

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
«Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах»			
УДК 665.723.078:622.276.04			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гомбоева А. Б.		01.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		01.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н, доцент		07.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С.	-		08.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

	(30%), «Mustang» (10%).
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Рассмотреть текущее состояние развития и применение технологии сжижения природного газа на плавучих средствах в мире; – Изучить физико-химические свойства СПГ и производственно-сбытовую цепочку его производства; – Исследовать технологии и процессы сжижения природного газа на наземных и плавучих заводах; – Выполнить расчет относительной величины выпара и термического сопротивления в танках хранения СПГ; – Выполнить соответствующие выводы по выполненной работе.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – График зависимости относительного выпара от термического сопротивления стенок танка для Prelude FLNG и PFLNG Satu; – График зависимости относительного выпара от продолжительности хранения СПГ в танке для Prelude FLNG и PFLNG Satu.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н. В, профессор
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат.</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гомбоева А. Б.		17.12.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Гомбоевой Анне Баировне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: студент и руководитель.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ
<i>4. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат.
<i>5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н, доцент		04.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гомбоева А. Б.		04.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Б	Гомбоевой Анне Баировне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1 Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место – плавучий завод СПГ. Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - шум - вибрация; - недостаток естественного света. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пониженная температура поверхности; - электрический ток; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - взрывоопасность; - пожароопасность; <p>Воздействие на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -воздействие на атмосферу; -воздействие на гидросферу. <p>Возникновение чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> -утечка сжиженного природного газа - пожар.
<p>2 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.045-84 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.003–2014 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СанПиН 2.2.4.3359-16</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Физико-химическая природа вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенные уровни шума и вибрации; <p>Действие факторов на организм человека:</p> <ul style="list-style-type: none"> - болезни органов слуха - расстройства центральной нервной системы; - нарушение функций сердечно-сосудистой системы. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - виброизолирующие устройства. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - спецодежда; - спецобувь; - защитные каски.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды.</p>	<p>Источник опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сжиженный природный газ. <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перчатки;

	-изолирующая одежда. Причины взрывов и пожаров: - разгерметизация емкости; - утечка газа
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Воздействие на селитебную зону исключено, так как ПЗ СПГ находится на безопасном расстоянии. Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу. Воздействие на гидросферу: утечка технических жидкостей с судна, сброс балластной воды. Воздействие установки на литосферу исключено, т.к. отсутствуют выбросы продуктов работы установки в литосферу.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: - пожар; - утечка СПГ. Меры предосторожности: - следить за давлением и температурой СПГ внутри резервуара; - следить за герметичностью резервуара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	- ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ Глава 47; - рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			01.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Б	Гомбоева А. Б.		01.03.2019

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение</i>	9
	<i>Обзор литературы</i>	15
	<i>Исследование технологии и процессы сжигания природного газа на наземных и плавучих заводах;</i>	14
	<i>Расчет относительной величины выпара и термического сопротивления в танках хранения СПГ</i>	14
	<i>Финансовый менеджмент</i>	13
	<i>Социальная ответственность</i>	13
	<i>Заключение</i>	9
	<i>Презентация</i>	13
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		01.06.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2019

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

Природный газ: газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводородов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов.

Сжиженный природный газ: криогенная жидкость без цвета и запаха, состоящая в основном из метана, которая может содержать небольшие количества этана, пропана, бутана, азота и других компонентов, присутствующих в природном газе.

Отпарной газ: газ, образующийся при производстве, хранении и транспортировании сжиженного природного газа.

Танк: резервуар для транспортировки СПГ.

Регазификация: процесс преобразования сжиженного природного газа из жидкого состояния в газообразное.

Хладагент: вещество холодильной машины, которое при кипении или расширении отбирает тепло от охлаждаемого тела и затем после сжатия отдает его окружающей среде.

Обозначения и сокращения

Условные обозначения отображены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения

Условные обозначения					Наименование			
V_0					Объем танков, м ³			
ρ					Плотность сжиженного газа, кг/м ³			
φ					Степень загрузки танка			
					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	1	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

$t_{\text{воз}}$	Температура окружающего воздуха, К
$t_{\text{вод}}$	Температура воды, К
t_s	Температура насыщения газа, К
r	Удельная теплота парообразования, Дж/кг
$F_{\text{над}}$	Надводная поверхность танков, м ²
$F_{\text{под}}$	Подводная поверхность танков, м ²
F_0	Площадь поверхности танка, м ²
$R_{\text{из}}$	Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт
τ	Время образования выпара, с
e	Относительная величина выпара
q_0	Плотность теплового потока, Вт/м ²

В данной работе использованы следующие сокращения:

СПГ – сжиженный природный газ;

ПЗ СПГ – плавучий завод сжижения природного газа;

СХ – смешанный хладагент.

Нормативные ссылки

Для нормативной основы служили следующие стандарты:

ГОСТ Р 57431-2017 Газ природный сжиженный. Общие характеристики.

ГОСТ Р 56021-2014 Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия.

ГОСТ Р 56851-2016 Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств.

ВНТП 51-1-88 Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

факторы. Классификация.

ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.

ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях.

ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.

ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

СанПиН 2.5.2/2.2.4.1989-06 Электромагнитные поля на плавательных средствах и морских сооружениях. Гигиенические требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа Требования пожарной безопасности.

ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.3.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

требования безопасности.

СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

Реферат

Выпускная квалификационная работа 91 с., 13 рис., 32 табл., 43 источника, 1 прил.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, плавучий завод по сжижению природного газа, технология сжижения природного газа, относительная величина выпара, термическое сопротивление, криогенные установки, СПГ-индустрия, СПГ-танки.

Объектом исследования является плавучий завод по сжижению природного газа.

Цель работы – анализ технологии сжижения природного газа на плавучих заводах, как перспективного способа для дальнейшего развития СПГ-индустрии России.

В процессе исследования были проведены: изучение текущего состояния развития технологии сжижения природного газа на плавучих заводах в мире; характеристика сжиженного природного газа: изучение производственно-сбытовой цепочки СПГ; описание существующих технологий сжижения природного газа; расчет относительной величины выпара и термического сопротивления в танках хранения СПГ.

В результате исследования проанализирована перспективность и применимость технологии ПЗ СПГ в России; получена зависимость относительного выпара от объема и типа танка, основанная на результатах расчета данных для Prelude FLNG и PFLNG Satu.

Область применения: заводы по сжижению природного газа.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Реферат	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	5	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Abstract

Final qualifying work of 91 pages with 13 figures, 32 tables, 43 sources.

Keywords: liquefied natural gas, floating natural gas liquefaction plant, natural gas liquefaction technology, relative value of vapor, thermal resistance, cryogenic plants, LNG industry, LNG tanks.

The object of the study is a floating plant for the liquefaction of natural gas.

The purpose of the work is to analyze the technology of liquefying natural gas in floating plants as a promising way for the further development of the LNG industry in Russia.

In the process of the study were conducted: study of the current state of development of the technology of liquefying natural gas afloat in the world; Liquefied Natural Gas Characteristics: Exploring the LNG Supply Chain; a description of existing natural gas liquefaction technologies; calculation of the relative magnitude of the vapor and thermal resistance in LNG storage tanks.

As a result of the study, the prospects and applicability of the LNG PL technology in Russia were analyzed; The dependence of the relative evaporation on the volume and type of tank, based on the results of the calculation data for the Prelude FLNG and PFLNG Satu.

Scope: plants for the liquefaction of natural gas.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Abstract	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	6	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Оглавление

Введение	9
Обзор литературы	11
1. Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	13
1.1 Развитие мировой и отечественной СПГ-индустрии	13
1.2 Текущее состояние и перспективы развития технологии ПЗ СПГ	15
2. Характеристика сжиженного природного газа.....	20
3. Производственно-сбытовая цепочка СПГ	25
3.1 Заводы по сжижению природного газа	26
3.2 Плавучие заводы по сжижению природного газа	29
4. Технологии сжижения природного газа	33
4.1 Процессы сжижения на ПЗ СПГ	36
5. Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках.....	43
5.1 Расчет для Prelude FLNG	44
5.2 Расчет для PFLNG Satu	47
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	51
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	51
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	51
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	52
6.1.3 SWOT-анализ.....	54
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	56
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	56

					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Оглавление					
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19				Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19				ДР	7	90
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19						

6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	57
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	57
6.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	61
6.3.1	Расчет материальных затрат НТИ	61
6.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы	62
6.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	63
6.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)....	63
6.3.5	Накладные расходы	64
6.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	64
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	65
7.	Социальная ответственность	68
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	68
7.2	Производственная безопасность	71
7.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	72
7.2.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника.....	76
7.3	Экологическая безопасность	77
7.3.1	Воздействие на атмосферу.....	77
7.3.2	Воздействие на гидросферу	78
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
	Заключение	81
	Список литературы	83
	Приложение А	88

Введение

На сегодняшний день Россия стоит перед принятием серьезнейших решений и инициатив в газовой промышленности. В зависимости от них будет определяться ее место в торговом обороте и мировом энергопотреблении.

На данный момент в разработке находятся в большинстве случаев крупные морские газовые месторождения, которые по расчетам будут эксплуатироваться десятилетиями.

Для данных месторождений требуется дорогостоящая инфраструктура: наземный завод по сжижению природного газа, порт с отгрузочными терминалами, морские трубопроводы для транспорта газа от месторождения до берега, подводные комплексы и платформы. Строительство такого комплекса требует больших денежных вложений и является долговременным. Все это увеличивает стоимость СПГ, тем самым делая данный вариант невыгодным с экономической точки зрения. Также это будет нерентабельно и при разработке малых шельфовых месторождений газа, так как они расположены далеко от берега и ресурсы данных месторождений довольно быстро будут истощены. Однако суммарные запасы этих месторождений (менее 140 млрд м³) соизмеримы с суммарными запасами более крупных месторождений (рисунок 1). Для данных месторождений решением будет являться применение плавучих заводов (ПЗ) СПГ.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Введение	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	9	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

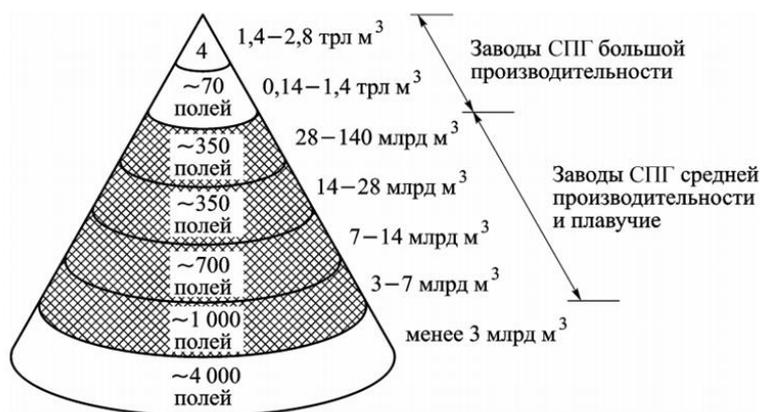


Рисунок 1 – Соотношение месторождений по размерам[10]

Целью данной работы является анализ технологии сжижения природного газа на плавучих заводах, как перспективного способа для дальнейшего развития СПГ-индустрии России.

Основываясь на вышеуказанной цели, были поставлены следующие задачи:

- Рассмотреть текущее состояние развития и применение данной технологии в мире;
- Изучить физико-химические свойства СПГ и производственно-сбытовую цепочку его производства;
- Исследовать технологии и процессы сжижения природного газа на наземных и плавучих заводах;
- Выполнить расчет относительной величины выпара и термического сопротивления в танках хранения СПГ;
- Выполнить соответствующие выводы по выполненной работе.

Обзор литературы

Основными литературными источниками для написания данной выпускной квалификационной работы послужили различная нормативная документация, научные статьи и учебно-методические работы.

В качестве источника информации о сжиженном природном газе, его физических и химических свойствах использовались ГОСТ Р 57431-2017 «Газ природный сжиженный. Общие характеристики»[1] и ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия»[2]. Данные нормативные документы содержат в себе основные определения и понятия, связанные с СПГ.

Также базой для формирования теоретической основы послужила книга Бармина И.В. и Кунис И.Д. «Сжиженный природный газ вчера, сегодня и завтра» под редакцией А.М. Архарова, где описывается технология получения СПГ и отрасли его использования[3].

При исследовании производственных установок и установок для хранения использовался ВНТП 51-1-88 «Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций»[4].

Для изучения существующих процессов сжижения изучались различные научные статьи, в том числе и статья И.В. Мещерина, А.Н. Настина «Анализ технологий получения сжиженного природного газа в условиях арктического климата»[5].

Статья «Перспективы развития отечественных арктических технологий, связанных со сжиженным природным газом», написанная В. С. Никитиным,

					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Обзор литературы	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	11	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Ю. А. Симоновым и В. Н. Половинкиным, являлась источником информации о существующих и проектируемых плавучих заводах СПГ и их параметрах[6].

Расчетная часть опиралась на следующие источники: ГОСТ Р 56851-2016 «Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств», монография Селиванова Н. В. «Теплообмен высоковязких жидкостей в емкостях» и статья «Моделирование термического сопротивления изоляции танка и величины выпара в судах-газовозах» Н. В. Селиванова, И. С. Березиной и В. А. Лебедева [7-9].

					Обзор литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		12

1. Развитие технологии сжижения природного газа на плавучем судне в мире

1.1 Развитие мировой и отечественной СПГ-индустрии

За 2019 год спрос на сжиженный природный газ увеличился на 9%, что составляет 319 млн т. Потребность в СПГ на данный момент продолжает свой рост в основном за счет стран Азии и Европы. При этом предложение также будет расти, но с меньшим темпом, поэтому к 2020-м годам возможно развитие дефицита предложения. Странами-лидерами в экспорте являются: Катар, Австралия и Малайзия. Основными импортерами считаются: Япония, Южная Корея и Китай. Ключевые экспортеры и импортеры СПГ изображены на рисунке 2.

