2	0,2	0,13	0,684336	1,031475	1,031475	1,08483	1,048335
35	0	0,17	0,1	0,581686	0,793442	0,793442	0,862121	0,811939

Максимальную величину вертикальной составляющей линейной нагрузки от волн на горизонтальную обтекаемую преграду  $P_{z,max}$ , кН/м, необходимо определять по формуле:

$$P_{z,max} = P_{zi}\delta_{zi} + P_{zv}\delta_{zv} \quad (18)$$

Таблица 3 – Вертикальная составляющая линейной нагрузки

Z	Z <sub>рел</sub>	$\partial zi$	$\partial zv$	P <sub>zi</sub>	P <sub>zv</sub>	P <sub>z</sub> max(1)	P <sub>z</sub> max(2)	P <sub>z</sub> max(3)
4	0,885714	0,92	0,33	3,147946	2,618359	2,618359	-0,2392	-2,1726
10	0,714286	0,72	0,23	2,46361	1,824917	1,824917	-0,32847	-1,4873
16	0,542857	0,45	0,19	1,539756	1,50754	1,50754	0,025896	-1,2781
22	0,371429	0,28	0,16	0,958071	1,269507	1,269507	0,224947	-1,1102
28	0,2	0,2	0,13	0,684336	1,031475	1,031475	0,239227	-0,9114
35	0	0,17	0,1	0,581686	0,793442	0,793442	0,150857	-0,6956

### 3.2. Экспериментальное исследование сжато-изогнутых трубобетонных колонн

Эксперимент был смоделирован в Лире

Расчет конструкции в программном комплексе ЛИРА

#### 1. Создание расчетной схемы (панель «Корректировка»):

##### 1.1 Добавление узлов (приложение А):

- 1.1.1 по координатам;
- 1.1.2 на сети;
- 1.1.3 по окружности;
- 1.1.4 по формуле;
- 1.1.5 деление на n-равных частей;
- 1.1.6 деление на 2 части по пропорции.

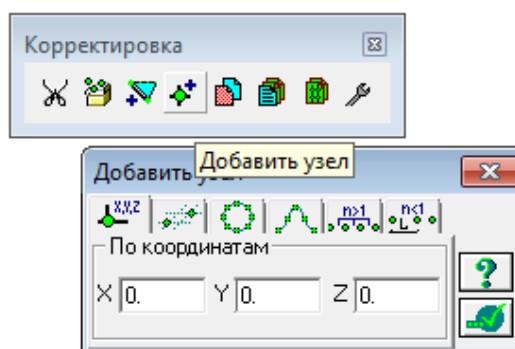


Рисунок 18 – Добавление узлов

##### 1.2 Добавление элементов (приложение Б):

- 1.2.1 добавить стержень, указав узлы курсором;
- 1.2.2 добавить 3-х узловую пластину;
- 1.2.3 добавить 4-х узловую пластину;
- 1.2.4 добавить одноузловой КЭ;
- 1.2.5 добавить стержень делением на n-равных частей;
- 1.2.6 разбить стержень узлами;
- 1.2.7 объемный элемент по отмеченным узлам.

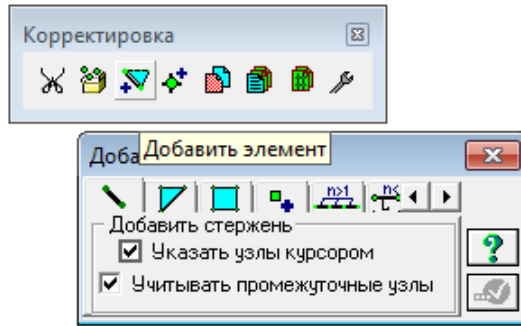


Рисунок 19 – Добавление элементов

2. Назначение связей (приложение В) (панель «Связи, жесткости, нагрузки») производится в зависимости от типа закрепления конструкции. Выбираются те позиции, относительно которых перемещение отсутствует.

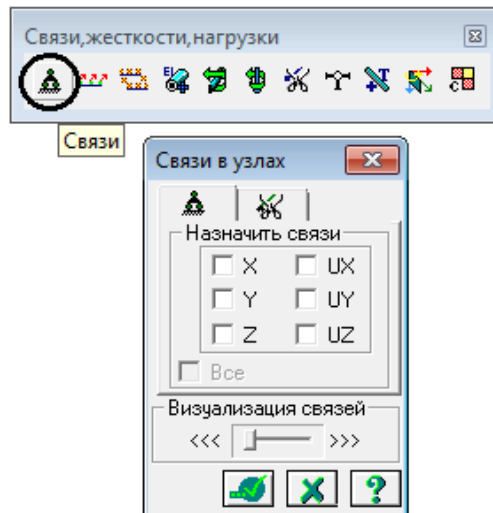


Рисунок 20 – Назначение связей

3. Добавление нагрузок («Связи, жесткости, нагрузки»):

- 3.1 В узлах;
- 3.2 На стержни;
- 3.3 На пластины;
- 3.4 На объемные КЭ.

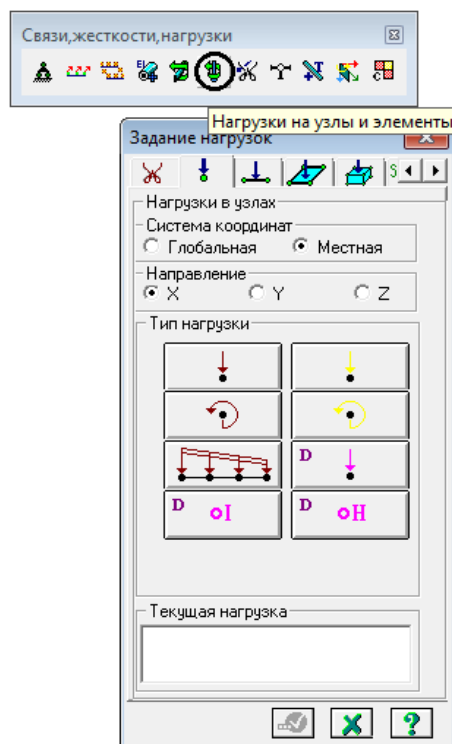
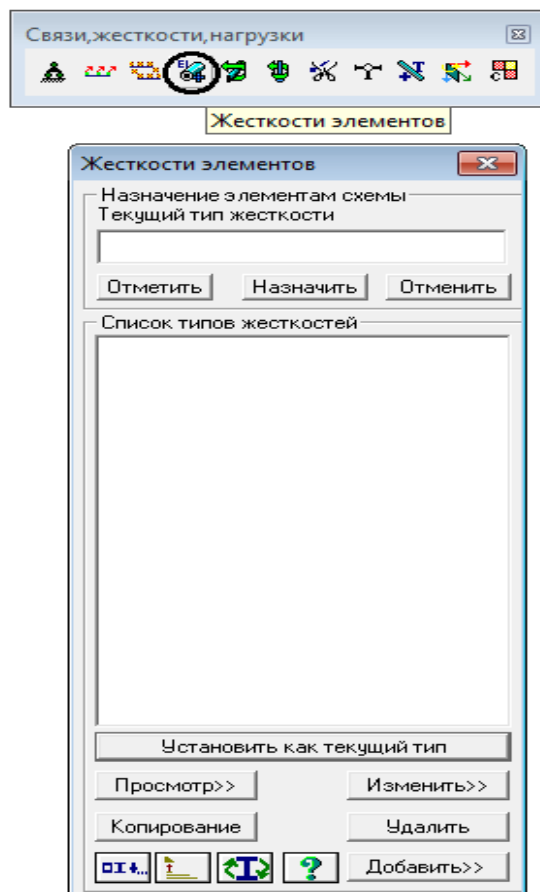


Рисунок 21 – Задание нагрузок

4. Задание жесткости элементов (приложение Г) (панель «Связи, жесткости, нагрузки»):





## Рисунок 22 – Панель жесткости элементов

4.1 Выбрать пункт «Добавить», далее в появившемся окне найти нужную базу сечений, в данном случае металлических, выбрать трубу;

4.2 В появившемся окне из ниспадающих списков выбрать сортамент и профиль. При необходимости указать файл сортамента;

4.3 Выбранный типа трубы появился в «Списке типов жесткостей». Для назначения жесткости нужно кликнуть по ней два раза, после чего она отобразится в графе «Текущий тип жесткости». Выделить ее и «Назначить».