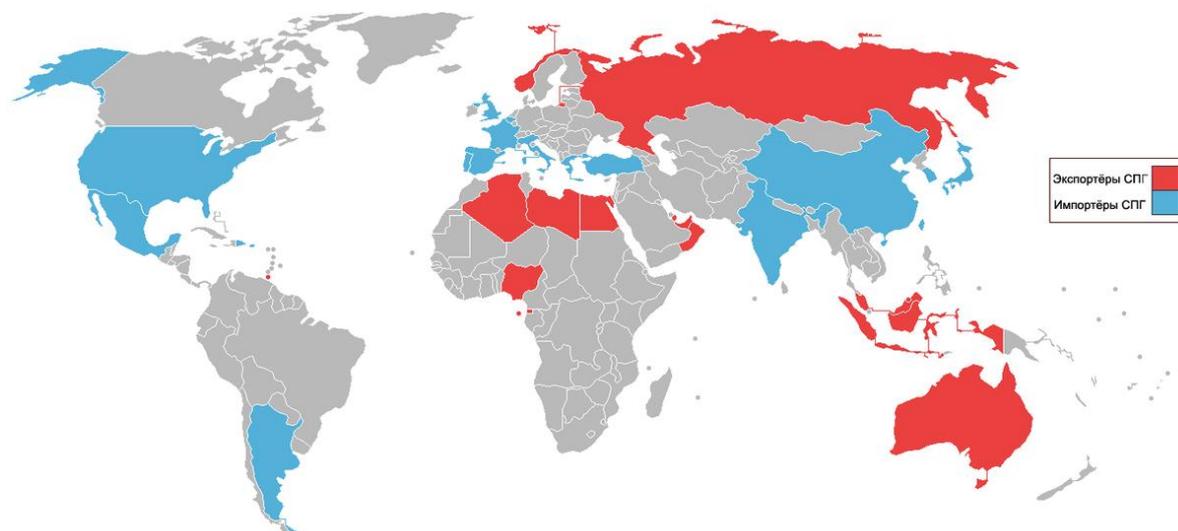


Рисунок 2 – Экспорт и импорт СПГ в мире

Доля российского экспорта СПГ в мире равна 4%, но уже к 2035 году планируется увеличить количество отечественного производства до 15-20%.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Развитие технологии сжижения природного газа на плавучем судне в мире	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	13	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

В настоящее время в существующей экономической и геополитической ситуации многие потенциальные проекты по созданию заводов сжижения природного газа ставятся под вопрос. На сегодняшний день в различных стадиях осуществления находятся следующие крупномасштабные проекты: «Владивосток СПГ», «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ», «Печора СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Ямал СПГ» и «Сахалин-2»[6].

В эксплуатации уже находятся заводы «Ямал СПГ» и «Сахалин-2». Следующими в очереди по введению в производство стоят «Арктик СПГ-2» и проект «Балтийский СПГ», а также увеличение мощности «Сахалин-2», реализация которых планируется после 2023 года. Через 2 года после этого будут запущены в производство заводы «Владивосток СПГ» и «Дальневосточный СПГ». Далее к 2035 году будет реализован проекты «Печора СПГ». В таблице 2 отображены акционеры, мощность и сумма инвестиций данных проектов[12].

Таблица 2 – Крупнейшие СПГ-проекты России

Проект	Акционеры	Год запуска	Мощность (млн т/год)	Сумма инвестиций (млрд долларов)
«Арктик СПГ-2»	«НоваТЭК»	2023	18,0	18,0
«Ямал СПГ»	«НоваТЭК» (50,1%), Total (20%), CNPC (20%), Фонд шелкового пути (9,9%)	2018	16,5	27,0
«Сахалин-2»	«Газпром» (51%), Shell (26,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)	2009	15	1,5
«Балтийский СПГ»	«Газпром»	2023	10,0	11,5
«Владивосток СПГ»	«Газпром»	2025	10,0	15,7

«Дальневосточный СПГ»	«Роснефть», ExxonMobil	2025	5,0	13,0
«Печора СПГ»	«Роснефть» (50,1%), Alltech	не определен	4,3	4,0

*Источник: данные компаний

Как итог завершения данных проектов по производству СПГ будет увеличение доли СПГ на мировом рынке. А также произойдет существенное расширение и развитие географии поставок сжиженного газа России.

Арктический регион предоставляет особые возможности для развития отечественной индустрии сжиженного природного газа (СПГ) в России. Это связано с климатическими условиями, которые характеризуются низкими температурами, делая производство наименее энергозатратным.

1.2 Текущее состояние и перспективы развития технологии ПЗ СПГ

Технология сжижения природного газа на плаву имеет ряд преимуществ по сравнению с наземными заводами, что отражено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение наземного и плавучего заводов СПГ

Наземный	Плавучий
Старая проверенная технология;	Новая технология;
Требуется дорогостоящий подводный трубопровод для транспортировки от месторождения;	Подводный трубопровод не требуется, что улучшает экономические показатели проекта;
Большая производительность;	Производительность небольшая, так как ограничена размерами судна;
Строительство инфраструктуры на берегу;	Строительство на верфи;
Длительные сроки строительства;	Сжатые сроки строительства;

					Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		15

Масштабные земляные работы, удорожающие строительство;	Сравнительно небольшой бюджет;
Требуется наличие большого месторождения газа для целесообразности.	Подходит для освоения сравнительно небольших удаленных месторождений; Имеет возможность перемещения между месторождениями.

Первая идея создания плавучего завода СПГ появилась в 70-х годах прошлого века. Притом крупномасштабные разработки начали проводиться только в 1990-х. Первая промышленная концепция была создана компанией «Mobil» в 1997 г. Вместе с тем идея сжижения природного газа на морских судах является довольно привлекательной, о чем свидетельствует опыт таких ведущих компаний мира как: «Petronas», «Royal Dutch Shell», «Mobil», «Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering», KOGAS, «Samsung», CPC, «Engie» (бывшая «GDF Suez»), «ConocoPhillips», «ExxonMobil», «Chevron Corporation», FMC, «JGC Corporation», «Santos Ltd», INPEX, «Technip» и др.[6]

Распространение плавучих заводов СПГ на мировом рынке показано в приложении А.

На данный момент самым крупным плавучим заводом в мире по производству СПГ является «Prelude Floating LNG Plant» (рисунок 3), который расположен недалеко от северо-западного побережья Австралии. Производительность данного завода равна 3,6 млн т СПГ/год.

Владельцами данного проекта выступают «Shell» (67,5%), «Inpex» (17,5%), «Kogas» (10%) и Taiwan Chinese Petroleum («CPC Taiwan», 5%).

20 мая 2011 года компания Royal Dutch Shell приняла решение о строительстве завода Prelude. Всего данный завод будет вырабатывать 5,3 млн т. жидких углеводородов в год, при этом 3,6 млн т. будет приходиться

					Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

на СПГ, 1,3 млн т. – на конденсат и 0,4 млн т. – на сжиженный углеводородный газ (СУГ).

Плавучий завод СПГ использует водяное охлаждение хладагентов, нагретых от сырьевого газа. Такой тип охлаждения, в отличие от атмосферного, исключает использование громоздких вентиляторов, что экономит место на палубе для размещения другого оборудования. Морская вода для охлаждения забирается с глубины около 150 метров, где температура не меняется в течение года, из-за чего отсутствуют суточные колебания температуры, что исключает ухудшение КПД как на наземных заводах. На охлаждение расходуется 50 млн л./час морской воды.



Рисунок 3 – Prelude FLNG

Паровые турбины, состоящие из 3 генераторов с общей мощностью 120 МВт, генерируют электроэнергию на борту. Пар высокого давления получают, используя 7 морских котлов Kawasaki.

В отличие от наземных заводов, где сжижение проходит под давлением

					Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		17

около 60 бар, на море сжижение проходит под давлением 90 бар, что увеличивает эффективность и уменьшает эффект плескания.

Prelude FLNG не нуждается в продуктовых насосах, так как танки для хранения СПГ располагаются прямо под технологической линией, где готовый СПГ дренируется вниз самотеком. Общая емкость 6 призматических танков равна 220 000 м³.

В качестве топливного газа для морских бойлеров используются компримированные пары, образующиеся при кипении СПГ в танках и отпарной колонне.

Завод Prelude также имеет 3 электрических двигателя Rolls-Royce USL 455 azimuth с мощностью 6700 л. с., которые позволяют безопасно отгружать и швартовать газовозы даже при неблагоприятных внешних условиях.

Транспортировка СПГ, конденсата и СУГ будет производиться танкерами-газовозами. Загрузка в танкеры будет происходить попарно, как и при загрузке на плавучих нефтекомплексах.

Первым же в мире плавучим заводом по производству сжиженного природного газа является PFLNG Satu компании Petronas (рисунок 4). Мощность плавучего завода PFLNG1 равна 1,2 млн т. СПГ в год. Данный плавучий завод имеет меньшие размеры по сравнению с Prelude FLNG: ширина завода – 60 метров, а длина – 365 метров. Общая вместимость танков СПГ достигает 180 000 м³, также есть танки для хранения конденсата вместимостью 20 000 м³. Добыча газа возможна на глубинах от 70 до 200 метров.

					Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		18



Рисунок 4 – Первый ПЗ СПГ PFLNG SATU

					Развитие технологии сжижения природного газа на плаву в мире	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		19

2. Характеристика сжиженного природного газа

Природным газом является смесь газов, образовавшихся в недрах земли в результате анаэробного разложения органических веществ. Основная часть природного газа состоит из метана (от 92 до 98 %) . Также в состав могут входить более тяжелые гомологи метана и другие неуглеводородные вещества. Природный газ относится к полезным ископаемым и входит в группу осадочных горных пород. Он может залегать в виде отдельных залежей или в виде газовой шапки нефтегазовых месторождениях, также природный газ может быть растворен в воде или нефти.

Природный газ, который искусственно охлажден до -162°C , для последующего хранения или транспортировки в жидком виде, называется сжиженным природным газом. Природный газ в сжиженном виде занимает в 600 раз меньше объема, чем в газообразном состоянии, тем самым упрощая процесс транспортировки и хранения. Физико-химические свойства на примере трех видов СПГ показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Примеры сжиженных природных газов

Свойства при температуре кипения при нормальной давлении					СПГ 1	СПГ 2	СПГ 3			
Молярная доля. %:										
N ₂					0,13	1,79	0,36			
CH ₄					99,8	93,90	87,20			
C ₂ H ₆					0,07	3,26	8,61			
C ₃ H ₈					—	0,69	2,74			
изо-C ₄ H ₁₀					—	0,12	0,42			
н-C ₄ H ₁₀					—	0,15	0,65			
C ₅ H ₁₂					—	0,09	0,02			
Молекулярная масса, кг/моль					16,07	17,07	18,52			
					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Характеристика сжиженного природного газа					
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19				Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19				ДР	20	91
Консульт.								ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19						

Температура кипения. °С	-161,9	-166,5	-161,3
Плотность, кг/м ³	422	448,8	468,7
Объем газа, получаемый из 1 м ³ СПГ при 0 °С и 101,35 кПа. кЛм ³	588	590	568
Объем газа, получаемый из 1 т СПГ при 0,0 °С и 101,325 кПа. м ³ /10 ³ кг	1392	1314	1211
Массовая скрытая теплота парообразования. КДж/кг	525,6	679,5	675,5
Высшая теплота сгорания. МДж/м ³	37,75	38,76	42,59

СПГ представляет собой жидкость, не имеющую запаха и цвета, плотность которой обычно изменяется в промежутке от 430 до 470 кг/м³ в зависимости от компонентного состава. Сжиженный природный газ не токсичен, не горюч и не вызывает коррозии. Имеет температуру кипения – 157... –166 °С. Вязкость СПГ варьируется от 0,1 до 0,2 вязкости воды при температуре –160 °С и зависит от состава и температуры. Не является токсичным, горючим и агрессивным. Нижняя граница сгорания равна 33494 кДж/м³ (50116 кДж/кг).

Сжиженный природный газ хранится в криогенных резервуарах больших объемов и находится в кипящем состоянии. При любом притоке тепла к СПГ происходит его переход в газообразное состояние. Испарившийся газ называется отпарным и его состав зависит от состава СПГ. Отпарной газ может содержать в 20 раз больше азота, чем в исходном СПГ, а также он состоит из метана и следов этана. Плотность отпарных газов при нормальных условиях равна 0,6 плотности воздуха. При испарении азота и метана увеличивается доля высших углеводородов в составе СПГ.

При нормальной температуре и давлении, на открытом пространстве СПГ переходит в газообразное состояние, быстро перемешиваясь с воздухом. Испаряясь, природный газ при контакте с источником пламени может воспламениться: при концентрации газа с воздухом от 5% до 15% образуется взрывоопасная смесь. В замкнутом пространстве воспламенение

					Характеристика сжиженного природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		21

накапливаемого газа приводит к ударной волне в результате избыточного давления. Перед использованием сжиженный природный газ испаряется без присутствия воздуха, то есть подвергается регазификации.

При аварийном разливе СПГ на земную поверхность сначала наблюдается интенсивное кипение, а после скорость испарения СПГ резко уменьшается до значения, зависящего от тепловых свойств грунта и тепловых притоков от окружающего воздуха. Зависимость скорости испарения от материала поверхности показана в таблице 5. Для снижения скорости испарения применяются теплоизолированные поверхности в областях предполагаемых утечек.

Учитывая разность объемов СПГ и природного газа равную 1/600, при испарении небольшое количество жидкости превращается в значительные объемы газа.

Таблица 5 – Скорость испарения СПГ на разных поверхностях[1]

Материал	Скорость испарения СПГ с единицы поверхности через 60 с, кг/ (м ² ·ч)
Щебень	480
Мокрый песок	240
Сухой песок	195
Вола	600
Обычный (стандартный) бетон	130
Легкий коллоидный бетон	65

В случае разлива СПГ на поверхности воды происходит интенсивная конвекция, поэтому скорость испарения на единицу площади поверхности – постоянна. Площадь разлива будет увеличиваться до момента, пока скорости испарения СПГ и его притока, в результате утечки, не станут равными.

Испарившийся при разливе газ первоначально будет иметь такую же температуру, что и СПГ. Плотность этого газа будет больше плотности воздуха. По этим причинам сначала такой газ будет находиться снизу, ближе

					Характеристика сжиженного природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

к поверхности земли или воды. После происходят процессы смешения газа с окружающим воздухом и поглощения тепла газом. Рассеяние и расширение облака паров в результате разлива СПГ считаются очень сложными физическими процессами.