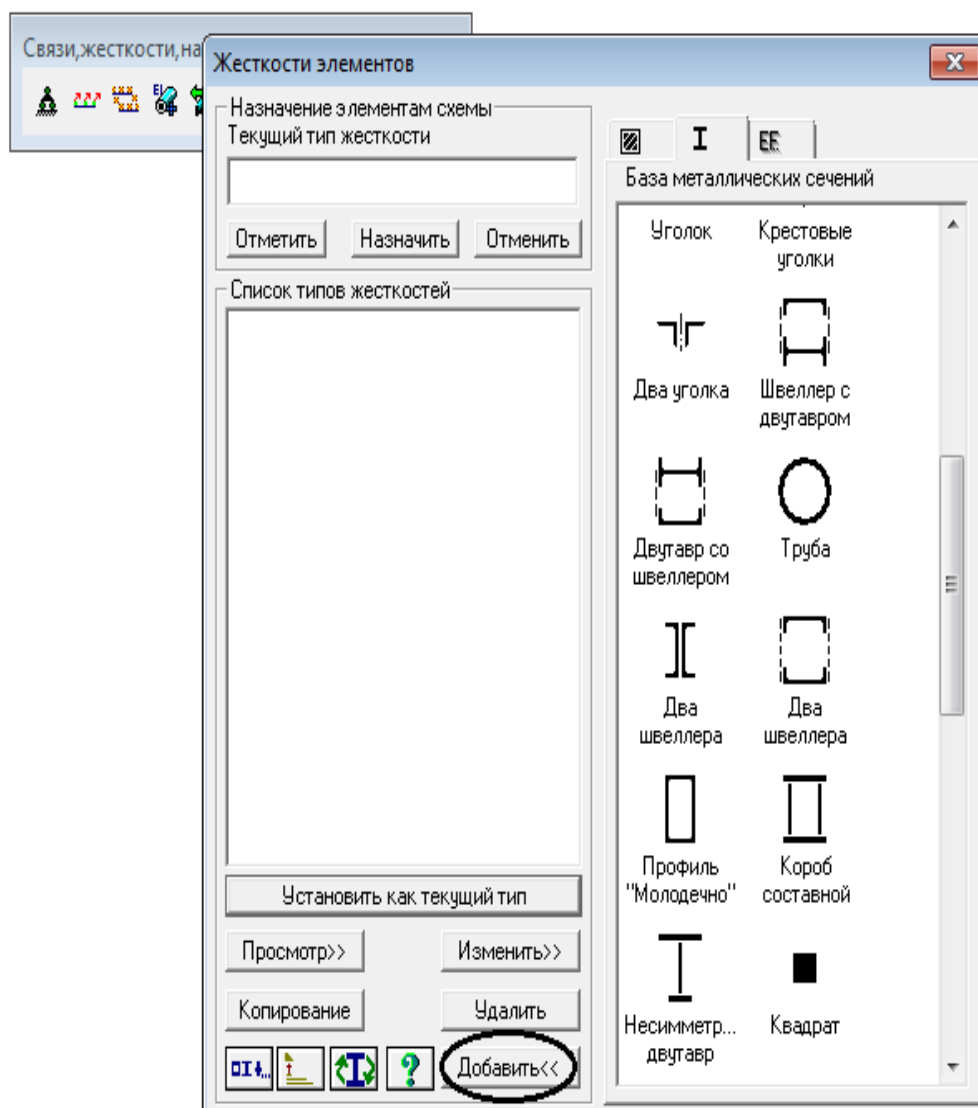


Рисунок 23 – Добавление жесткости элемента

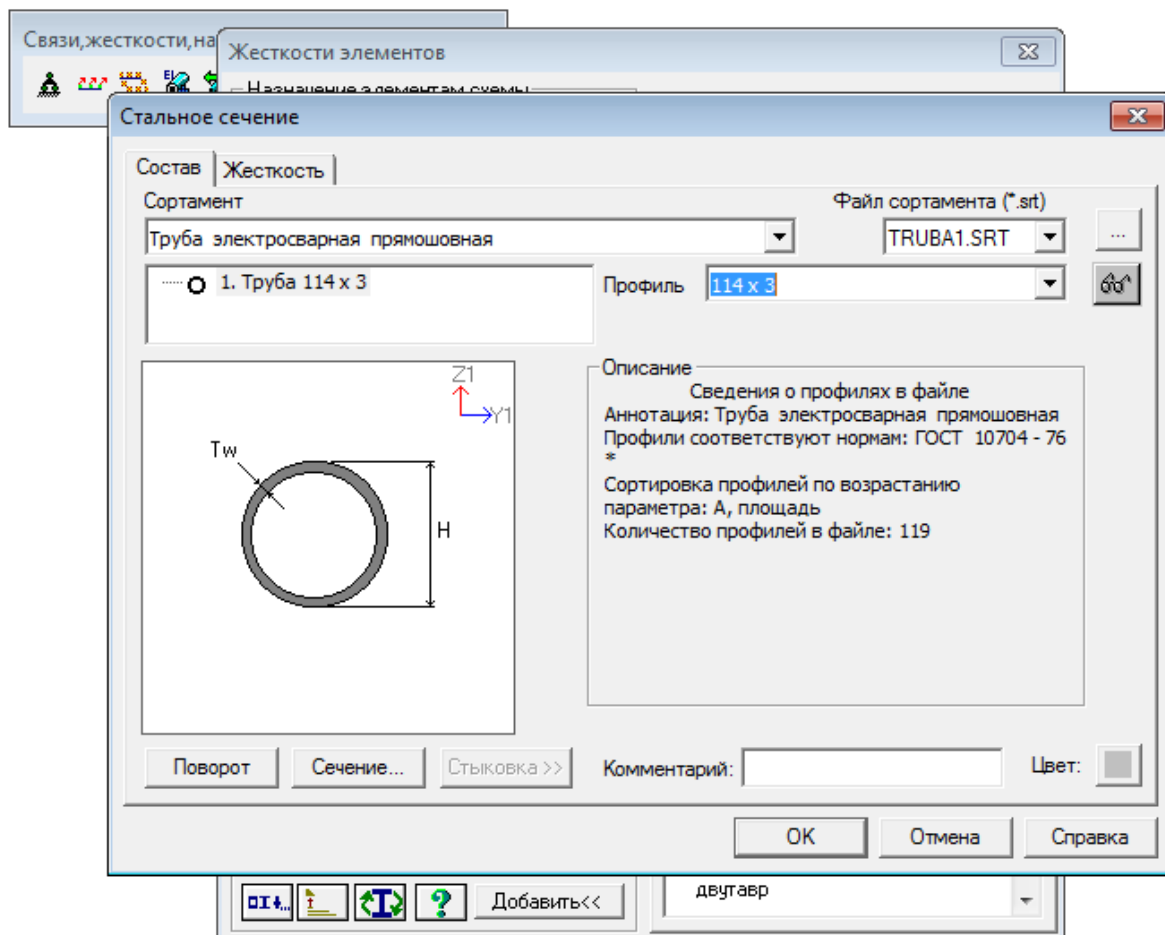


Рисунок 24 – Указание сечения трубы

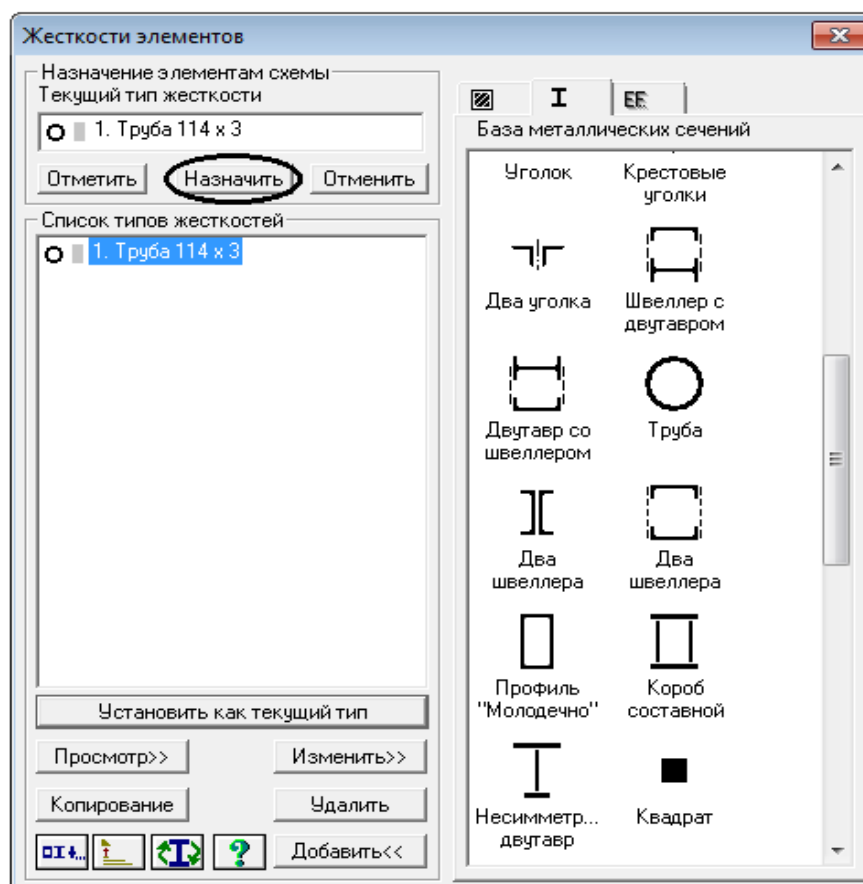


Рисунок 25 – Назначение сечения

Действующие нагрузки:

- 1) Снеговая нагрузка.
- 2) Вес верхнего строения.
- 3) Собственный вес конструкции.
- 4) Ветровая нагрузка во фронт активная.
- 5) Ветровая нагрузка во фронт пассивная.
- 6) Ветровая нагрузка в угол активная.
- 7) Ветровая нагрузка в угол пассивная.
- 8) Гидростатическое давление.
- 9) Выталкивающая сила.
- 10) Волновая нагрузка на вертикальную обтекаемую преграду ( $q$ ).
- 11) Максимальная сила от воздействия волн  $Q_{\max}$
- 12) Расстояние  $z_{Q_{\max}}$ , от расчетного уровня воды до точки приложения максимальной силы

13)  $R_x$  и  $R_z$  на горизонтальную обтекаемую преграду.

5. Задание собственного веса конструкции производится с помощью выпадающего меню «Нагрузки»:

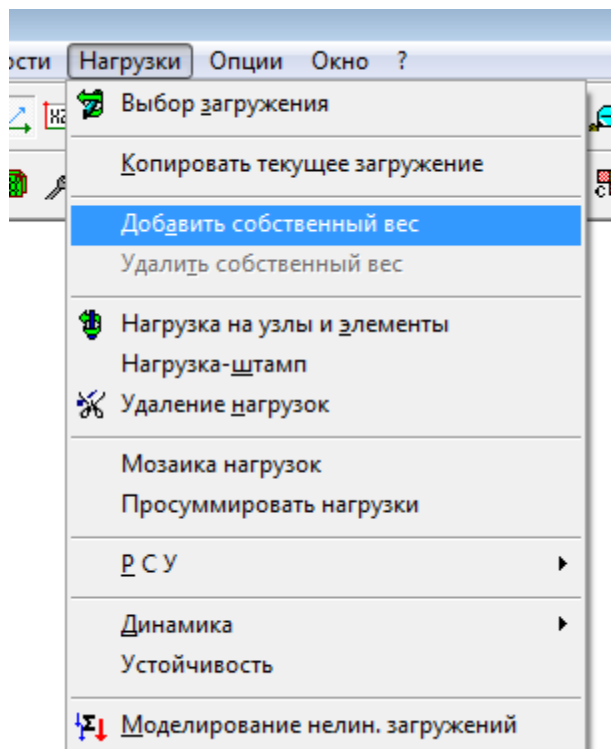


Рисунок 26 – Назначение собственного веса

6. После наложения связей, задания жесткостей и нагрузок задаются расчетные сочетания усилий («Нагрузки» - «PCY» - «Генерация таблицы PCY»):