Чаще всего основными источниками опасности становятся факторы, возникающие в процессе производства СПГ. Примером может быть высокое давление газа, выходящего из установок регазификации или криогенное оборудование завода.

Согласно ГОСТ 56021-2014 существует три марки СПГ (таблица 6).

Таблица 6 – Показатели качества СПГ [2]

Параметр	Значение для марки		
	А	Б	В
Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		
Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/куб. м	47,2 – 49,2	не нормируется	41,2 – 54,5
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м ³	не нормируется	31,8 – 36,8	≥ 31,8
Молярная доля метана, % не менее	99,0	80,0	75,0
Молярная доля азота, % не более	не нормируется	5,0	5,0
Молярная доля диоксида углерода, % не более	0,005	0,015	0,030
Молярная доля кислорода, % не более	0,020		
Массовая концентрация сероводорода, г/куб. м не более	0,020		
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/куб. м не более	0,036		
Расчетное октановое число (MON), не менее	не нормируется	105	не нормируется

					Характеристика сжиженного природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

СПГ имеет ряд следующих достоинств:

- Повышенное удобство и эффективность транспортировки, хранения и потребления за счет увеличения плотности в результате сжижения;
- Возможна транспортировка между континентами с помощью танкеров-газовозов, а также использование автомобильного и железнодорожного видов транспорта в цистернах.
- СПГ является нетоксичной криогенной жидкостью, хранящейся в больших объемах в специальных наземных резервуарах;
- Возможность создания резерва СПГ у объектов, находящихся на больших расстояниях от магистральных газопроводов, тем самым снабжая потребителя природным газом без дорогостоящего строительства трубопроводных систем.

Сжиженный природный газ является экологически чистым и безопасным видом топлива с высоким октановым числом и энергетическими характеристиками. Также СПГ более дешевый, по сравнению с мазутом, сжиженным нефтяным газом и дизельным топливом.

Для инженерных расчетов используют физические характеристики метана. Но для точных расчетов плотности и тепловой ценности опираются на реальный компонентный состав.

					Характеристика сжиженного природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

3. Производственно-сбытовая цепочка СПГ

Для производства и потребления СПГ требуется строительство отдельной инфраструктуры, которая состоит из заводов СПГ, трубопроводов, специальных резервуаров-хранилищ, платформ, различных установок для обработки газа и испарительных систем.

Производственно-сбытовой цепочкой СПГ называют цепочку сжижающих установок, установок по регазификации и приемных терминалов, которые связаны морскими транспортными путями (рисунок 5).

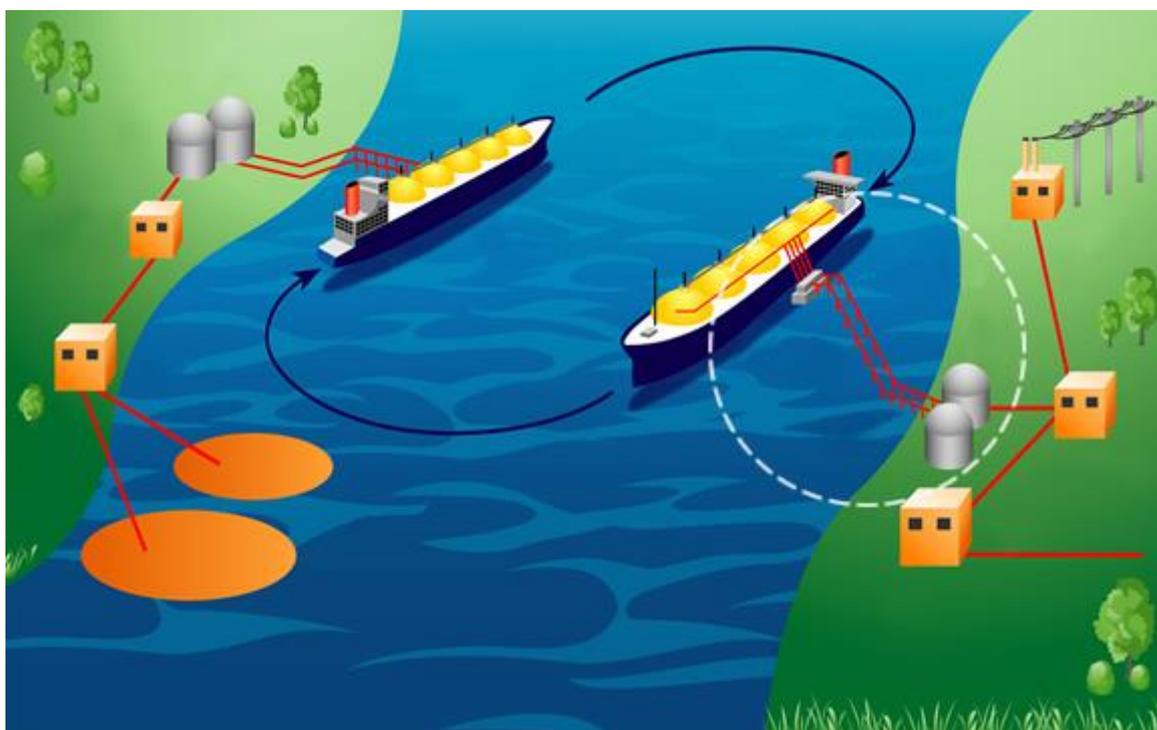


Рисунок 5 – Производственно-сбытовая цепочка СПГ

Производственно-сбытовая цепочка СПГ включает в себя четыре основных звена:

- Во-первых, добыча природного газа, его подготовка и транспортировка по трубопроводу от месторождения к заводу по

					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	25	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

сжижению;

- Во-вторых, обработка, сжижение сырьевого газа и его хранение в терминалах СПГ;
- В-третьих, загрузка и транспортировка сжиженного природного газа на танкерах-газовозах потребителям;
- В последний этап входит разгрузка и хранение в приемных терминалах, регазификация и последующая поставка потребителям СПГ.

В настоящий момент увеличивает свое развитие такое направление, как производство сжиженного природного газа непосредственно на месторождении. Данная технология подразумевает создание и использование плавучих заводов сжижению природного газа (ПЗ СПГ) и носит название FLNG (Floating Liquefied Natural Gas).

3.1 Заводы по сжижению природного газа

На сегодняшний день насчитывается около 59 проектируемых и эксплуатируемых заводов СПГ в мире. Из них 7 находится на территории Катара, 10 в Австралии и 4 в Малайзии.

Завод по сжижению СПГ играет ключевую роль во всей технологической цепочке производства[3].

Процесс сжижения природного газа состоит из следующих этапов (рисунок 6):

- Предварительная очистка природного газа от примесей;
- Охлаждение природного газа до его сжижения;
- Перемещение полученного СПГ в резервуарное хранилище.

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

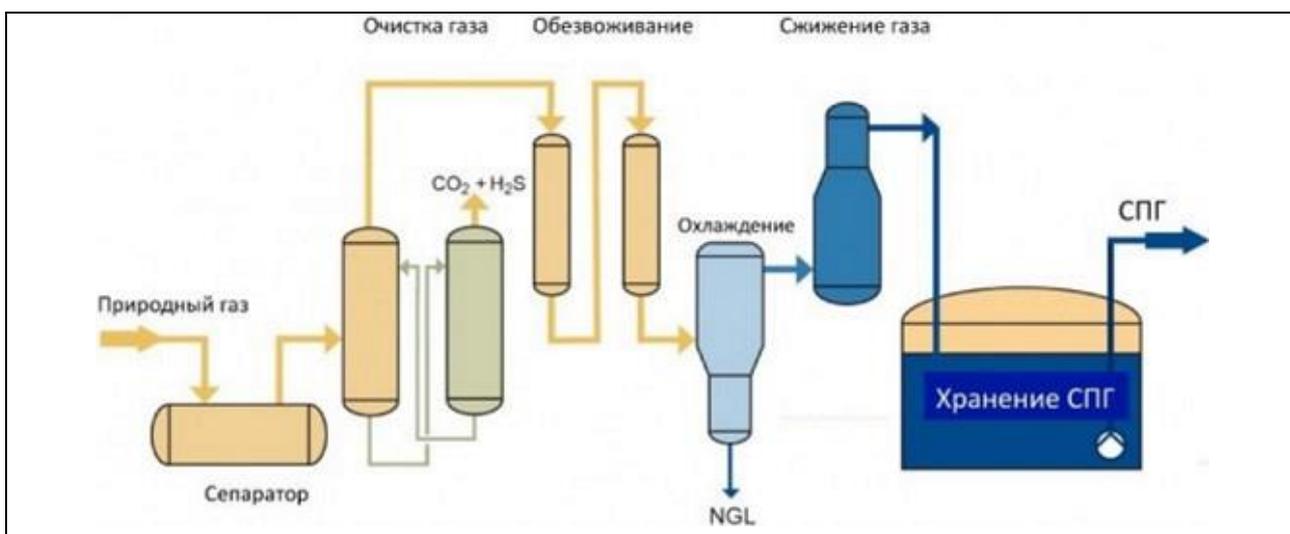


Рисунок 6 – Процесс сжижения природного газа

Первый этап включает в себя очистку природного газа, так как перед его сжижением газ должен соответствовать определенным техническим требованиям для предотвращения возможных осложнений в дальнейшем. Поступающий на завод по сжижению газ содержит углеводороды от C_1 до C_{6+} , воду, кислые газы, ртуть и азот.

Для начала происходит прием и замер газа на установке, состоящей из линий контроля давления и замера газа. Также сырьевой газ пропускают через сепараторы для удаления песка, пыли и шлама.

Далее природный газ отделяется от кислых газов (H_2S и CO_2). Углекислый газ опасен образованием углеродного льда, развитием коррозии и понижением теплотворной способности сырьевого газа. Сероводород в свою очередь является основным загрязнителем, замерзает при охлаждении и ускоряет коррозионный процесс. Карбонилсульфиды и меркаптаны в том числе относятся к кислым газам и приводят к коррозии. При неполном удалении кислых газов уменьшается качество получаемого СПГ и усложняется эксплуатация криогенной колонны.

Осушка необходима для предотвращения замерзания воды и блокировки труб. Она проводится на специальных дегидратационных установках.

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		27

Ртуть даже в малых количествах имеет высокие коррозионные свойства по отношению к алюминию. Большинство криогенных теплообменников имеет алюминиевые части, поэтому возникает опасность коррозии алюминиевых поверхностей, а при наличии воды разрушение усиливается. Учитывая это, ртуть следует отделять от природного газа до его сжижения.

Также от сырьевого природного газа отделяют тяжелые углеводороды, чтобы полученный СПГ мог соответствовать спецификации. Тяжелые углеводороды, как и вода с углекислым газом, опасны образованием пробок. Отделенные углеводороды частично можно использовать как отдельные продукты.

После этого следует понизить концентрацию азота до 1 мол. %, тем самым уменьшая вероятность расслоения СПГ в резервуарах. Азот, содержащийся в природном газе, понижает его воспламеняемость, то есть теплотворную способность. Путем удаления азота и гелия снижается потребляемая мощность процесса производства и уменьшаются затраты на транспортировку морским путем.

После очистки газа, его дегидратации и отделения более тяжелых углеводородов производится его сжижение в серии теплообменников. Процесс сжижения является ступенчатым: на каждой ступени газ сжимается в 5 – 12 раз, а затем охлаждается и поступает на следующую ступень. Процесс сжижения затрачивает около 8 – 10% энергии, содержащейся в сжиженном газе, что является значительной энергозатратой.

Получаемый сжиженный газ направляется в резервуары для хранения. Из резервуарного парка СПГ загружается на танкеры-газовозы с помощью специального оборудования.

Для хранения СПГ применяют изотермический способ, заключающийся в хранении при температуре, обеспечивающей избыточное давление насыщенных паров, которое близко к атмосферному.

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Система хранения СПГ состоит из следующих основных элементов:

- Оборудование для заполнения резервуаров от технологических линий сжижения газа;
- Резервуары;
- Стендеры – оборудования, необходимые для отгрузки СПГ;
- Оборудование, необходимое для обеспечения безопасности хранения СПГ.

Отгрузочный терминал СПГ как правило объединяет в себе такие объекты, как трубопроводную систему, резервуарный парк СПГ, специализированные причалы с оборудованием, необходимым для отгрузки СПГ.

Сжиженный природный газ хранят в резервуарах под давлением, незначительно больше атмосферного (для резервуаров объемом не менее 500 м³), в переохлажденном виде. Резервуары имеют цилиндрическую форму со сферическим днищем. При меньших объемах хранения используют резервуары сферической или сигарообразной формы под повышенным давлением [13].

3.2 Плавающие заводы по сжижению природного газа

Плавающий завод СПГ представляет собой судно или баржу с функциями добывающей морской платформы, на палубе которой размещены установки подготовки, очищения и осушки газа, технологические линии для разделения и сжижения газа. В корпусе судна размещены танки для хранения СПГ и сжиженных углеводородных газов. Завод оснащается системой отгрузки СПГ на танкеры. Кроме того, на палубе находятся многоэтажные строения, предназначенные для проживания персонала плавучего комплекса [11].

ПЗ СПГ исключает необходимость использования длинных подводных трубопроводов, так как судно располагается над месторождением газа и

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

остается там до полного истощения ресурсов месторождения. При этом завод должен быть устойчив к любым неблагоприятным погодным условиям. К тому же, важно, чтобы судно имело возможность отбуксировки в безопасное место или было защищено от нападения бандитов, саботажников или повстанцев, если месторождение находится в нестабильных регионах.

Особое внимание уделяется требованиям безопасности при строительстве заводов СПГ и процессах хранения, производства и выгрузки на морских судах. Это связано с большим риском аварийных ситуаций из-за отсутствия больших расстояний между заводской зоной, зоны расположения персонала и хранилищ. Эксплуатацию технологического оборудования необходимо совершать минимальным числом обслуживающего персонала.

Особенностью таких заводов является ограниченное пространство доступное для размещения оборудования по сравнению с заводом на суше. Наилучшее решение при проектировании будет направлено на уменьшении габаритов и веса оборудования.

Процесс строительства основывается на модульном принципе с уменьшением числа оборудования до минимально возможного, обеспечивая тем самым высокий уровень качества производства и экономию затрат. Поскольку строительство судна и надпалубного оборудования может выполняться параллельно, время строительства ПЗ СПГ значительно сокращается.

На судне должны быть расположены танки для сжиженных углеводородных газов, а также предусмотрены возможности для их отгрузки на другие суда.

На сегодняшний день существуют следующие наиболее используемые виды танков на судах:

- Мембранные танки французской разработки типа GTT, которые являются наиболее распространенным вариантом, среди

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

существующих. Данные мембранные емкости с изоляцией опираются на внутренние составляющие борта, палубы и дна судна.

- Сферические танки типа MOSS от норвежских разработчиков устанавливаются в корпус дна с кольцевыми фундаментами. На данный момент около 30% от всех танков являются сферическими.
- Призматические танки, которые относятся к японским разработкам, SPB типа располагаются во внутреннем пространстве судна и имеют соответствующую форму. Такие емкости имеют внешнюю изоляцию и внутренний набор.

Данные плавучие установки предоставляют возможность разработки месторождений, у которых ближайшая береговая линия не может быть использована для строительства СПГ-заводов (пример - рекреационная зона).

Благодаря таким ПЗ СПГ появляется возможность освоения морских газовых месторождений небольших размеров или использование на начальных этапах разработки более крупных месторождений. Является отличным решением для эксплуатации месторождений арктического региона.

Заводы СПГ на морских судах позволяют:

- Использование ресурсов газовых морских месторождений небольших размеров, разработка которых в настоящий момент является не выгодной вследствие удаленности и малых объемов;
- Использование попутного газа, извлекаемого с нефтяных морских месторождений, который на сегодняшний день либо закачивается обратно, либо сжигается;
- Сжижение природного газа на начальной стадии разработки месторождения, до ввода в эксплуатацию наземного завода СПГ [14].

Главное достоинство ПЗ СПГ состоит в том, что в случае истощения ресурсов на газовом месторождении, судно может переместиться в другое

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

место.

К преимуществам плавучих СПГ заводов также относятся:

- Более короткие сроки строительства;
- Отсутствие потребности в использовании больших земельных ресурсов;
- Сведение к минимуму вредоносного воздействия на побережье и окружающую среду;
- Выполнимость строительства завода на судостроительных предприятиях.

					Производственно-сбытовая цепочка СПГ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

4. Технологии сжижения природного газа

Для получения СПГ применяют такие два способа, как компримирование и теплообменный способ. Компримированием считается конденсация при постоянном давлении. К теплообменному способу относится рефрижераторный, где используется охладитель, и турбодетандерный или дроссельный с понижением температуры при резком расширении газа.

На сегодняшний день компримированию предпочитают теплообменный способ из-за больших энергозатрат процесса сжижения.

Дроссельный и компрессорно-детандерный методы имеют низкие степени сжижения – 4% и 14% соответственно. Они требуют многократной перегонки и более применимы на ГРС.

К основным технологиям сжижения природного газа относятся следующие циклы:

- Классический каскадный цикл

Классический каскадный цикл подразумевает последовательное применение чистых пропана, этилена и метана в качестве хладагентов, последовательно снижая их температуру кипения.

- Цикл со смешанным хладагентом

В данном цикле применяется двойной хладагент – этано-метановая смесь.

- Расширительный цикл

Метан охлаждается путем изоэнтропийного расширения в турбодетандере. Очищенный газ, находясь под давлением, сжижается в

					Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Технологии сжижения природного газа	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	33	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

результате теплообмена с расширенным холодным газом[15].

На сегодняшний день лидируют следующие семь техпроцессов для заводов СПГ большого объема:

- AP-C3MR™ (Air Products & Chemicals, Inc. (APCI))

Данный процесс имеет трехуровневое предварительное охлаждение пропаном. Основной цикл является дроссельным на смешанном хладагенте с двумя температурными уровнями и одним значением давления расширения хладагента.

- AP-X® (APCI)

Этот процесс основан на базе предыдущего процесса и имеет такой же предварительный трехуровневый цикл охлаждения пропаном. Далее идут детандерно-дроссельные основной и криогенный циклы на смешанном и чистом азотном хладагентах соответственно.

- AP-SMR™ (Single Mixed Refrigerant) (APCI)

Процесс SMR представляет собой одноконтурный дроссельный цикл на смешанном хладагенте с тремя температурными уровнями и одним значением давления расширения хладагента.

- Cascade (ConocoPhillips)

Это модернизированный каскадный процесс, который отличается от классической модели тем, что имеет не замкнутый метановый цикл.

- MFC® (Mixed Fluid Cascade) (Statoil и Linde)

В данном процессе применяют три независимых контура охлаждения на смешанных хладагентах.

- PRICO® (SMR) (Black & Veatch)

Процесс с одноконтурным циклом, который основывается на смешанном хладагенте с использованием изопентана.

- DMR (Dual Mixed Refrigerant) (Shell)

Процесс DMR имеет два смешанных хладагента: первый отвечает за

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

предварительное трехуровневое охлаждение, а второй применяется на основном дроссельном цикле.

– Liquefin (Air Liquide)

Процесс на двойном смешанном хладагенте, как и в предыдущем случае, но при этом хладагент в предварительном цикле охлаждения испаряется на трех уровнях давления, в то время как в DMR процессе – на двух [5].

Доли использования той или иной технологии в мировой практике изображены на рисунке 7.

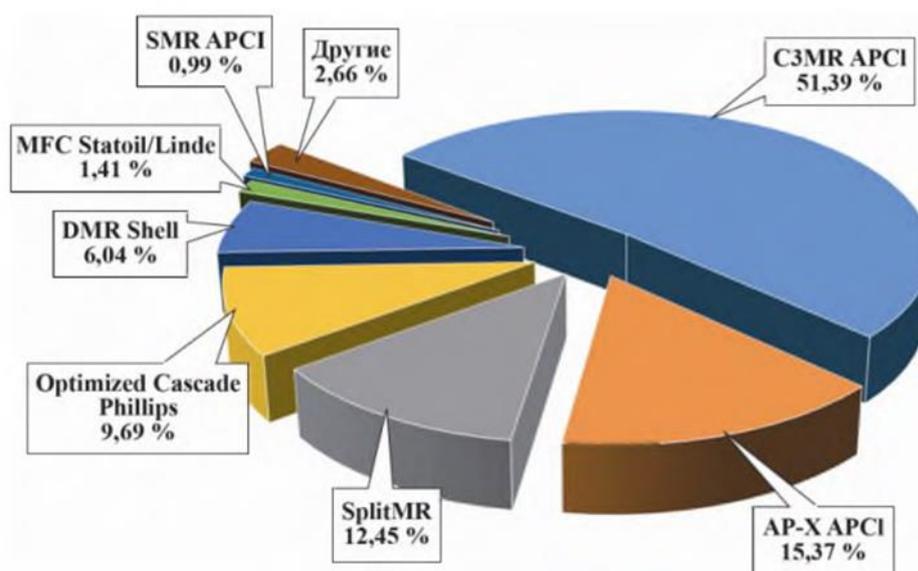


Рисунок 7 – Соотношение использования техпроцессов в мире

Наиболее известной компанией, которые занимаются технологиями сжижения природного газа в больших объемах, считается Air Products. 82% всего рынка занимают разработанные ею процессы: AP-C3MR™, AP-X®, AP-SMR™.

Одновременно с этим развивается и технологии сжижения при малогабаритных размерах. Такие GTL-установки применяются для обеспечения СПГ внутри промышленных предприятий.

Также природный газ сжижается на локальных установках для получения газомоторного топлива.

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

На данный момент активно развивается технология сжижения природного газа на морском судне. Этот способ позволяет получать СПГ с месторождений, которые не имеют возможности подвода газопроводной инфраструктуры[16, 17].

4.1 Процессы сжижения на ПЗ СПГ

Холодильные циклы плавучих заводов СПГ имеют различия от циклов на наземных заводах СПГ по причине особых требований к ПЗ СПГ:

- Высокий уровень безопасности, включая в результате уменьшения объемов взрывоопасных хладагентов;
- Небольшие габариты и вес;
- Модульное проектирование;
- Способность работать в морских условиях;
- Несложность работы;
- Небольшая себестоимость оборудования;
- Быстрота запуска;
- Повышенная надежность.

Наиболее важными требованиями являются безопасность, надежность и компактность. Также важна и эффективность холодильного цикла, но не во вред первым трем критериям.

Азотно-детандерный цикл сжижения является лидером среди технологических процессов сжижения. Данный цикл включает в себя два детандера, при этом использование второго детандера на пониженном температурном уровне увеличивает термодинамическую эффективность процесса благодаря снижению разности температур во время переохлаждения сжиженного газа. Преимуществами данного холодильного цикла являются: простота схемы, безопасность из-за отсутствия хладагентов углеводородного состава, небольшое количество оборудования и высокая

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		36

скорость запуска и остановки [11].

Фирма Air Products является лидером в технологиях сжижения природного газа на наземных заводах. Более 20 лет она проводит исследования в использовании своего оборудования на плавающих заводах СПГ. Заводам СПГ на морских судах с производительностью от 0,5 до 6 Мт/год целесообразно применять процесс, использующий два смесевых хладагента (DMR), первый хладагент предварительно охлаждает природный газ, а второй используется для непосредственного ожижения и переохлаждения. Эффективность данного процесса максимально приближена к наиболее часто используемому на наземных заводах СПГ С3MR, но в отличие от последнего требует меньше места, использует меньшее количество компонентов, а также является более безопасным, так как не требует хранения пропана в больших объемах. Так, установка производительностью 3 Мт/год с двумя витыми теплообменниками и тремя газовыми турбинами LM6000 фирмы General Electric для привода компрессоров вписывается в площадку 48×56 м (рисунок 8)[10]. При производительности сжижения более 6 Мт/год возможно использовать экономичный и высокоэффективный процесс AP-X, который как и процесс DMR имеет два смесевых хладагента.

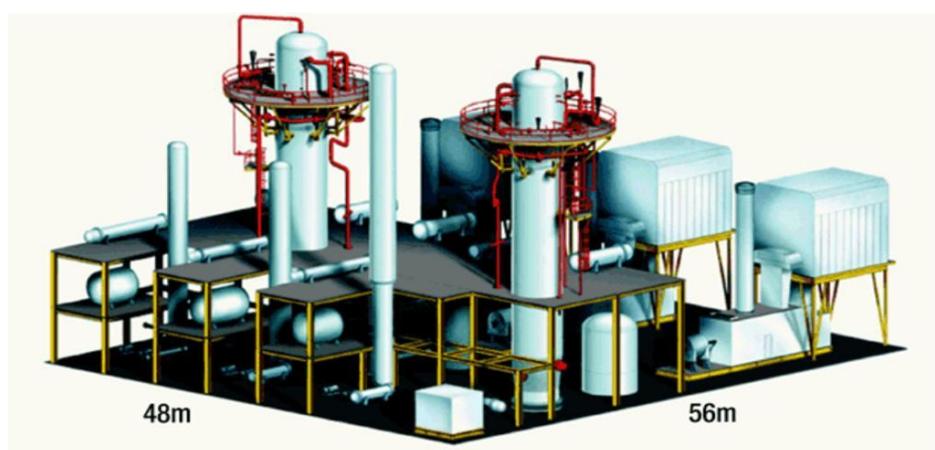


Рисунок 8 – Установка фирмы Air Products для ПЗ СПГ на основе технологического процесса DMR

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		37

При этом фирма Air Products дает гарантию того, что прочностные и теплообменные характеристики оборудования не будут ухудшаться под действием сил волн или качки.

Помимо этого, существует процесс с использованием одного смешанного хладагента (СХ) и парожидкостного детандера, который предлагает фирма Foster Wheller для заводов СПГ на морских судах (рисунок 9). Смешанный хладагент, который состоит из предельных углеводородов $CH_4 - C_4H_{10}$ и азота, сжимается двухступенчато в компрессоре хладагента. После каждой ступени компрессии хладагент охлаждается. Смешанный хладагент высокого давления частично конденсируется в автокулере перед входом в главный спиральновитой криогенный теплообменник. Вследствие полной конденсации СХ на выходе детандера при использовании парожидкостного детандера, значительно увеличивается эффективность процесса.

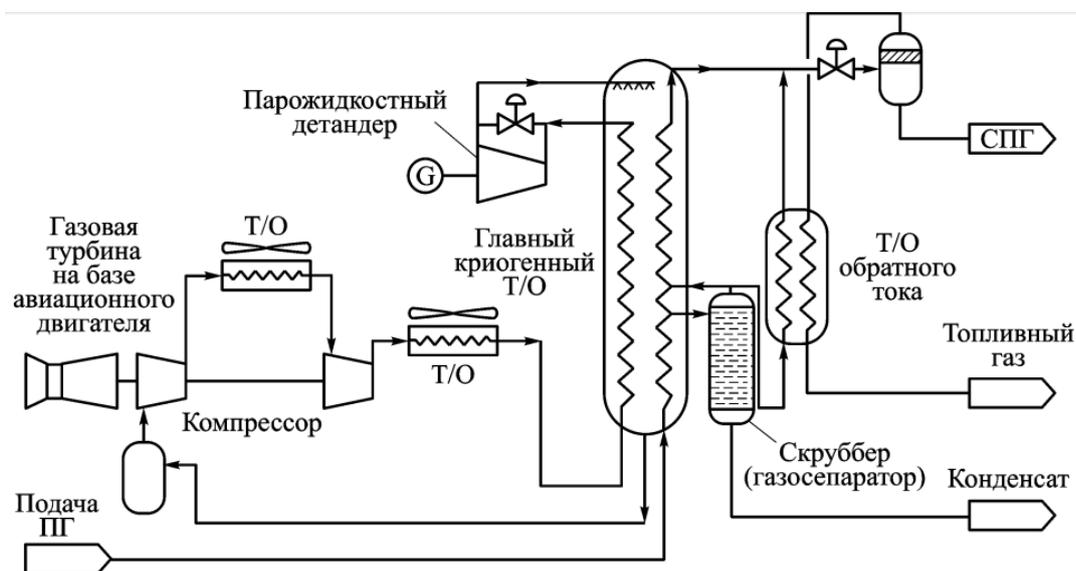


Рисунок 9 – Схема процесса с одним смешевым хладагентом и парожидкостным детандером

Данные плавучие установки предоставляют возможность разработки месторождений, у которых ближайшая береговая линия не может быть использована для строительства СПГ-заводов (пример – рекреационная

зона).