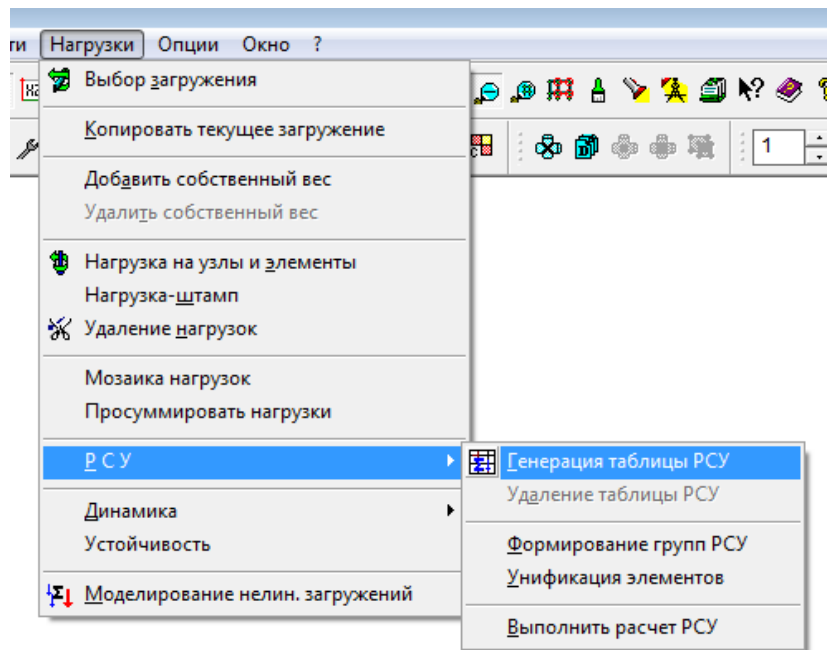


Рисунок 27 – Задание расчетных сочетаний усилий

В появившемся окне выбирается вид нагружения, и при необходимости заполняются другие строки:

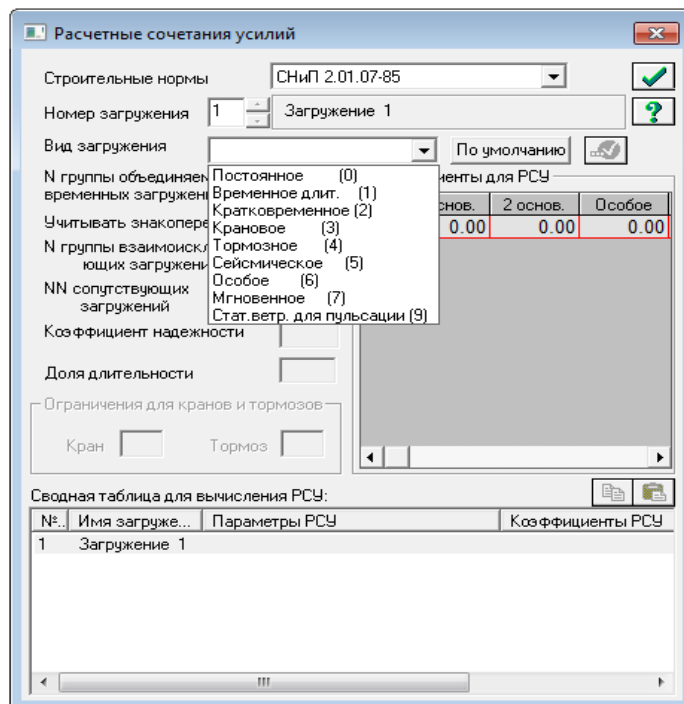


Рисунок 28 – Таблица РСУ

7. После все вышеописанных действий производится расчет конструкции (приложение Д) (панель «Файлы» - «Выполнить расчет»):

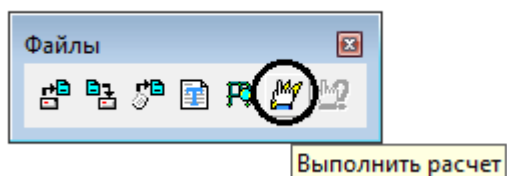


Рисунок 29 – Выполнение расчета

Если все пункты выполнены правильно, то появится окно расчета, после чего снова откроется ПК ЛИРА. Результаты расчета можно увидеть, выбрав «Результаты расчета» в ниспадающем меню «Режим» и в появившемся меню «Деформационная схема» выбрать нужную позицию:

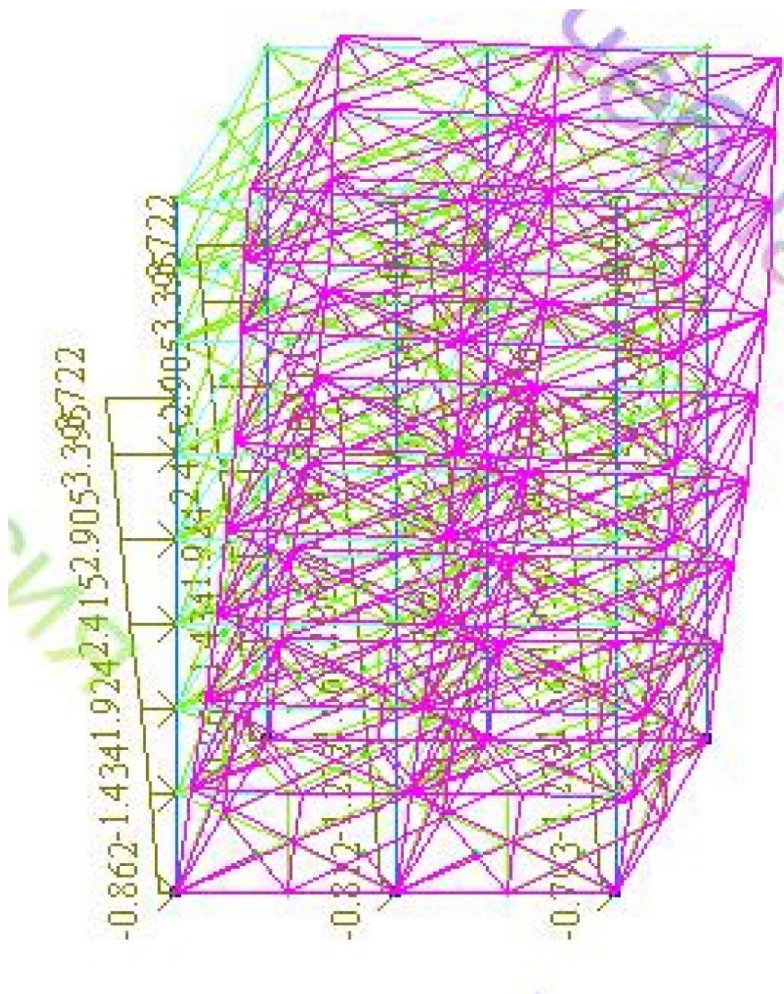
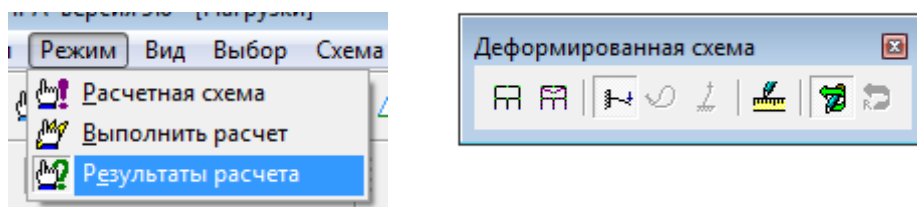


Рисунок 30 – Результаты деформации при данных нагрузках

### 3.3. Сравнение теоретических и экспериментальных результатов

Конструкции из бетона, заключенного в стальную обойму, широко используются в качестве сильно нагруженных колонн во многих странах мира. Причиной эффективности трубобетонных конструкций является целый ряд положительных качеств, которыми обладают данные конструкции. Их внешняя стальная оболочка, одновременно выступая в роли продольного и поперечного армирования, воспринимает возникающие в ней усилия по всем направлениям. Кроме того, при продольном сжатии трубобетонного элемента реактивное боковое давление, действующее со стороны стальной оболочки на бетонное ядро, создает для него благоприятные условия работы – объемное сжатие. В результате, прочность бетона при сжатии возрастает примерно на 50÷80 %. Стальная обойма в свою очередь, благодаря совместной работе с бетоном, предохранена от потери местной устойчивости. Трубобетонные конструкции очень надежны в эксплуатации. В предельном состоянии они не теряют несущую способность мгновенно, как обычные железобетонные элементы, а еще длительное время способны выдерживать действующую нагрузку. Следовательно, в таких конструкциях открывается широкая возможность для использования современных высокопрочных бетонов. Здесь практически преодолен один из основных недостатков таких бетонов – их высокая хрупкость. Отмеченные особенности оказывают положительное влияние на несущую способность сжатых трубобетонных элементов. В результате при достаточно больших нагрузках они оказываются более экономичными по сравнению с традиционно используемыми конструкциями, так как имеют меньший расход металла и размеры поперечного сечения. За ненадобностью опалубочного оборудования процесс изготовления трубобетонных элементов значительно облегчается и становится выгоднее как по трудозатратам, так и по стоимости. Существенно возрастает скорость возведения монолитных объектов. При проектировании сжатых трубобетонных элементов следует иметь в виду, что требования технологического процесса производства практически не ограничивают области их применения. Они надежны в

эксплуатации и при сложных температурно-влажностных режимах, и в условиях агрессивной среды, где применение обычного железобетона затруднительно. Здесь же следует подчеркнуть, что огнестойкость трубобетонных элементов значительно выше, чем у металлических конструкций и при величине наружного диаметра поперечного сечения трубы 426 мм. достигает 2,5 часов без использования огнезащитных покрытий. Однако широкому внедрению трубобетонных конструкций в практику строительства препятствуют некоторые известные их недостатки [1]. Один из них связан с особенностью работы трубобетона в процессе его сжатия. Из-за разницы в коэффициентах Пуассона бетона и стали ( $\nu_b \approx 0,2$ ,  $\nu_s \approx 0,3$ ) при эксплуатационных нагрузках, бетонное ядро и стальная обойма работают не эффективно – обойма стремится оторваться от внутреннего ядра. Фактором, усугубляющим этот процесс, может стать усадка бетона. И только при нагрузках близких к разрушающим, когда в бетоне интенсивно начинают проявляться процессы микротрещинообразования (при этом значение  $\nu_b$  может возрастать до 0,5 и даже немного выше), эффект внешней стальной обоймы начинает положительно сказываться на работе трубобетонных элементов. Поэтому работы по совершенствованию конструкции трубобетонных элементов не прекращаются до настоящего времени. В Магнитогорском государственном техническом университете предложен следующий путь усовершенствования трубобетонных элементов. Основной особенностью их изготовления здесь является применение длительного прессования бетонной смеси давлением 2-3 МПа. Исходя из результатов других работ [2], известно, что бетон, твердеющий под таким давлением, имеет на 50...60 % более высокую прочность, а также существенно меньшие величины деформаций усадки и ползучести. В процессе прессования из бетонной смеси отжимается «свободная» (не вступившая во взаимодействие с частицами цемента) вода. Прессующее давление через бетонную смесь передается на внутреннюю поверхность стальной трубы-оболочки. Благодаря этому создается предварительное растяжение стальной оболочки и обжатие бетонного ядра.



Таким образом, совместная работа бетонного ядра и стальной оболочки обеспечивается на всех этапах работы трубобетонного элемента. В качестве внешней оболочки используются стальные трубы промышленного производства, а для заполнения ядра лучше всего подходит обычный тяжелый бетон с современными пластифицирующими добавками, повсеместно применяемый в современном строительстве. Длительное прессование бетонной смеси в трубобетонных элементах производится одним из двух методов: - с помощью пустотообразователя специальной конструкции [3,4]; - путем последовательного вдавливания в эту смесь вдоль направляющего стержня, расположенного коаксиально внешней обойме, трех стальных трубочек, имеющих постепенно увеличивающиеся диаметры [5]. В результате использования данных методов могут быть получены конструкции трубобетонных элементов, изображенные на рисунках 31,б и 31,в. Для экспериментальной проверки влияния длительного прессования бетонной смеси и предварительного бокового обжатия ядра на несущую способность элементов предложенной конструкции были проведены испытания лабораторных образцов, работающих на осевое (серии НЦ и ОЦ) и внецентренное (серии Н1, Н2, Н3 и О1, О2, О3) сжатие в диапазоне относительных эксцентриситетов продольной силы  $e_0/d = 0, 0,065, 0,13, 0,26$ . В обозначениях серий сталетрубобетонные элементы с предварительно обжатым ядром (СТБО) первой имеют букву «О», а образцы из обычного бетона (СТБ) – букву «Н». Также в наименованиях серий указаны (в миллиметрах) диаметр внешней стальной оболочки и толщина ее стенки. Нагружение сжатых трубобетонных образцов осуществлялось до полной потери их несущей способности. Результаты испытаний образцов кольцевого поперечного сечения ранее уже публиковались [1], а результаты испытаний образцов с внутренним стальным сердечником приведены в таблицах 4 и 5.

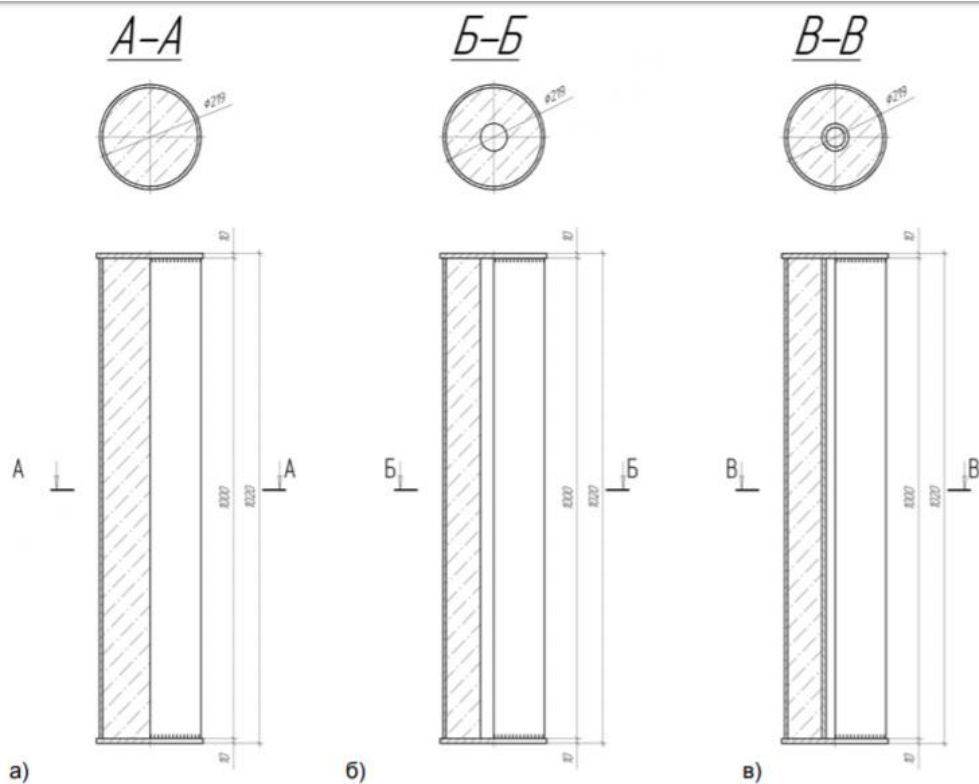


Рисунок 31 - Варианты исполнения образцов трубобетонных элементов а – «классический» трубобетон сплошного сечения, б – трубобетонный элемент кольцевого сечения с обжатым ядром, в - трубобетонный элемент кольцевого сечения с обжатым ядром и внутренним стальным сердечником

Таблица 4 - Результаты испытаний образцов на осевое сжатие

№	Серия, образец	$R_{bc}$ , МПа	$N_y^{Exp}$ , кН	$N_{crc}^{Exp}$ , кН	$N_u$ , кН	$N_{bs}$ , кН	$N_y/N_u$	$N_{crc}/N_u$	$N_{crc}/N_{bs}$	$N_u/N_{bs}$
1	НЦ.159.6	21,4	1306	1424	2103	1437	0,62	0,68	0,99	1,46
2	ОЦ.159.6	21,4	1617	1831	2288	1437	0,71	0,80	1,27	1,59
3	НЦ.219.8	24,2	2344	2718	3864	2626	0,61	0,69	1	1,47
4	ОЦ.219.8	24,2	2668	3252,3	4169,3	2626	0,64	0,78	1,24	1,59

Таблица 5 - Результаты испытаний образцов на внецентренное сжатие

№	Серия, Образец	$e_0/d$	$R_{bc}$ , МПа	$N_y^{Exp}$ , кН	$N_{crc}^{Exp}$ , кН	$N_u$ , кН	$N_{bs}$ , кН	$N_y/N_u$	$N_{crc}/N_u$	$N_{crc}/N_{bs}$	$N_u/N_{bs}$
1	H1.159.6	0,065	19,5	965	1040,7	1406	1167	0,69	0,74	0,89	1,21
2	H2.159.6	0,130	20,0	786	855	1210	1046	0,65	0,71	0,82	1,16
3	H3.159.6	0,260	19,8	620	706	954	856	0,65	0,74	0,83	1,11
4	O1.159.6	0,065	19,5	1107,3	1184,7	1558,7	1167	0,71	0,76	1,02	1,34
5	O2.159.6	0,130	20,0	946	1101,3	1411,7	1046	0,67	0,78	1,05	1,35
6	O3.159.6	0,260	19,8	722	811	1057	856	0,68	0,77	0,95	1,23
7	H1.219.8	0,065	27,9	1607	1762,7	2921,3	2447	0,55	0,60	0,72	1,19
8	H2.219.8	0,130	26,2	1250	1564,7	2697,7	2144	0,46	0,58	0,73	1,26
9	H3.219.8	0,260	27,6	900	1050,3	1862	1785	0,48	0,56	0,59	1,04
10	O1.219.8	0,065	27,9	2062,3	2415	3308	2447	0,62	0,73	0,99	1,35
11	O2.219.8	0,130	26,2	1855,3	2200	3041	2144	0,61	0,72	1,03	1,42
12	O3.219.8	0,260	27,6	1369	1537,7	2294,7	1785	0,60	0,67	0,86	1,29

В таблицах 4 и 5 представлены осредненные по сериям данные по цилиндрической ( $R_{bc}$ ) прочности исходного бетона, а также экспериментально определенные значения нагрузок, соответствующие: началу текучести металла оболочки  $N_y$ , верхней границе микротрещинообразования в бетоне  $N_{crc}$ , максимально достигнутой нагрузке  $N_u$ , суммарному усилию, воспринимаемому бетонным ядром, внешней и внутренней стальными трубами, испытанными отдельно ( $N_{bs} = R_s A_s + R / s A / s + R_{bc} A_b$ ). Для количественной оценки эффективности работы под нагрузкой сталетрубобетонных элементов подсчитаны следующие соотношения: -  $N_{crc}/N_{bs}$  – отношение нагрузки, при которой зафиксирован процесс объединения микротрещин в бетонном ядре к суммарной несущей способности бетонного ядра и трубы, испытанных отдельно;  $N_u / N_{bs}$  – отношение максимальной нагрузки, которую выдержал образец к суммарной несущей способности бетонного ядра и трубы, испытанных отдельно. Характер разрушения сталетрубобетонных образцов показан на рисунке 32. После окончания испытаний с части разрушенных образцов разных серий срезались торцевые крышки, а их оболочка разрезалась вдоль и снималась. При визуальном осмотре торцов бетонного ядра не было обнаружено видимых трещин. После разрезки оболочки бетонное ядро легко извлекалось и сохраняло при этом свою форму, повторяя все деформации стальной оболочки. На боковой поверхности бетонного ядра центрально

сжатых образцов при визуальном осмотре были обнаружены микротрещины. Максимальная концентрация их наблюдалась в зоне образования складок. Трещины на бетоне в зоне складок ориентировались по направлениям, близким к вертикальному. Это свидетельствует о том, что разрушение образцов не было вызвано срезом бетонного ядра.



Рисунок 32 - Характер разрушения трубобетонных элементов а – при осевом сжатии; б – при внецентренном сжатии.