Технологический цикл сжижения Prelude FLNG основывается на технологии двойного смешанного хладагента Shell DMR technology (Double Mixed Refrigerant).

В 2002 году был разработан технологический процесс сжижения DMR компанией Shell для среднего и крупнотоннажного производства с мощностью 2-5 млн т/год.

В данной технологии применяются два циркулирующих потока охладителя, состоящего из смеси легких предельных углеводородов и азота, которые представляют собой контур предварительного охлаждения и контур сжижения (рисунок 10)[19].

На данном технологическом процессе основывается работа завода СПГ Сахалин-2, который начал производство в феврале 2009 г. Общая производительность сжижения составляет 4,8 млн т СПГ в год

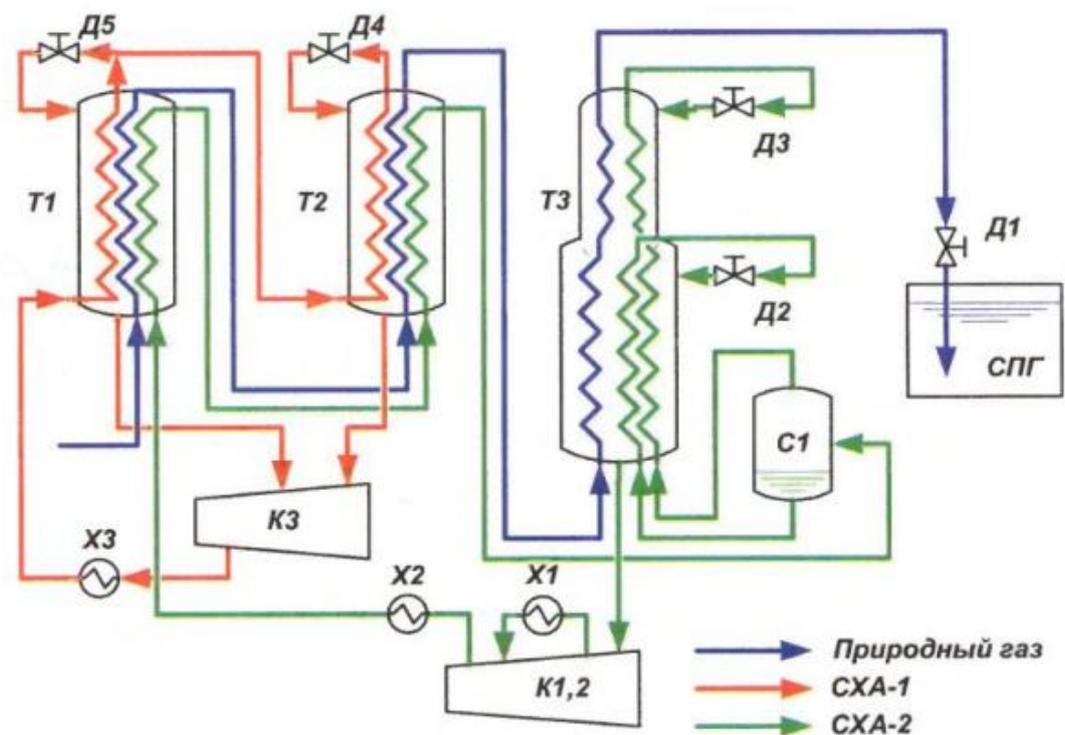


Рисунок 10 – Принципиальная схема процесса сжижения DMR

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

Этано-пропановая смесь с добавлением небольшого количества бутана и метана является хладагентом цикла предварительного охлаждения (СХА-1). Путем применения данного хладагента в цикле предварительного охлаждения, процесс становится более эффективным и гибким в условиях пониженных внешних температур. Меняя соотношение этана и пропана в смесевом хладагенте СХА-1, можно легко адаптировать процесс к изменению температуры окружающего воздуха. Достоинство данного технологического процесса особенно проявляется в зимних условиях, когда внешняя температура равна около $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это связано с тем, что коэффициент сжижения природного газа становится максимальным при соответствующем изменении состава хладагентов.

Помимо этого, путем изменения состава хладагента возможно более эффективное использование газовых турбин.

Двухступенчатый компрессор (КЗ) сжимает смесевой хладагент СХА-1 с воздушным охлаждением. После этого хладагент СХА-1, пройдя через теплообменник (Т1), разделяется на два потока. Один из потоков дросселируется путем действия устройства (Д5) и далее попадает в межтрубное пространство Т1, охлаждая потоки, которые поднимаются по трубным пучкам. Другой поток проходит теплообменник (Т2) и устройство (Д4) для дальнейшего охлаждения, дросселирования и создания потока охлаждения Т2. Потоки газа, которые выходят из нижней части Т1 и Т2, направляются в КЗ.

Смешанный хладагент основного цикла сжижения (СХА-2) и очищенный природный газ проходят предварительное охлаждение до $-50\text{...}-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ путем последовательного прохождения снизу вверх по трубным пучкам Т1 и Т2.

Хладагент СХА-2 состоит в основном из этана и метана с небольшим количеством азота и пропана. СХА-2 проходит через Т1, при этом

					Технологии сжижения природного газа	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

охлаждаясь, и частично конденсируется, проходя через Т2. После этого хладагент разделяется на два потока в сепараторе (С1) – жидкий и газовый. Далее СХА-2 поступает в основной криогенный теплообменник (Т3) через трубные пучки. В Т3 происходит процесс охлаждения и конденсации природного газа. После чего СХА-2 выходит из Т3 снизу и всасывается в двухступенчатый компрессор (К1,2), где проходит процесс сжатия и охлаждения. После К1,2 хладагент возвращается в Т1.

Природный газ при движении снизу вверх по трубным пучкам переохлаждается и конденсируется под действием хладагента до температуры -153 °С. Далее сжиженный и сжатый газ проходит этап расширения до 0,12-0,13 МПа и охлаждения до 101 °С в устройстве (Д1) и направляется на хранение в резервуар.

Технологический процесс Shell DMR применяет спиральновитые теплообменники от фирмы Linde во всех циклах процесса. В качестве привода компрессоров используют газовые турбины Frame 7.

В теории данная технология процесса сжижения является наиболее эффективной. Но с другой стороны, главным недостатком процесса Shell DMR считается ограниченный опыт в промышленном использовании.

На PFLNG Satu сжижение природного газа происходит благодаря техпроцессу Air Products AP-N.

Технология сжижения природного газа Air Products AP-N разработана как улучшенная форма AP-X™ технологии. В данной технологии были оптимизированы количество расширителей, уровень давления и температуры, а также и эффективность процесса. Сжатие азотного хладагента осуществляется в три этапа. Это помогает избежать сжатия хладагента от давления расширения переохладителя. Схема технологии сжатия изображена на рисунке 11.

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

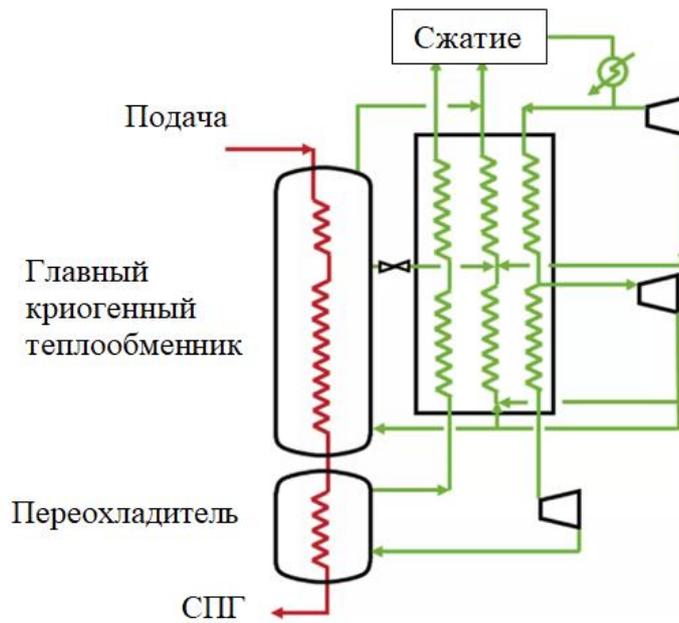


Рисунок 11 – Принципиальная схема процесса сжижения AP-N

					Технологии сжижения природного газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

5. Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках

Исходные данные для выполнения расчета предоставлены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные

Характеристики	Название судна				
	Prelude FLNG	PFLNG Satu			
Объем танков, м ³	<u>220000</u> 6	<u>177000</u> 8			
Плотность сжиженного газа, кг/м ³	422				
Степень загрузки танка	80%				
Температура окружающего воздуха, К	269				
Температура воды, К	274				
Температура насыщения газа, К	111				
Удельная теплота парообразования, Дж/кг	512 700				
Отношение подводной поверхности танка к общей	0,48				
Тип грузовых танков	Призматические	Мембранные			
Используя аппроксимирующие зависимости, определим максимальные величины выпара в экстремальных условиях эксплуатации судов-газовозов для реального диапазона изменения термического сопротивления [9].					
				Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах	
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.		Дата
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19	
Консульт.					
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19	
					Литер ДР
					Лист 43
					Листов 91
					ТПУ гр. 2Б5Б

5.1 Расчет для Prelude FLNG

Во-первых, выполним расчеты для принятия рассматриваемого диапазона изменения термического сопротивления.

Общая поверхность танка, м² будет равна:

$$F_0 = 10^3 + 8,9V_0^{2/3} = 10^3 + 8,9 \cdot \left(\frac{220000}{6}\right)^{2/3} = 10822,85 \text{ м}^2, \quad (1)$$

Где

F_0 – площадь поверхности танка, м²;

V_0 – объем танка, м³.

Термическое сопротивление $R_{из1}$ вычисляется по приближенной формуле:

$$R_{из} = \frac{\left[(t_{воз} - t_s) \frac{F_{над}}{F_0} + (t_{вод} - t_s) \frac{F_{под}}{F_0} \right]}{\varphi e \rho V_0 r} F_0 \tau, \quad (2)$$

Где

$R_{из}$ – величина термического сопротивления, (м²· К)/Вт;

t_i и t_s – температура окружающей среды и насыщения газа соответственно, К;

$F_{над}$, $F_{под}$ – надводная и подводная поверхность танков судна-газовоза соответственно, м²;

φ – степень загрузки судна-газовоза

e – относительная величина выпара;

ρ – плотность сжиженного газа, кг/м³;

r – удельная теплота парообразования, Дж/кг;

τ – время образования выпара, с.

Примем для исследования диапазон относительного выпара 0,0005–0,003 в сутки, который считается допустимым. 24 часа переводим в секунды.

При $e = 0,003$:

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

$$R_{из} = \frac{[(269 - 111) \cdot 0,52 + (274 - 111) \cdot 0,48]}{0,8 \cdot 422 \cdot 36666,67 \cdot 512700 \cdot 0,003} \cdot 10822,85 \cdot 86400$$

$$= 7,88 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$$

В таблице 8 отображены значения величины термического сопротивления при других величинах относительного выпара.

Таблица 8 – Расчет термического сопротивления танков Prelude FLNG

Относительная величина выпара	0,003	0,0025	0,002	0,0015	0,001	0,0005
Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт	7,88	9,45	11,82	15,76	23,63	47,27

Основываясь на полученных данных, берем интервал $R_{из} = 5 \dots 50 \frac{м^2 \cdot К}{Вт}$.

Для полученного диапазона изменения величины $R_{из}$ производится расчет приведенной величины плотности теплового потока q_0 , Вт/м², через ограждающие поверхности:

$$q_0 = A + B\Delta t_{пр}. \quad (3)$$

Значения величин, входящих в зависимость (3), приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Значение расчетных коэффициентов с учетом типа судна и конструкции грузовых танков

Газ	Тип грузовых танков	A, Вт/м ²	B, Вт/(м ² ·К)	$\Delta t_{пр}$, °С
Метан	Мембранные	0,74	$\frac{1}{R_{из}}$	$t_s + 0,567(t_{воз} - 16) + 0,452t_{вод}$
	Призматические	1,53	$\frac{1}{R_{из}}$	$t_s + 0,587(t_{воз} - 34) + 0,46t_{вод}$
	Сферические	1,33	$\frac{1}{R_{из}}$	$t_s + 0,802(t_{воз} - 24) + 0,286t_{вод}$

Рассчитаем приведенную величину плотности теплового потока q_0 для нашего случая:

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		45

$$q_0 = 1,53 + \frac{1}{5} \cdot (111 + 0,587(269 - 34) + 0,46 \cdot 274) = 49,13 \text{ Вт/м}^2.$$

Остальные полученные значения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет плотности теплового потока Prelude FLNG

Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт	5	10	20	30	40	50
Плотность теплового потока q_0 , Вт/м ²	76,5	39,0	20,3	14,0	10,9	9,0

Чтобы рассмотреть влияние термического сопротивления изоляции на относительный суточный выпар для Prelude FLNG, используем следующую формулу:

$$e = \frac{q_0 F_0}{\varphi \rho V_0 r} \tau. \quad (4)$$

При $R_{из} = 5$ (м²· К)/Вт:

$$e = \frac{76,5 \cdot 10822,85}{0,8 \cdot 422 \cdot 36666,67 \cdot 512700} \cdot 86400 = 0,0113.$$

Таблица 11 – Расчет относительного выпара Prelude FLNG

Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт	5	10	20	30	40	50
Относительная величина выпара	0,0113	0,0058	0,003	0,0021	0,0016	0,0013

Чтобы построить зависимость относительного выпара от продолжительности транспортировки, используем формулу 4, взяв за переменную значение времени.