При незначительных механических воздействиях на бетон в зонах образования складок он начинал выкрашиваться, однако целостность самого бетонного ядра сохранялась. После удара бетонное ядро разваливалось на несколько частей неправильной формы. Разрушение внецентренно-сжатых сталетрубобетонных элементов начиналось с образования гофров в зоне наибольшего продольного сжатия и заканчивалось ускоренным нарастанием кривизны элемента в плоскости действия изгибающего момента от эксцентриситета, с развитием гофров в области, примыкающей к зоне наибольшего сжатия. Причем характер и вид разрушения СТБ и СТБО элементов для исследованных эксцентриситетов приложения сжимающей

нагрузки были аналогичны. Наибольшая концентрация трещин и раздробление бетона наблюдались в зоне образования складки, т.е. в самой сжатой зоне элемента. Бетон в точности повторял форму гофр, которые были ориентированы перпендикулярно к продольной 6 оси элемента и образовывались на стальной оболочке в результате ее местной потери устойчивости. Это свидетельствует о том, что предельная деформированность бетонного ядра в трубобетонных конструкциях значительно возрастает. При этом бетон нельзя считать пластичным телом, так как его структура была существенно нарушена. В местах образования гофр при незначительных механических воздействиях бетон крошился. Результаты данных экспериментов говорят о том, что образцы с предварительно обжатым ядром работают на сжатие в области малых эксцентриситетов гораздо эффективнее образцов из обычного бетона. Практически для всех предварительно напряженных образцов наблюдалось значительное повышение предела упругой работы  $N_{el}$  и уровня нагрузки, соответствующей верхней границе микротрещинообразования в бетонном ядре. Для центрально сжатых элементов это повышение составило 30...48 %. Несущая способность предварительно обжатых образцов (по сравнению с классическими трубобетонными элементами) возросла в меньшей степени - на 18...25 %. Сравнительные диаграммы «N-ε» для образцов серий НЦ и ОЦ диаметром 219 и 159 мм. приведены на рисунке 33. Рост прочности бетона в предварительно обжатых элементах составил 3,0-4,0 раза по сравнению с прочностью исходного бетона. Этот рост объясняется как длительным прессованием смеси, так и подходящими условиями для объемного сжатия бетона. С увеличением эксцентриситета приложения сжимающей нагрузки эффективность трубобетонных конструкций снижается (рисунок 34).

### **3.4. Экспериментальное исследование поведения трубобетонной решетчатой панели опорного блока МСП в условиях шельфа на глубине 700 м.**

Опыты показали, что на характер изменения прогибов с ростом сжимающих нагрузок оказывали влияние как величины относительного эксцентриситета  $e_0/d$ , так и наличие предварительного обжатия у испытываемых образцов. С ростом  $e_0/d$  величина прогиба, при одном и том же уровне загрузки, была, как правило, выше. С другой стороны, полученные зависимости свидетельствуют о том, что жесткость СТБО элементов несколько выше, по сравнению с традиционными трубобетонными конструкциями. Так, при относительном уровне загрузки  $n=N/N_u=0,8$  прогибы предварительно обжатых образцов, в среднем, были на 40 % меньше, чем у необжатых. При анализе результатов эксперимента выявлено, что увеличение эксцентриситета приводит к уменьшению разрушающей нагрузки сталетрубобетонных образцов, которая приближается к несущей способности традиционных железобетонных элементов (таблица 5). Так как бетон плохо работает на растяжение, нагрузка при этом воспринимается в основном стальной трубой. В трубобетонных элементах гибкость и эксцентриситет приложения внешней нагрузки оказывают большее влияние на несущую способность, чем в стальных и железобетонных. Также, проведенные исследования свидетельствуют о том, что при приложении сжимающих нагрузок в пределах ядра сечения (значения относительных эксцентриситетов  $e_0/d \leq 0,13$ ) предварительно обжатые трубобетонные элементы работают заметно эффективнее по сравнению с традиционными железобетонными конструкциями.

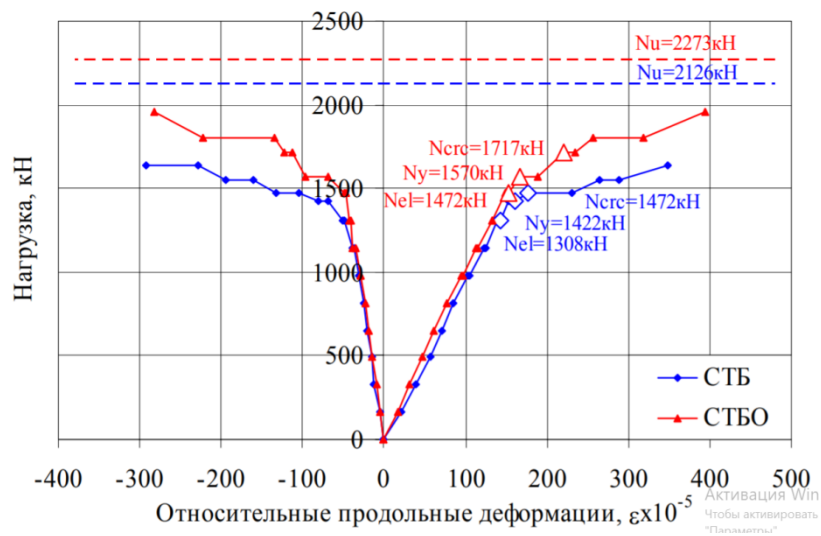
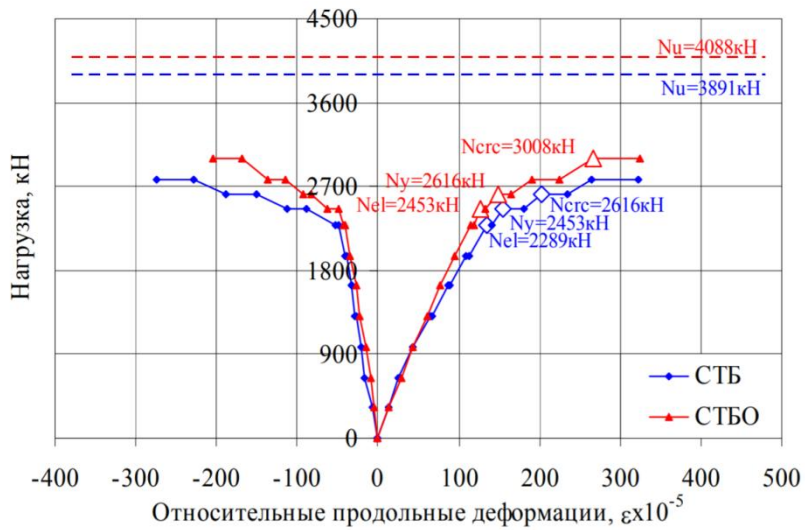
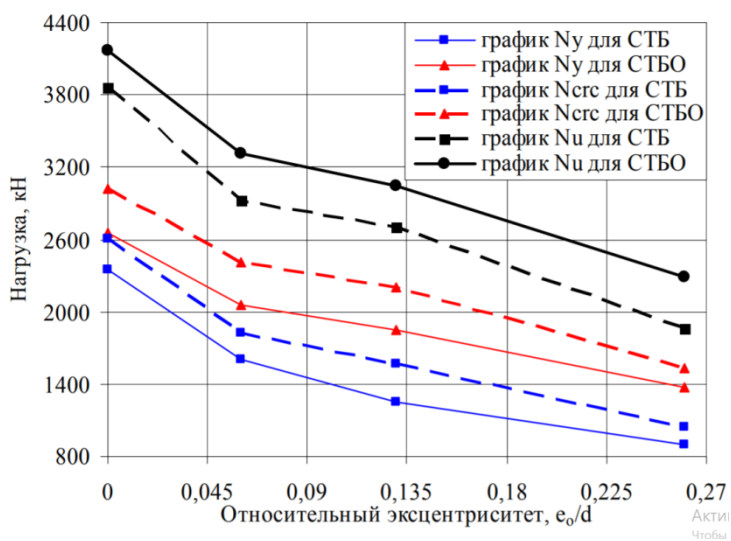


Рисунок 33 - Сравнительные диаграммы «N-ε»: а) для образцов Ø219 мм, б) для образцов Ø159 мм





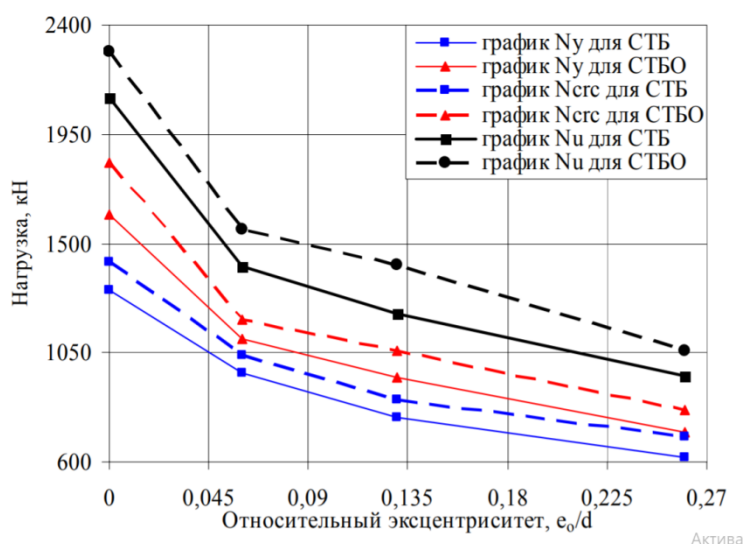


Рисунок 34 - Изменение нагрузок, соответствующих началу текучести стальной оболочки  $N_u$ , уровню верхней границы микротрещинообразования в бетонном ядре  $N_{сгс}$  и разрушения образца  $N_u$  в зависимости от относительного эксцентриситета: а) для образцов  $\varnothing 219$  мм, б) для образцов  $\varnothing 159$  мм.

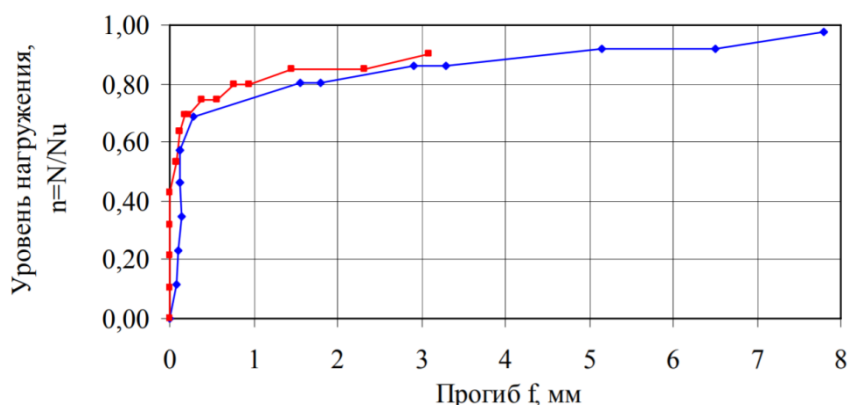


Рисунок 35 - Характерная зависимость прогиба внецентренно сжатых образцов серий Н1.159 и О1.159 от уровня нагружения

На основании результатов можно заключить, что удалось усовершенствовать конструкцию. Это позволило за счет приложения на бетонную смесь избыточного давления получить на обычных цементах и рядовых заполнителях высокопрочные бетоны и создать предварительное обжатие бетонного ядра. В результате существенно улучшились условия работы сжатых трубобетонных элементов и значительно повысилась их несущая способность.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-4Е31	Москалев Артем Викторович

<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>		<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оклад руководителя проекта – 23264 руб. в месяц.</li> <li>- Оклад студента – 14584 руб. в месяц;</li> <li>- Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник).</li> </ul>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Годовая норма составляет 30 %
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Методы коммерциализации результатов инженерных решений;</li> <li>- SWOT-анализ</li> </ul>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Определение трудоемкости выполнения работ;</li> <li>- Расчет материальных затрат НИИ;</li> <li>- Основная и дополнительная зарплата исполнителей темы;</li> <li>- Отчисления во внебюджетные фонды;</li> <li>- Накладные расходы;</li> <li>- Проведение анализа безубыточности проекта</li> </ul>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Расчет интегрального показателя финансовой эффективности.

**Перечень графического материала :**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	05.04.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т.Р.	к.э.н.		05.04.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Москалев Артем Викторович		05.04.2018

#### 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 опорного блока, которая повысит надежность несущей конструкции. В частности модернизация коснется решетчатая конструкция опорного блока.

Модернизация позволит использовать решетчатые 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



“Шеврон”

“Эксон”

“Бритиш Петролеум”

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 НПЗ (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 «Chevron Phillips Chemical Company». 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 м<sup>3</sup> 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, а также несколькими приёмными терминалами для сжиженного природного газа в Мексиканском заливе.

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

Критерии оценки	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:

$$P_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot B_i \quad (19)$$

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

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1: Устойчивость; С2: Сопротивление волнам; С3: малая металлоемкость; С4: Квалифицированный персонал.	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1: плохое сопротивление айсбергам; Сл2: Внутренние производственные проблемы;
<b>Возможности:</b> В1: Сотрудничество с изготовителями платформ; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок.	В1С1С2С3 – данный опорный блок, имеющий сильные стороны как устойчивость и уменьшенная металлоемкость, можно успешно продвигать на рынке, внедряя его в компании различных размеров. В2С1 – демонстрация возможностей на выставках.	В1Сл1 – проблему сопротивления можно решить путем исключения арктических районов.
<b>Угрозы:</b> 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 (QUality ADvisor) 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 значения
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
Срок эксплуатации	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 научного исследования

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:

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

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

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

$T_{К}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

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

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

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

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

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118}$$

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

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

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  $T_{р}$  учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{Ч_i} \quad (23)$$

где  $T_{р}$  – 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.

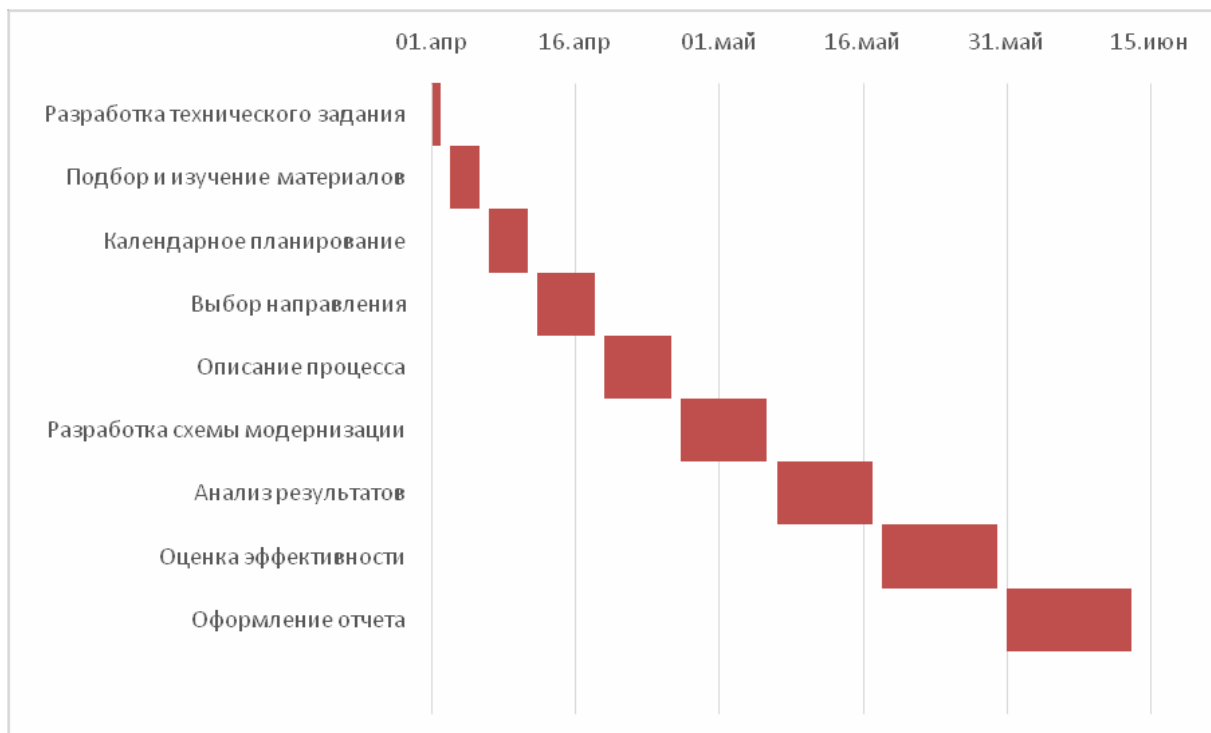
Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

№ 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:

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

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

$N_{рас\ xi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.),

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> 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, (З <sub>м</sub> ), 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	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, 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 модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	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:

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

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

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

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

$$Z_{осн} = T_p * Z_{одн} \quad (29)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d} = \frac{45364,8 * 10,4}{185} = 2550,23$$

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

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

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

Таблица 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.	Гр, 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.	Гр, 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.	Гр, 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:

$$Здоп = доп \cdot Зосн \quad (30)$$



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

Таблица 14 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной 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 финрисп – интегральный финансовый показатель разработки;

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

$\Phi_{\text{max}}$  - 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:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{876010}{999594} = 0,876$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (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 ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

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

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_{min}}} \quad (35)$$

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

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

$$\mathcal{E}_3 = 3,6 / 3,6 = 1.$$

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:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-4Е31	Москалев Артем Викторович

<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>		<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения  
*Конструкция опорного блока морской нефтегазовой платформы.  
 Модернизация несущей конструкции нефтегазовой платформы на шельфе глубиной 700 м.  
 Рабочей зоной является нефтегазовая платформа.  
 Область применения: построение морских буровых платформ.*

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

## **1. Производственная безопасность**

1.1. 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.*

1.2. 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.*

## **2. Экологическая безопасность:**

- защита селитебной зоны (населения):
  - *ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений*
- защита санитарной зоны:
  - *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.*
- 

## **3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:**

- пожар:
  - *ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.*
- разлив:
  - *ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера.*

## **4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- Трудовой кодекс РФ:
  - *ст. 92 ТК РФ,*
  - *ст. 117 ТК РФ,*
  - *ст. 147 ТК РФ.*
- Правила безопасности в газовом хозяйстве;
  - *ПБ 12-529-83*

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОКД ИШНКБ	Король Ирина Степановна	к-т хим. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-4ЕЗ1	Москалев Артем Викторович		

## **5.1. Производственная безопасность.**

### **5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.**

Повышенный шум влияет на нервную и сердечнососудистую 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 противושумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи, либо противושумные 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 сердечнососудистой 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 относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

### **5.1.2. 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.

## **5.2. Экологическая безопасность.**

### **5.2.1. Защита селитебной зоны**

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

### **5.2.2. 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.

### **5.2.3. 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.

### **5.3. 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.

## **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.4.1. 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.

#### **5.4.2. 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.

### **Заключение**

1. Установлено, что перспективными конструкциями в опорных блоках МСП при действии сжимающих усилий являются трубобетонные комплексы, представляющие собой комбинацию стальной трубы с бетонным сердечником и используемые как для пространственных, так и для моноподных конструктивных решений.

2. Применение трубобетона значительно повышает несущую способность блоков МСП, защищает стальные трубы от потери местной устойчивости. В ряде случаев заполнение внутреннего межтрубного пространства бетоном используется как вариант усиления трубчатых стальных элементов блоков. Заполнение трубчатых опорных колонн бетоном создает эффект ледостойкости. В целом эти конструкции наиболее технологичны и наиболее приспособлены к восприятию волновых и ледовых нагрузок.

3. Изучено напряженно-деформированное состояние сжато-изогнутых трубобетонных опорных блоков колонн сплошного поперечного сечения под действием статических продольных и поперечных нагрузок.



Установлено, что нелинейное деформирование конструкционных материалов трубобетонных опорных блоков проявляется на самых ранних стадиях загрузки МСП.

4. Была подтверждена эффективность трубобетона, как конструкционного материала, что позволило решить важную научную проблему расчёта новых современных гидросооружений, имеющих важное хозяйственное значение, внедрение результатов исследования позволяет внести значительный вклад в развитие экономики страны при освоении шельфовых месторождений углеводородного топлива.