При $R_{из} = 20$ (м²· К)/Вт; $\tau = 2$ сут. = 172800 с. Относительный выпар будет равен:

$$e = \frac{20,3 \cdot 10822,85}{0,8 \cdot 422 \cdot 36666,67 \cdot 512700} \cdot 172800 = 0,006.$$

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		46

Расчет относительного выпара на период 10 суток, получаем значения, которые отображены в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет относительного выпара при $R_{из1} = 20 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$
Prelude FLNG

Продолжительность хранения, сут.	Относительный выпар	Продолжительность хранения, сут.	Относительный выпар
1	0,0030	6	0,0179
2	0,0060	7	0,0209
3	0,0090	8	0,0239
4	0,0120	9	0,0269
5	0,0149	10	0,0299

5.2 Расчет для PFLNG Satu

Общая поверхность танка, м^2 будет равна:

$$F_0 = 10^3 + 8,9V_0^{\frac{2}{3}} = 10^3 + 8,9 \cdot \left(\frac{177000}{8}\right)^{\frac{2}{3}} = 8014,21\text{м}^2.$$

При $e = 0,003$ термическое сопротивление равно:

$$R_{из} = \frac{[(269 - 111) \cdot 0,52 + (274 - 111) \cdot 0,48]}{0,8 \cdot 422 \cdot 22125 \cdot 512700 \cdot 0,003} \cdot 8014,21 \cdot 86400$$

$$= 9,67 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Таблица 13 – Расчет термического сопротивления танков PFLNG Satu

Относительная величина выпара	0,003	0,0025	0,002	0,0015	0,001	0,0005
Величина термического сопротивления, $(\text{м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$	9,67	11,60	14,50	19,33	29,00	58,00

Основываясь на полученных данных, берем интервал $R_{из} = 5 \dots 50 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$.

Расчитываем приведенную величину плотности теплового потока q_0

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

для полученного диапазона изменения величины $R_{из}$:

$$q_0 = 0,74 + \frac{1}{5} \cdot (111 + 0,567(269 - 34) + 0,452 \cdot 274) = 74,4 \text{ Вт/м}^2.$$

Остальные полученные значения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет плотности теплового потока PFLNG Satu

Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт	5	10	20	30	40	50
Плотность теплового потока q_0 , Вт/м ²	74,4	37,5	19,1	13,0	9,9	8,1

Чтобы рассмотреть влияние термического сопротивления изоляции на относительный суточный выпар для PFLNG Satu, рассчитаем:

$$e = \frac{74,4 \cdot 8014,21}{0,8 \cdot 422 \cdot 22125 \cdot 512700} \cdot 86400 = 0,0134.$$

Таблица 15 – Расчет относительного выпара PFLNG Satu

Величина термического сопротивления, (м ² · К)/Вт	5	10	20	30	40	50
Величина относительного выпара	0,0134	0,0068	0,0035	0,0024	0,0018	0,0015

При $R_{из} = 20$ (м²· К)/Вт; $\tau = 2$ сут. = 172800 с. Относительный выпар будет равен:

$$e = \frac{19,1 \cdot 8014,21}{0,8 \cdot 422 \cdot 22125 \cdot 512700} \cdot 172800 = 0,0069.$$

Рассчитав относительный выпар на период 10 суток, получаем значения, которые отображены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет относительного выпара PFLNG Satu

Продолжительность хранения, сут.	Относительный выпар	Продолжительность хранения, сут.	Относительный выпар
1	0,0035	6	0,0208

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		48

2	0,0069	7	0,0242
3	0,0104	8	0,02877
4	0,0138	9	0,0312
5	0,0173	10	0,0346

На основании полученных данных строим графики зависимости:

- 1) Величины относительного выпара от термического сопротивления стенок танка (рисунок 12).
- 2) Величины относительного выпара от продолжительности хранения СПГ в танке (рисунок 13).

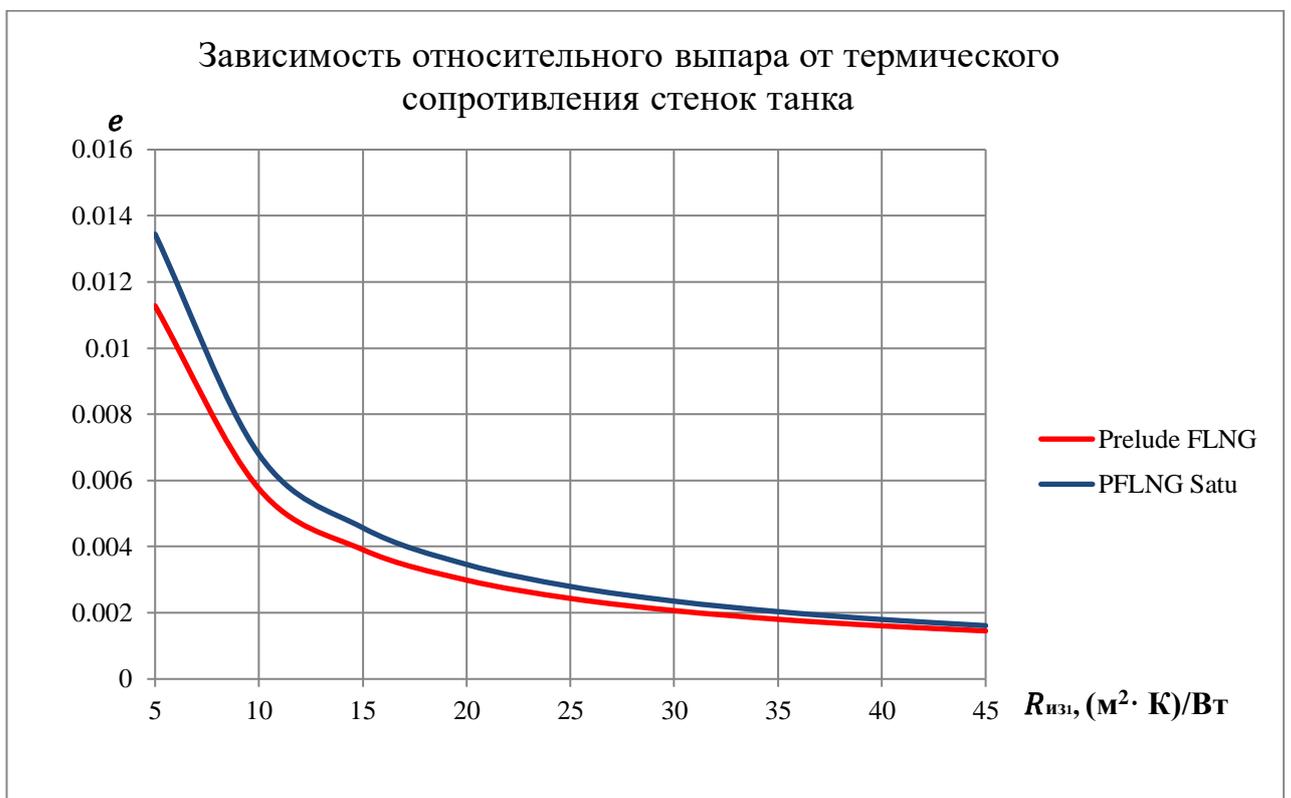


Рисунок 12 – График зависимости относительного выпара от термического сопротивления стенок танка для Prelude FLNG и PFLNG Satu

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

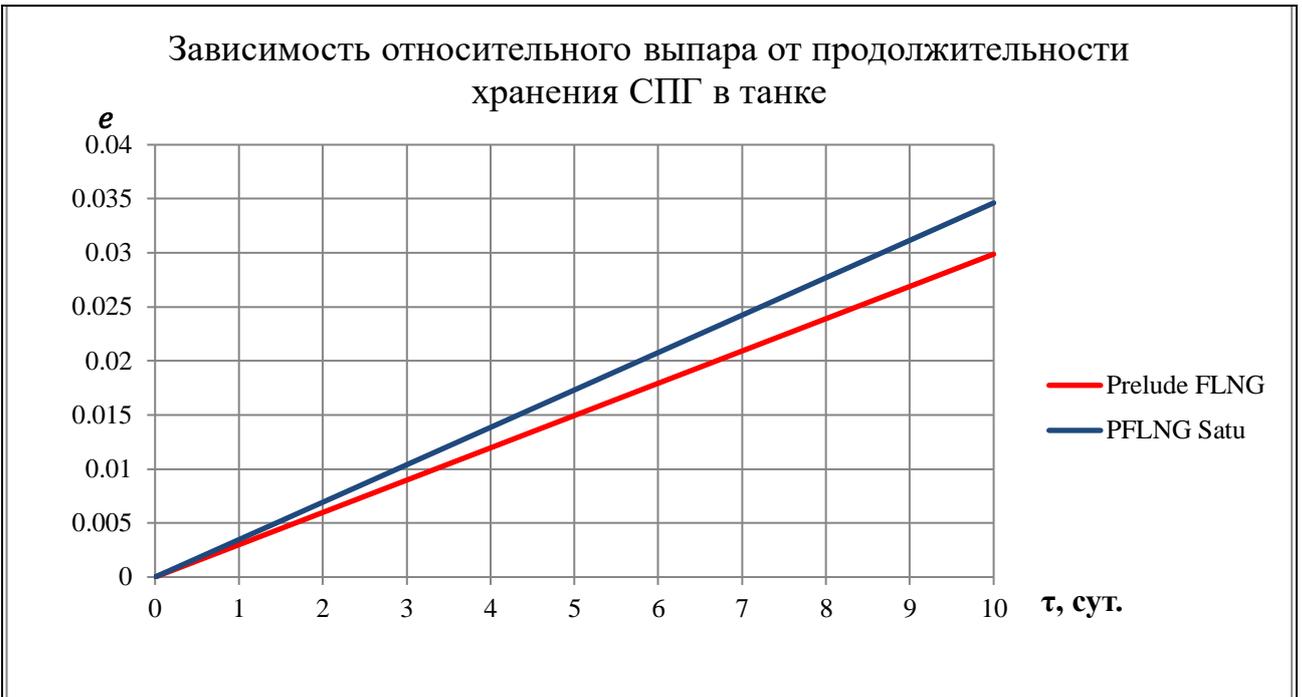


Рисунок 13 – График зависимости относительного выпара от продолжительности хранения СПГ в танке для Prelude FLNG и PFLNG Satu

Основываясь на полученных графиках, можно сделать вывод:

- С увеличением термического сопротивления изоляции влияние конструкции танков на относительный суточный выпар уменьшается.
- Относительный суточный выпар меньше у Prelude FLNG, чем у PFLNG Satu. Данная закономерность объясняется большим объемом танков Prelude FLNG и его типом: в мембранных танках выпар больше, чем в призматических.
- При $R_{из_1} = 20$ ($m^2 \cdot K$)/Вт для Prelude FLNG и при $R_{из_1} = 23$ ($m^2 \cdot K$)/Вт для PFLNG Satu относительный суточный выпар будет соответствовать допустимому (0,003).
- Зависимость относительного выпара от продолжительности хранения СПГ в танке прямо пропорциональная.

					Расчет термического сопротивления изоляции и суточного выпара в танках	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения[22].

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Для данной работы целью будет проектирование плавучего завода для среднетоннажного производства сжиженного природного газа в России.

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Разрабатываемый завод предназначается для производства сжиженного природного газа непосредственно над морским месторождением.

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах			
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литер	Лист	Листов
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19		ДР	51	91
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19				

Целевым рынком объекта являются компании, занимающиеся производством и экспортом СПГ.

Сегментировать рынок можно по применяемой технологии сжижения и типам криогенных танков (таблица 17).

Таблица 17 – Карта сегментирования рынка

		Тип криогенных танков		
		Мембранные типа GTT	Сферические типа MOSS	Призматические типа SPB
Технология сжижения	DMR			
	AP-N™			
			Австралия	
			Малайзия	

На сегодняшний день в мире существуют только два плавучих завода: австралийский Prelude FLNG и малайзийский PFLNG SATU. По карте сегментирования видно, что криогенные танки сферического типа MOSS не используется, так как из-за сферической формы их применение будет непрактично в нижней части судна. Хотя на стадии проектирования существует завод и со сферическим танком.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проанализируем три завода СПГ: австралийский Prelude FLNG, малазийский PFLNG SATU и российский наземный завод Сахалин-2.

Оценочная карта, в которой отображены результаты анализа, представлена в виде таблицы 18.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале. Веса показателей, определяемые

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (5)$$

Где

K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 18 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность			
		B_n	$B_{п1}$	$B_{п2}$	K_n	$K_{п1}$	$K_{п2}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Технические критерии оценки ресурсоэффективности								
1. Производительность	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24	
2. Масса – габариты	0,05	2	4	5	0,1	0,2	0,25	
3. Объем резервуаров	0,07	5	5	4	0,35	0,35	0,28	
4. Простота эксплуатации	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25	
5. Безопасность	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35	
6. Мобильность	0,10	1	4	4	0,1	0,4	0,4	
7. Надежность	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35	
8. Время строительства	0,05	3	5	5	0,15	0,25	0,25	
Экономические критерии оценки эффективности								
1. Конкурентоспособность	0,08	4	5	5	0,32	0,4	0,4	
2. Цена	0,11	3	5	4	0,33	0,55	0,44	
3. Перспективность использования	0,09	3	5	5	0,27	0,45	0,45	
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лист
							53	

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	5	5	0,32	0,4	0,4
5. Срок выхода на рынок	0,06	3	4	5	0,18	0,24	0,3
Итого:	1	45	60	59	3,48	4,55	4,36

*Б_н – российский наземный завод Сахалин-2

Б_{п1} – австралийский Prelude FLNG

Б_{п2} – малазийский PFLNG SATU

По таблице 18 видно, что наиболее эффективным заводом СПГ является Prelude FLNG, это связано с тем, что плавучий завод может перемещаться при истощении одного месторождения на другое, также имеет более низкую себестоимость и такие преимущества, как небольшие габариты, надежность, меньшие сроки строительства. В сравнении с малазийским судном, ПЗ СПГ Prelude имеет большую производительность и меньшую цену из-за своих габаритов.

Главным недостатком плавучих заводов является их ограниченная производительность, которая зависит от размера судна. Данную проблему можно решить путем увеличения размера судна в будущем, оптимизации компоновки оборудования на борту или использованием нескольких ПЗ СПГ одновременно.

Основываясь на анализе, следует проектировать ПЗ СПГ, близкий по характеристикам с Prelude FLNG.