#### **Список использованных источников**

1. Аоки М. Введение в методы оптимизации. М.: Наука, 1977. -312с.
2. Бабаков И.М. Теория колебаний.- М.: Наука, 1968.-559с.: ил.
3. Байков В.Н., Сигалов Э.Е. Железобетонные конструкции. Общий курс. 5-е издание, переработанное и дополненное. - М.:Стройиздат, 1991.-767с.: ил.
4. Балаян Г.Г., Жарикова Г.Г., Комков Н.И. Информационно - логические модели научных исследований. - М.: Наука, 1978.- 344с.: ил.
5. Безкоровайный В.П. Технология проектирования и управления объектов транспорта нефти и газа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, 1992.
6. Безухов Н.И., Лужин О.В., Колкунов Н.В. Устойчивость и динамика сооружений в примерах и задачах.-М.: Высшая школа, 1987.-264с.: ил.
7. Березанский О.М., Семенов Ю.Н. Решение задач проектирования судов на основе методов многокритериальной оптимизации.// В кн. "Судостроительная промышленность". Серия Системы

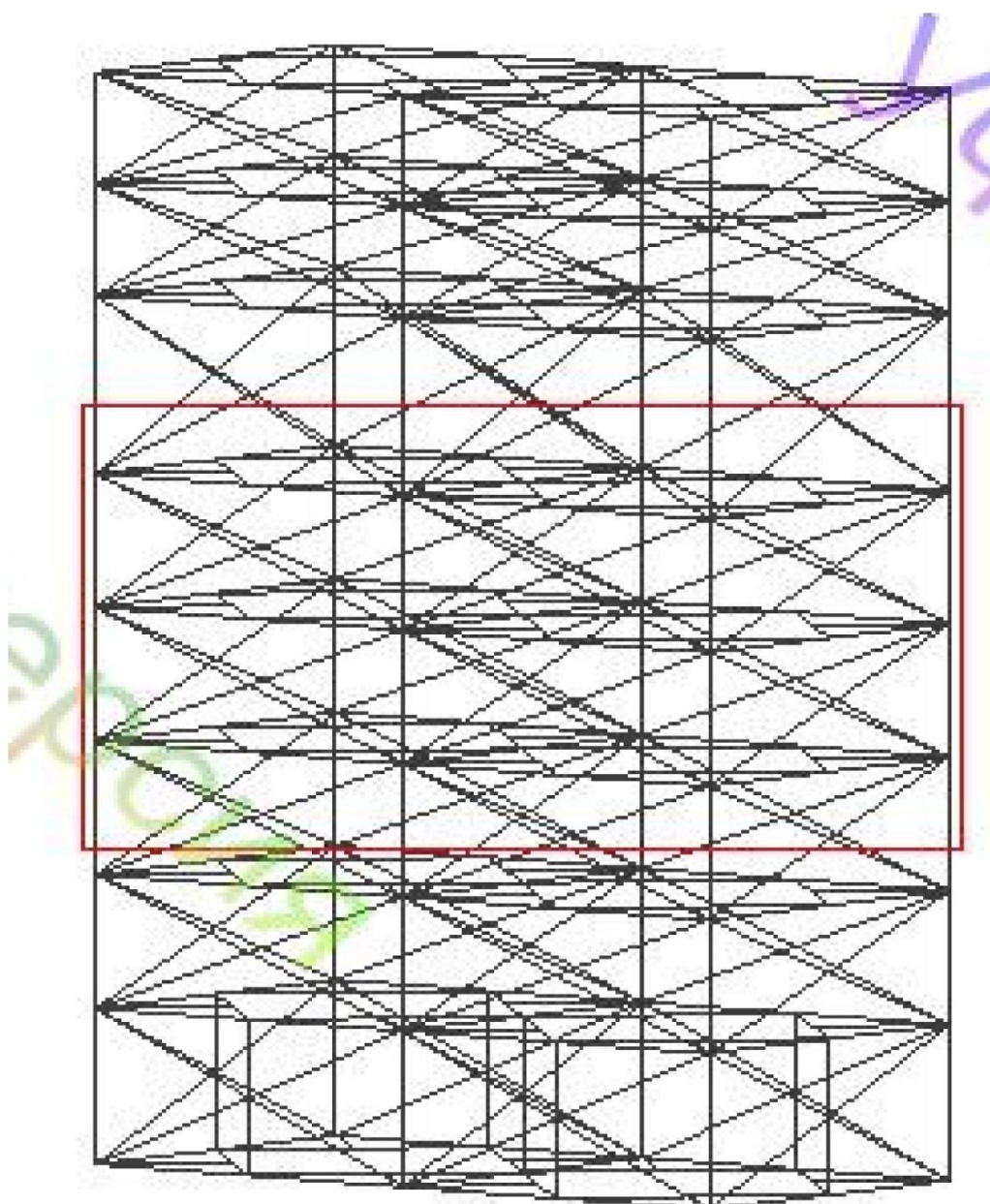
- автоматизированного проектирования, производства и управления. 1988. Вып. 9. - С. 78 - 85.
8. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве.- М.: Недра, 1976. - 224 е.: ил.
  9. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Рудерман С.Ю. Выбор оптимальных трасс магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1974.-240 с.
  10. Бородавкин П.П., Шор Л.Д., Ситов В.В. Обустройство шельфовых месторождений нефти и газа. Обзор зарубежной литературы. Серия "Нефтепромысловое строительство". - М.: ВНИИОЭНГ, 1977.- 45с.: ил.
  11. Бреббиа К., Уокер С. Динамика морских сооружений. -Пер. с англ. - Л.: Судостроение, 1983. -232 с.
  12. Бусленко Н.П. и др. Лекции по теории сложных систем. М.: Машиностроение, 1973. - 312 с.
  13. Васильев Ю.Н. Методы системного анализа в разработке газовых месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, 1992.
  14. Вершинин С.А. Взаимодействие морских ледяных полей с опорами сооружений континентального шельфа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва -1980. -45 с.
  15. Виноградов В.Н. и др. Концепция и основные направления освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР. - М.: МГП ГЕОИНФОРММАРК, 1990. -25с.
  16. Волков Ю.С., Рыбалов И.И. Сооружения из железобетона для континентального шельфа.- М.: Стройиздат, 1985.- 292с.: ил.
  17. ВСН 51.1-81. Инструкция по проектированию морских стационарных платформ. - М.: ВНИИЭгазпром, 1981.
  18. ВСН 51.3-85. Проектирование морских стационарных платформ. - М.: Мингазпром, 1985. 69с.

19. ВСН 51-9-85. Проектирование морских подводных нефтегазопроводов. - М.: Мингазпром, 1987. - 42с.
20. ВСН 41.88. Проектирование ледостойких стационарных платформ. - М.: Миннефтепром СССР, 1988. - 138с.
21. ВСН 51-9-91. Воздействие волн и течений на подводный трубопровод. - М.: Миннефтегазпром, 1991.- 34с.
22. Вывод платформ из эксплуатации. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1989. № 4. С. 36 - 42.
23. Вычислительные методы в механике разрушения: Пер. с англ./ Под ред. С. Атлури. - М.: Мир, 1990. - 392 е.: ил.
24. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. Учебник для вузов.- М.: Недра, 1990.- 323с.: ил.
25. Гаврилов В.П. Концепция освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа России. "Экономика и управление", 1992г., стр 20-24.
26. Гаджиев Ф. М. Научные основы проектирования морских стационарных платформ для освоения морских месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Баку - 1990.
27. Геодекян А.А., Забанбарк А. Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. -М.: Наука, 1985. - 191 с.
28. Государственная научно-техническая программа "Недра России". Концепция "Технология и технические средства освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа". - Москва, 1992.
29. Гринев В.Б., Филиппов А.П. Оптимизация элементов конструкций по механическим характеристикам. -Киев: Наукова думка, -1975. - 232 с.
30. Гришин М.М. и др. Гидротехнические сооружения. - М.: Высшая школа, 1979.-412 с.
31. Гудфеллоу Р., Шассеро Ж.-Л. Освоение малых морских месторождений.- М.: Недра, 1990. - 256с.: ил.