6.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

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

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Большая перспектива развития</p> <p>С2. Востребованность проекта странами-экспортерами СПГ</p> <p>С3. Низкая стоимость строительства</p> <p>С4. Долгий срок службы</p> <p>С5. Высокий уровень технического оснащения проекта</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта</p> <p>Сл2. Проблема импортозамещения оборудования</p> <p>Сл3. Ограниченность производительности размером судна</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Отсутствие массового производства аналогов в РФ</p> <p>В2. Развитие технологий в данной отрасли</p> <p>В3. Обмен опытом разработки с другими конструкторами и исследовательскими заведениями</p> <p>В4. Возможность изготавливать ПЗ СПГ в РФ</p>	<p>1. Привлечение средств государства для введения новой технологии</p> <p>2. Обмен опытом разработок помогает создавать продукт с наилучшими параметрами.</p>	<p>1. Оптимизация технологии сжижения природного газа</p> <p>2. Отбор высококвалифицированных специалистов</p> <p>3. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии;</p> <p>У2. Рост стоимости импортных комплектующих;</p> <p>У3. Уменьшение объема инвестиций в производство СПГ;</p> <p>У4. Экономическая ситуация в стране, влияющая на спрос;</p> <p>У5. Появление новых конкурентных разработок.</p>	<p>1. Недостаток финансирования протимулирует качество производимого изделия, что продлит срок службы. 2. Страны, заинтересованные в данной разработке, могут покрыть недостаток финансирования</p>	<p>1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования</p> <p>2. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений</p> <p>3. Развитие отечественных технологий и производства</p>

					<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		55

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник
	7	Компьютерное моделирование	Дипломник
	8	Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	11	Разработка принципиальной схемы криогенных танков	Дипломник
	12	Выбор и расчет конструкции	Дипломник
	13	Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	Дипломник

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Подготовка ВКР	Дипломник
--	----	----------------	-----------

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (6)$$

где

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

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

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Также вычисляется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (7)$$

Где

$T_{p\ i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

Результаты расчетов представлены в таблице 21.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (8)$$

Где

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (9)$$

Где

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения приведены в таблице 5.

Таблица 21 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{\text{ожид}}$, чел-дни				Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3							
Составление и утверждение технического задания	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	12	13	12	20	22	21	15	17	16	Дипломник	15	17	16	22	25	24
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	1	2	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	1	2

Выбор направления исследований	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	2	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	4	5	5	12	12	15	7	8	9	9	Дипломник	7	8	9	10	12	13
Компьютерное моделирование	3	4	3	8	9	8	5	6	5	5	Дипломник	5	6	5	7	9	7
Сопоставление результатов моделирования с теоретическими исследованиями	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Дипломник	1	1	1	1	1	1
Оценка эффективности полученных результатов	1	2	2	1	3	3	1	2	2	2	Руководитель, дипломник	1	2	2	1	4	4
Определение целесообразности проведения ОКР	2	2	3	3	3	4	2	2	3	3	Руководитель, дипломник	1	1	2	1	1	3
Разработка принципиальной схемы криогенных танков	10	12	11	18	18	20	13	14	15	15	Дипломник	13	14	15	19	21	22
Выбор и расчет конструкции	10	12	11	18	18	20	13	14	15	15	Дипломник	13	14	15	19	21	22
Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Дипломник	1	1	1	1	1	1
Подготовка ВКР	25	27	26	38	42	40	30	33	32	32	Дипломник	30	33	32	44	49	47

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (таблица 22).

Таблица 22 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ раб	Содержание работ	Исполнители	T_{ki}													
				февр		март			апрель			май			июн	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составл. и утвержд. тех. задания	Руководитель	1													
				<div style="text-align: center;"> Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение </div>												
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата												Лист
																59

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

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

6.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (10)$$

Где

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

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

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	6	10	12	1450	1450	1450	8700	14500	17400
2	Дипломник	127	147	147	559	559	559	70993	82173	82173
Итого								79693	96673	99573

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (11)$$

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 1450 \cdot 6 = 8700$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{осн}} = 559 \cdot 127 = 70993$ руб.

Где

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} \quad (12)$$

Для руководителя: $Z_{\text{дн}} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{дн}} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559$ руб.

Где

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

k_p – районный коэффициент;

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

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (13)$$

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 8700 \cdot 0,12 = 1044$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{доп}} = 70993 \cdot 0,12 = 8519$ руб.

Где

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1044	1740	2088
2	Дипломник	8519	9861	9861

6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (14)$$

Где

Для руководителя: $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (8700 + 1044) = 2641$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (70993 + 8519) = 21548$ руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

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

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	8700	14500	17400	1044	1740	2088
Дипломник	70993	82173	82173	8519	9861	9861
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1 %					
Итого:	24188	29342	30222			

6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (Z_m + Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб})k_{нр} \quad (15)$$

$$Z_{накл} = (31500 + 8700 + 70993 + 1044 + 8519 + 24188) \cdot 0,16 = 23191 \text{ руб.}$$

Где

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

6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи		Сумма, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ		31500	31500	31500
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист
				64

2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79693	96673	99573
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9563	11601	11949
4. Отчисления во внебюджетные фонды	24188	29342	30222
5. Накладные расходы	23191	27059	27719
6. Бюджет затрат НИИ	168135	196175	200963

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ составил 168135 руб.

6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (16)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{168135 \text{ руб.}}{200963 \text{ руб.}} = 0,84,$$

Где

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (17)$$

Где

I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

реализации научного исследования;

a_i - весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i - бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	3	3
Безопасность	0,2	5	5	5
Энергосбережение	0,2	4	3	4
Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	23	20	20

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп.1} = 4,7; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 28).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}. \quad (19)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

Таблица 28 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсо-эффективности разработки	4,7	4,1	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	5,6	4,2	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,3 1,4		

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

ряд нормативных правовых актов: федеральные законы, постановления Правительства РФ, указы Президента РФ, инструкции, приказы, директивы, наставления, а также правовые акты субъектов РФ и муниципальных образований, нормативные акты министерств и ведомств.

Основываясь на ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда», каждый работник имеет право на[24]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

Весь персонал ПЗ СПГ имеет вахтовый метод работы.

Максимальная продолжительность ежедневной работы (смены) на вахте равна 12 часам.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

По общим правилам при вахтовом методе продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленного законодательством.

По результатам специальной оценки условий труда работникам определяются гарантии и компенсации за работу с вредными и (или) опасными условиями труда.

Гарантии и компенсации работникам, непосредственно занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, могут устанавливаться коллективным договором и локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Виды гарантий и компенсаций:

- сокращенная продолжительность рабочего времени;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск;
- повышение оплаты труда;
- досрочное назначение трудовой пенсии.

Также работникам вахтовым методом предлагается:

- социальное обеспечение;
- различные компенсации (проживание, еда);
- ДМС;
- путевки в санатории и на курорты для восстановления сил и т.д.

Основными требованиями к правильному расположению и компоновке проектируемой рабочей зоны в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды являются[25]:

- Отсутствие лишних объектов. Загромождение рабочего пространства недопустимо.
- Нужные вещи должны находиться на расстоянии вытянутой руки.

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.4.125- 83
		Взрывоопасность	ГОСТ 12.1.010- 76
		Пожароопасность	ГОСТ 12.1.004- 91
	Недостаток освещения		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278- 03

7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим выявленные вредные и опасные факторы, а также рассмотрим источники возникновения данных факторов, их воздействие на организм человека и допустимые нормы.

– Пониженная температура поверхности

Оптимальная и допустимая температура поверхностей ограждающих конструкций (стены, потолок, пол), устройств (экраны и тому подобное), а также технологического оборудования или ограждающих его устройств, устанавливается согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 и отображена в таблице 30[28].

Во время хранения и перевалки СПГ работники могут контактировать с установленным на объектах оборудованием, которое может явиться фактором риска с точки зрения безопасности труда ввиду низкой температуры, значение которой может быть ниже, чем допустимые.

Попадание СПГ на кожу вызывает отморожение пораженного участка с

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

нарушениями тканей, включая и костную, даже при очень непродолжительном контакте.

Таблица 30 – Оптимальные и допустимые величины температуры поверхностей на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Оптимальная температура поверхностей, °С	Допустимая температура поверхностей, °С
Холодный	Ia (до 139)	21-25	19-26
	Iб (140 - 174)	20-24	18-25
	IIa (175 - 232)	18-22	16-24
	IIб (233 - 290)	16-20	14-23
	III (более 290)	15-19	12-22
Теплый	Ia (до 139)	22-26	20-29
	Iб (140 - 174)	21-25	19-29
	IIa (175 - 232)	19-23	17-28
	IIб (233 - 290)	18-22	15-28
	III (более 290)	17-21	14-27

Поверхности, удаленные от рабочего места на расстояние менее двух метров, имеют температуру в диапазоне 20-25°С, что входит в допустимые значения для любого периода года и категории выполняемых работ.

– **Электрический ток**

Опасность поражения током при обслуживании объектов плавучего завода СПГ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов различного оборудования и генераторов энергии на судне из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как снижение электроизоляции, дефектов монтажа.

Поражение электрическим током может привести к электрическим

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

травмам (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей) или/и к электрическому удару (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Значения допустимых уровней напряженности электрических полей и магнитных полей представлены в таких документах, как ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.045-84, СанПиН 2.2.4.3359-16, СанПиН 2.5.2/2.2.4.1989-06[29-31].

Уровни напряженности электрического (Е) и магнитного (Н) полей в рабочих зонах и на верхних палубах не превышают значений, представленных в таблице 31.

Таблица 31 – ПДУ напряженности электрического и магнитного полей

Параметр	Частота, МГц			
	0,03 – 3,0	3,0 – 30,0	30,0 – 50,0	50,0 – 300,0
Е, В/м	42	25	8,5	8,5
Н, А/м	4	–	0,25	–

– **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Имеющиеся краны-балки, грузовые электрокары и др., которые являются возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

Способы защиты и виды ограждений рассмотрены в ГОСТ 12.4.125-83 и ГОСТ 12.2.062-81[34, 35].

– **Взрывоопасность**

При хранении больших объемов СПГ в резервуарах возможно явление

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		74

перемещения фаз жидкости внутри резервуара, что может привести к возникновению разности давления, которая, при отсутствии надлежащим образом функционирующих предохранительных клапанов, может стать причиной взрыва. Также взрыв на ПЗ СПГ может быть вызван утечкой природного газа в процессе его сжижения или хранения[36].

Поражения, возникающие под действием взрывной волны, подразделяются на легкие, средние, тяжелые и крайне тяжелые (смертельные), к ним относятся контузия, травмы мозга, кровотечения из носа и ушей, переломы и вывихи, повреждение внутренних органов.

– **Пожароопасность**

Согласно классификации производств по пожарной опасности (ппб-03) рассматриваемый объект относится к классу А.

Высокая пожарная опасность обусловлена рядом характерных особенностей. Одной из них является изолированность носителя объекта при достаточно высокой численности персонала. В связи с этим определенную трудность представляют обеспечение своевременной и беспрепятственной эвакуации людей при возникновении пожара, их защита на путях эвакуации от воздействия опасных факторов пожара и безопасное покидание судна в случае критической аварийной ситуации[37].

Пожары обладают различными опасными факторами, способными негативно влиять на организм человека, ухудшать его здоровье, вызывать ожоги, отравления, иногда и смертельный исход.

– **Недостаток освещения**

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[41].

В качестве источников искусственного освещения на ПЗ СПГ применяются люминесцентные лампы.

На плавучем заводе минимальная общая освещенность равна не менее 300 лк, что соответствует нормам освещения на морских судах.

7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работника

Для снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов следует принять следующие меры:

- Следует организовывать инструктажи по риску контакта с холодной поверхностью, по электробезопасности и пожарной безопасности.
- Электроустановки должны быть в безопасном исполнении и соответствовать требованиям.
- Организовывать своевременные проверки и ремонт оборудования.
- Взрывобезопасность производственных процессов должна быть обеспечена взрывопредупреждением и взрывозащитой, организационно-техническими мероприятиями.
- Проверять соответствие рабочих мест санитарным нормам по уровню освещения; при несоответствии следует организовать мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий.
- При эксплуатации ПЗ СПГ следует обеспечивать соблюдение главных принципов обеспечения пожарной безопасности в конструкциях судна: уменьшение возможности возникновения пожара, ограничение распространения пожара, обеспечение безопасных путей эвакуации экипажа, оборудование судна активными средствами пожаротушения, установка надлежащей пожарной сигнализации и системы оповещения.
- Также должны использоваться средства индивидуальной и

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

коллективной защиты. Для защиты от воздействия тока и поверхностей с пониженными температурами применяются электроизоляционные, и термоизоляционные материалы, из которых изготавливают защитные кожухи, СИЗ, помимо этого строятся защитные ограждения, электроустановки заземляются. К средствам защиты от механического травмирования относятся предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления.

7.3 Экологическая безопасность

Эксплуатация ПЗ СПГ приводит к загрязнению гидросферы и атмосферы. Но, относительно наземного завода СПГ, плавучий завод исключает строительство трубопровода и береговой инфраструктуры, что уменьшает экологические риски.

7.3.1 Воздействие на атмосферу

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от объектов СПГ включают выбросы от источников горения при производстве электроэнергии и тепла, а также при использовании компрессоров, насосов и поршневых двигателей.

К основным газам, выбрасываемым в атмосферу ПЗ СПГ, обычно относятся оксиды азота (NO_x), монооксид углерода (CO), диоксид углерода (CO_2), а если речь идет о высокосернистом газе – то и диоксид серы (SO_2).

Неорганизованные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на объектах СПГ могут быть связаны с отводом газа без сжигания, утечками из труб и арматуры, уплотнений насосов и компрессоров, предохранительных клапанов и резервуаров, а также с операциями погрузки и разгрузки в целом.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Общая задача должна состоять в снижении выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и выборе экономически оправданных и технически осуществимых вариантов для снижения вредных выбросов.

Методы контроля и сокращения неорганизованных вредных выбросов следует рассматривать и внедрять в процессе проектирования, эксплуатации и технического обслуживания сооружений. Кроме того, необходимо осуществлять программу выявления утечек и их устранения.

7.3.2 Воздействие на гидросферу

Во время эксплуатации танков происходят сбросы балластной воды, которые приводят как к ухудшению качества воды, так и к появлению в ней чужеродных (инвазивных) видов. Биологические организмы из других сред, переносимые в балластной воде, могут легко приживаться и распространяться в локальной среде обитания, искажая ее биобаланс[43].

Для защиты от этого воздействия ПЗ СПГ оборудуется системами обеззараживания и уничтожения микроорганизмов, либо применяется замена балластных вод в открытом море, либо происходит их обработка на берегу в специальных емкостях.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Экологические последствия от аварийных воздействий (внештатных ситуаций) в течение жизненного цикла СПГ изучены недостаточно и часто недооцениваются.

При хранении больших объемов СПГ часто наблюдается такое явление как перемещение фаз жидкости внутри резервуаров (roll-over), что может стать причиной взрыва и последующего разрушения резервуара.

Разливы конденсата представляют особую опасность в связи с высокой текучестью, взрывопожароопасностью и ограниченными возможностями по

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

ликвидации таких разливов.

Значительную пожарную опасность представляет газопаровое облако, образующееся при разливе СПГ. Газовоздушное облако способно воспламениться при концентрациях метана в смеси от 5 до 15%, и встретив источник воспламенения, вызвать крупный пожар и волну дефлаграции, которая может вернуться к объекту-источнику разлива. Хотя взрывные явления для облаков испаряющегося СПГ не характерны, если облако окажется в ограниченных и загроможденных пространствах, при его возгорании могут развиваться опасные взрывные нагрузки.

Разлив СПГ в больших объемах возможен при повреждении герметичности одного или нескольких танков хранения СПГ.

В целях предотвращения аварийных разливов СПГ и устранения их последствий рекомендуется принимать следующие меры:

- Провести оценку риска разлива для объектов и сопутствующих операций по транспортировке / перевозке.
- Разработать официальный план мероприятий по предотвращению и ликвидации аварийных разливов, учитывающий основные модели и масштабы разливов.
- Объекты следует оснащать системой раннего обнаружения утечек газа, предназначенной для выявления утечки газа и облегчения поиска источника выброса в целях быстрой активации САО её оператором и, таким образом, сведения случаев выброса газа к минимуму.
- Следует установить систему аварийного отключения и обнаружения газовой опасности (САО/ОГО), позволяющую запустить процедуру автоматического прекращения перекачки СПГ в случае его серьезной утечки.
- В случае выброса газа следует обеспечить возможность его

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

безопасного рассеивания, для чего обеспечить максимально эффективную вентиляцию участка, где произошел выброс, и свести к минимуму возможность накопления газа в закрытых или частично закрытых помещениях. В случае разлива СПГ ему следует дать возможность испариться, по возможности, понижая интенсивность испарения, например, за счет его покрытия расширяющейся пеной.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

Благодаря плавучим заводам СПГ близится новый этап в освоении морских газовых месторождений. В скором времени данная технология будет введена на ряде месторождений газа в море. При этом использование данных технологий для многочисленных средних и малых месторождений, ранее считавшимися неперспективными, может принести экономический эффект, который будет соизмерим с эффектом, получаемым от разработки месторождений больших размеров.

Несмотря на отсутствие проблем с добычей и поставкой газа у России в настоящее время, не стоит игнорировать данное перспективное направление. Так как Россия имеет множество газовых месторождений в море, проектирование и эксплуатация ПЗ СПГ может быть очень важно. Вдобавок к этому можно было бы также использовать мощности отечественных предприятий криогенной промышленности и верфей.

Вариант сжижения природного газа на плаву в случае освоения морских месторождений на шельфе Арктики является реальным, но более затруднительным и затратным. Местонахождение завода по сжижению природного газа в открытом море, а также отгрузка СПГ на газовозы нуждается в принятии дополнительных технологических мер, если сравнивать с нахождением завода в прибрежной, более спокойной зоне.

Нефтяная платформа «Приразломная», имеющая сложное устройство для добычи нефти и бурения скважин, ее отгрузке, а снизу которого расположены хранилища, в определенной степени схожа с заводом СПГ на плаву. Данная платформа была модульно изготовлена на заводах России:

Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах		
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19			
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19	ДР	81	91
Консульт.					ТПУ гр. 2Б5Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19			
					Заключение		

Выборгском судостроительном заводе и на АО ПО «Севмаш». Данная практика модульного производства на заводах России применима и для ПЗ СПГ. Таким образом, строительство заводов СПГ на морских судах является реальным осуществить полностью на предприятиях России.

					Заключение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

судах-газовозах // Судостроение, судоремонт и эксплуатация флота. – 2016. – №4. – С. 33-43.

10. Гречко А. Г., Новикова А. И. Оптимизация производства сжиженного природного газа при разработке морских месторождений // Вестн. МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». — 2010. — С. 203—213.
11. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2011. – 159 с.
12. Российские СПГ-проекты: история, современность, перспективы/ В.И. Татаренко, Б.В. Робинсон, О.П. Ляпина, О.В. Усикова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2018. – №3. – С. 61-74.
13. Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ/ Д.В. Люгай, А.З. Шайхутдинов, Ю.Г. Мутовин, Г.Э. Одишария // Вести газовой науки. – 2017. – №1(29). – С. 218-226.
14. Ефанова А. Н., Кемалов Р. А. Плавающие заводы по производству сжиженного природного газа (СПГ) // Науч. электрон. архив. — URL: <http://econf.rae.ru/article/10475> (дата обращения – 12. 12. 2018).
15. Технологические процессы сжижения природного газа на заводах СПГ Ближнего Востока/ В.Ю. Дорожкин, Р.К. Терегулов, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 3. – С. 28-35.
16. Технологии сжижения природного газа/ И.А. Голубева, И.В. Мещерин, И.А. Баканев, Е.П. Дубровина//Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – № 8. – С. 4-20.
17. Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата/ И.А. Голубева, В.М. Юповев, И.А. Баканев, Е.П. Дубровина//Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 73-78.

					Список литературы	Лист
						84
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

18. Мещерин И.В. Альтернативные методы транспорта газа на рынки и их диверсификация. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 280 с.
19. Горынцева К.Ю., Технологический процесс Duple Mixed Refrigerant [Электронный ресурс]: URL: <http://www.econf.rae.ru/pdf/2017/01/6059.pdf> (дата обращения – 15. 12. 2018).
20. Гирмаев А. Р., Шаммазов А. М. Технологии и технические средства, применяемые для получения метанола на морских месторождениях // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 3. – С. 40-45.
21. ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности
22. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
23. Пашков Е.Н., Мезенцева И.Л. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ. – Томск: Томский политехнический университет, 2019. – 24 с.
24. ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019), статья 219 Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.
25. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

					Список литературы	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

26. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях.
27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
29. ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
30. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
31. СанПиН 2.5.2/2.2.4.1989-06 Электромагнитные поля на плавательных средствах и морских сооружениях. Гигиенические требования безопасности.
32. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
34. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
35. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
36. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
37. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
38. РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
39. СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		86

Требования пожарной безопасности.

40. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

41. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

42. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

43. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

					Список литературы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

Приложение А

Таблица А.32 – Основные параметры плавучих заводов СПГ в мире [6]

Наименование проекта, страна. Предполагаемое место установки (месторождение), извлекаемые запасы газа	Состояние проекта на начало 2015 г.	Производ-сть по СПГ, СНГ и С ₅₊ , млн т/год	Владелец	Проектировщик, строит. верфь	Длина×ширина, м	Система удержания, глубина воды, м	Технолог. сжижения	Энергетич.установка	Тип криог. танков, объем хранения, м ³	Отгрузка СПГ
«Prelude», Австралия. «Prelude» и «Concerto», 85 млрд м ³	В эксплуатации и с 2018 г.	3,6 СПГ 1,3 С ₅₊ , 0,4 СНГ	«Shell» (67,5%), KOGAS (10%), «Inpex» (17,5%), CPC (5%)	«Technip», SHI	488×74	Турельная (внутренняя), 240	DMR («Shell»)	Паровые турбины	Призматич., 220 000 СПГ	Бортовая, тандемная
«PFLNG1 Satu», Малайзия. Kanowit (Sarawak), блок SK306	В эксплуатации и с ноября 2016 г.	1,2 СПГ	«Petronas» (60%), «MISC Bhd» (30%), «Mustang» (10%)	«Technip», DSME	365×60	Турельная (внешняя), 200	Расширение азота (AP-N™)	Газовые турбины PGT25+G4 (6×34 МВт)	Мембран., 177 000 СПГ	Бортовая
«PFLNG2 Rotan», Малайзия. Rotan (Sabah, Block H), 27 млрд м ³	Дата начала строительства май 2015 г., приостановлено	1,5 СПГ	«Petronas», «Murphy Oil»	«JGC Corporation», SHI	360×60	Турельная (внешняя), 1150	Расширение азота (AP-N™)	Газовые турбины PGT25+G4 (4×34 МВт). LM6000-PF (2×43 МВт)	Мембран.	Бортовая

Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата
Разраб.		Гомбоева А.Б.		01.06.19
Руковод.		Крец В. Г.		01.06.19
Консульт.				
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.19

Приложения

Литер	Лист	Листов
ДР	88	91

ТПУ гр. 2Б5Б

«Caribbean FLNG», Колумбия. Pandora, 22,6 млрд м ³	В постройке, приостановлено	0,5 СПГ	«Pacific Rubiales», «Exmar»	«Wilson Off shore & Marine», Nantong, Китай	140×32	Якорная, 14	SMR (PRICO®)	Газовые турбины LM2500+ (4×29 МВт)	Мембран., 14 000 СПГ	Бортовая
«Santos FLNG», Бразилия. Нефтегазоносная провинция Santos, месторождения Iara, Cernambi, Lula	Техническ. проект-ние	2,7 СПГ 1,0 СНГ	«Petrobras» (51%), «BG Group», «Repsol», «Galp Energia»	«SBM Off shore N.V.», CHIYODA	—	Турельная (внутренняя), 2200	DMR	Газовые турбины	Призматические	Тандемная
«Scarborough FLNG», Австралия. Scarborough, 226,5—283,2 млрд м ³	Техническ. проект-ние, приостанов.	6,0—7,0 СПГ	BHP Billiton Ltd», «ExxonMobil Corp.»	—	495×75	Турельная (внутренняя), 950	DMR («Shell»)	Газовые турбины	Мембран., 380 000 СПГ	Тандемная
SEVAN, Норвегия	Концепт-проект	2,4 СПГ	«Sevan Marine ASA»	«Sevan Marine ASA», «KANFA Group»	Цилиндрический корпус.	Турельная (внутренняя)	Расширение азота (KANFA)	Газовые турбины	Призматические, 220 000 СПГ, 25 000 СНГ, 36 000 С ₅₊	Система отгрузки «HiLoad», «Sevan Marine ASA»
«LiBro FLNG»	Концепт-проект	1,6—2,0 СПГ	—	MODEC, «Toyo Engineering Corporation»	300×50	Турельная (внешняя)	Предохлаждение («MODEC's LiBro®»). Расширение азота (AP-N™)	Газовые турбины	Мембран., 160 000 СПГ, 20 000 С ₅₊	Бортовая, тандемная

Приложения										
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						Лист
										89

«FLEX LNG Producer»	Техническ. проект-ние	1,7—2,0 СПГ	«FLEX LNG Ltd.»	«Worley», «Parsons», «KANFA Group», SHI	320×60	Турельная (внутренняя), 20—2500	Расширение азота	Газовые турбины	Вкладные призматические танки (SUS304), 185 000 СПГ, 50 000 — СНГ и C ₅₊	Тандемная
«Abadi FLNG», Индонезия. Abadi, блок Masela, 283 млрд м ³	Техническ. проект-ние, проект-ние —закупки —строит-тво — 2014—2018 гг	2,5 СПГ 0,4 C ₅₊	«Inpex» (60%), «Shell» (30%), «PT EMP Energi Indonesia» (10%)	«JGC Corporation», «PT JGC Indonesia», «PT Saipem Indonesia»	—	Турельная (внешняя), 1000	DMR (AP-DMR™)	—	Вкладные призматические танки	Бортовая
«Browse FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Browse, 436 млрд м ³	Пересмотр техническое проект-ние	3,9 СПГ 1,3 C ₅₊	«Woodside» (31,3%), BP (17%), «Shell» (27%), «PetroChina» (10%), MIMI (14,3%)	Shell», BP, «Japan Australia», «PetroChina»	488×74	Турельная (внутренняя), 350—700	Смешанный хладагент	Газовые турбины	Мембран.	Бортовая
«Bonaparte FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Bonaparte, месторождения: Petrel (27,0 млрд м ³), Tern (13,2 млрд м ³) и Frigate (2,8 млрд м ³)	Эскизное проект-ние	2,4 СПГ	«GDF Suez» (60%), «Santos» (40%)	«Technip», KBR, «Chiyoda», Верфь TBD	400×70	Турельная (внутренняя), 85—100	DMR («Shell»)	Газовые турбины	Мембран., 210 000 СПГ, 40 000 C ₅₊	Бортовая

Приложения										
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						Лист
										90

SBM FLNG	Техническ. проект-ние	1,5—2,0 СПГ		«SBM Off shore», «Linde Engineering»	Корпус из двух СПГ-танкеров	Турельная (внешняя)	Расширение азота (LINDE)	Газовые турбины	Сферическ.	Бортовая
«Hoegh FLNG»	Эскизное проект-ние	2,0 СПГ	«Hoegh FLNG Ltd.»	KBR, «Linde», SBM, DSME	380×60	Турельная (внутренняя)	NICHE (предохлаждение метаном, расширение азота)	Газовые турбины	Мембран., 190 000 СПГ	Бортовая
«ConocoPhillips FLNG», Австралия. Нефтегазоносная провинция Browse, Greater Poseidon, 92 млрд м ³	Эскизное проект-ние	2,9—3,5 СПГ	«ConocoPhillips», «Karoo Gas», «PetroChina»	«Technip», «Linde», DSME	462×72	Турельная (внутренняя), 470—540	«ConocoPhillips Optimized Cascade®»	Газовые турбины	Мембран.	Тандемная

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

					Приложения					Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						91