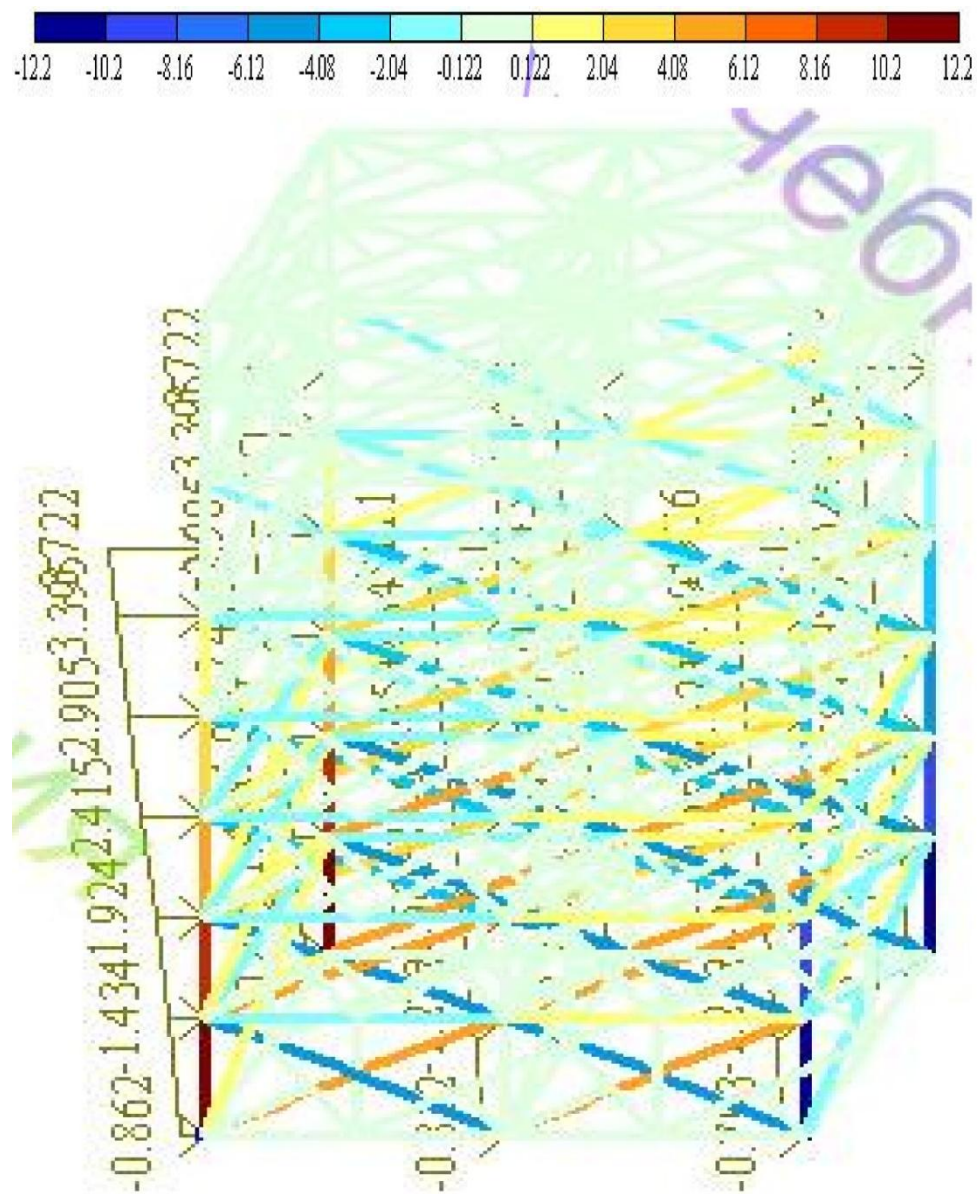
32. Дабагян А.В. Проектирование технических систем. -М.: Машиностроение, 1986. -256 с.
33. Джонс Дж. К. Методы проектирования. - М.: Мир, 1986. - 326с.: ил.
34. Динамический расчет специальных инженерных конструкций. / Под.ред. Б.Г.Коренева, А.Ф.Смирнова.- М.: Стройиздат, 1986.-461с.: ил.
35. Дитрих Я. Проектирование и конструирование. Системный подход. - М.: Мир, 1981.-456с.
36. Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа: Пер. с англ. -Л.: Судостроение, 1986.- 288 е.: ил.
37. Ермаков А.И., Бесхижко В.В., Иванова А.М., Васильев М.Н. Системные исследования проблемы проектирования объектов освоения шельфа. // Сборник научных трудов межвузовской научно - технической программы "Нефтегазовые ресурсы". М.: ГАНГ им. Губкина, 1994. С. 147 - 152.
38. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов. -М.: Недра, 1989.-334 с.
39. Зотов С.В., Ермаков А.И. Определение собственных частот колебаний морских стационарных буровых платформ,- М.: МИНГ, 1991.- 26 е.: ил.
40. Инженерные конструкции. / Учебник для вузов под ред. В.В. Ермолова - М.: Высшая школа, 1991.- 408с.: ил.
41. 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.
42. Исаев Л. К вопросу о соотношении надежности и стоимости в системах управления. // Приборостроение, 1965. №6. С. 32 -38.
43. Использование старых платформ. - // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1986. №4.

44. Капустин К.Я. Плавучие буровые установки и буровые суда. - М.: Недра, 1974.-240С.: ил.
45. Кастелани К. Автоматизация решения задач управления. -М.: Мир, - 1982.- 262 с.
46. Коллакот Р. Диагностика повреждений: Пер. с англ. - М.: Мир, 1989. - 512 с.

**Приложение А**  
Добавление узлов

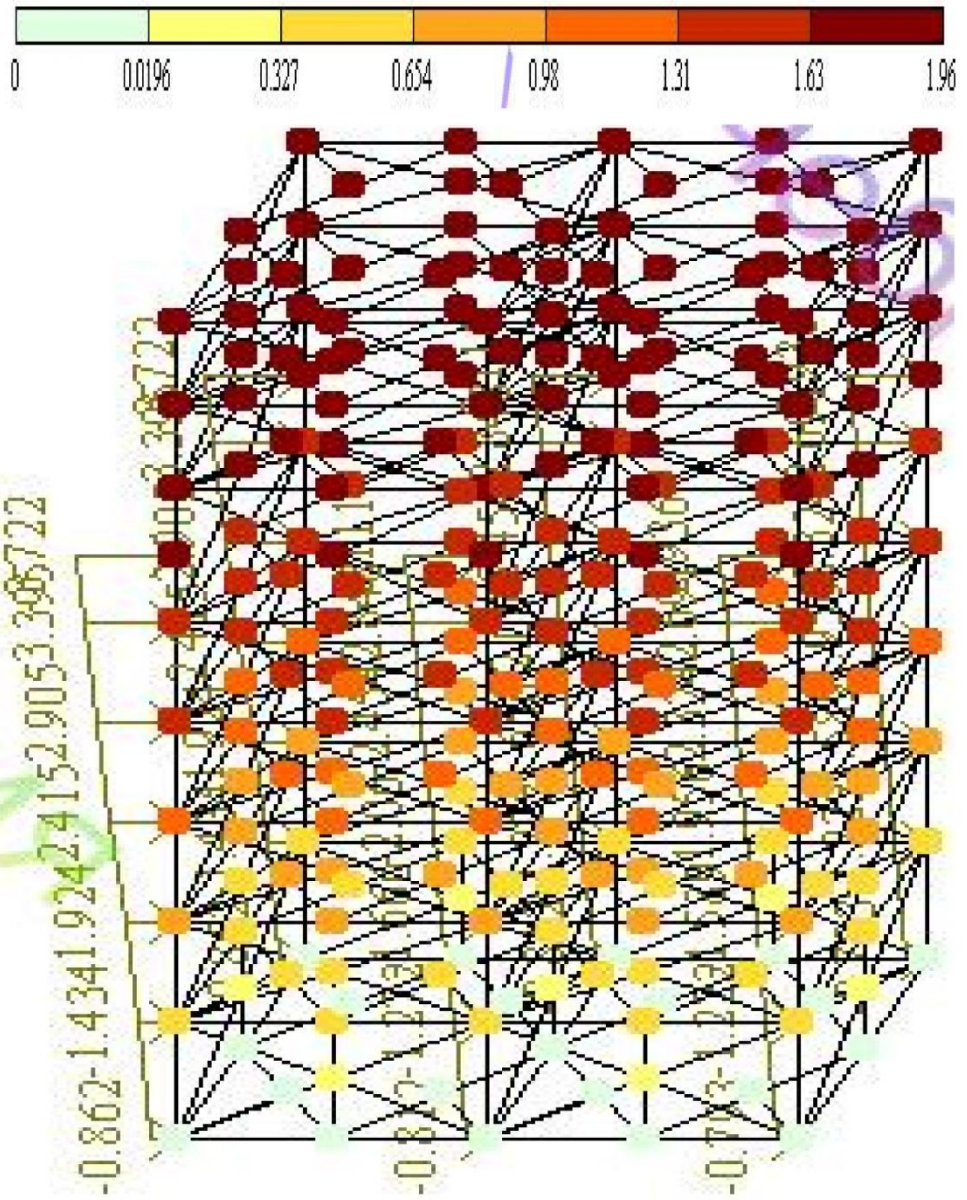


**Приложение Б**  
Добавление элементов



**Приложение В**  
 Назначение связей

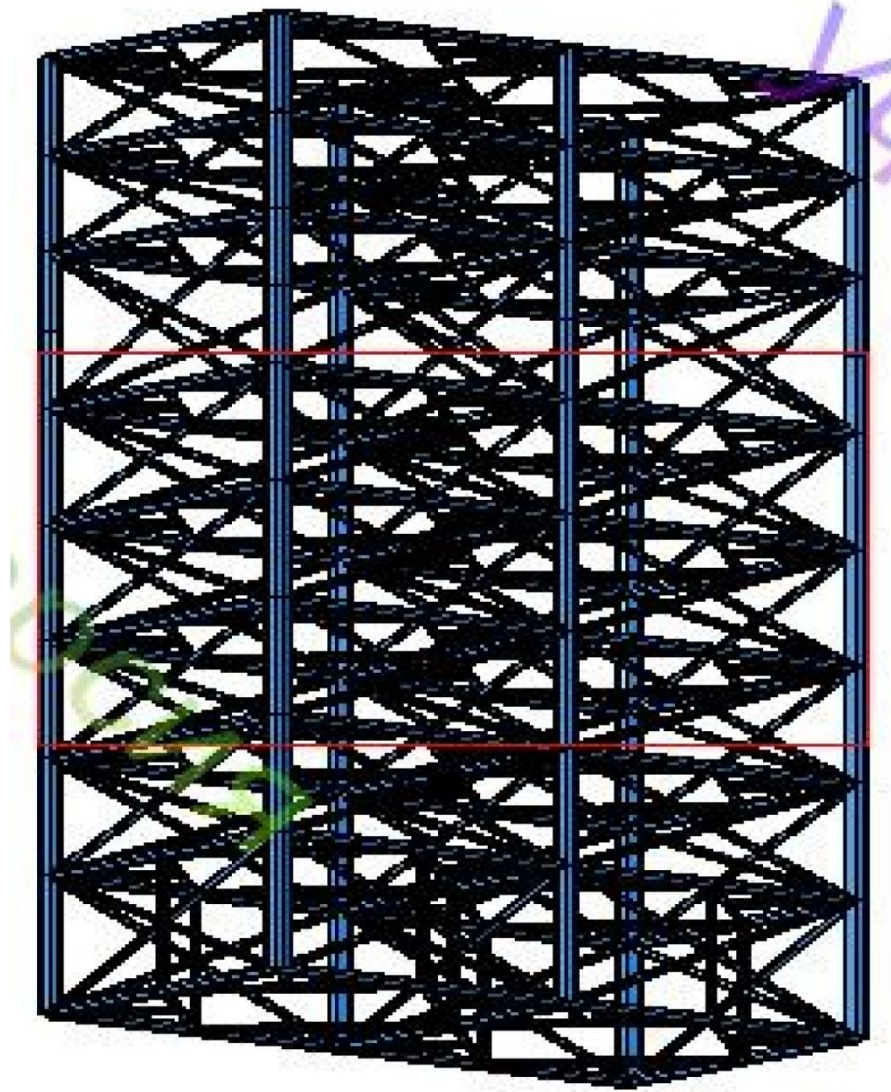




## Приложение Г

Задание жесткости элементов





Приложение Д  
Влияние нагрузок

