

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа»

УДК 622.691.5:66.078:62-843.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Сидельников Александр Владимирович		23.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		23.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			23.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			23.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		23.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		23.05.2018

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6 ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математиче-</i>	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>ского моделирования технологических процессов и объектов</i>	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за <i>результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Сидельникову Александру Владимировичу

Тема работы:

«Анализ эффективности технологий транспорта сжиженного углеводородного газа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

28.05.2018г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изде-</i></p>	<p>Объект исследования – морской транспортный коридор, по которому необходимо доставить определенный объем природного газа.</p> <p>Предмет исследования – Характеристики инфраструктуры по танкерной перевозке сжиженного природного газа и морского газопровода по исследуемому транспортному коридору.</p>
--	--

<i>лия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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"> – проведение аналитического обзора научно-технической информации по технологиям сжижения и регазификации СПГ с исследованием развития рынка сбыта; – проведение расчета оптимального количества танкеров-газовозов для транспортировки СПГ до конечного потребителя на основе логистической теории массового обслуживания; – проведение расчета морского трубопровода для транспорта природного газа; – сравнительный экономический анализ методов доставки газа до потребителя.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валерьевна, доцент
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
«Literature review»	
«Сжиженный природный газ»	
«The construction of a mass production system Plant-Fleet»	
«Морской газопровод»	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.09.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Сидельников Александр Владимирович		16.03.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Быкову Роману Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело Профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизационных отчислений, нормы расхода электроэнергии, материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги приняты в соответствии с налоговым кодексом РФ на уровне: – 20 % налог на прибыль; – 2,2 налог на имущество. Норма дисконта принята на уровне 14 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных решений Проведение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета работ	Расчет затрат строительства трубопровода и завода СПГ, включая танкеры газозовы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

Перечень графического материала

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИИ
4. Расчет эксплуатационных затрат для нефтеперекачивающих агрегатов, оборудованных ЧРП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Сидельников Александр Владимирович		16.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ6А	ФИО Сидельников Александр Владимирович
-----------------	---

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<p>Завод по производству сжиженного природного газа с заданной мощностью сжижения ■ т/год.</p> <p>Морской магистральный газопровод, прокладываемый по дну моря с глубиной ■ м.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>1. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</p> <p>3. Пожаровзрывобезопасность.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования,</p>

	проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			16.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Сидельников Александр Владимирович		16.03.2018

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) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
14.12.2018	Введение	8
21.12.2018	Literature review	9
10.02.2018	Сжиженный природный газ	13
18.02.2018	The construction of a mass production system Plant-Fleet	13
28.02.2018	Морской трубопровод	22
03.05.2018	Социальная ответственность	7
12.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
14.05.2018	Заключение	7
25.05.2018	Презентация	9
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		16.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с., 7 рис., 19 табл., 69 источника, 1 прил.

Ключевые слова: газ, газопровод, транспорт, магистральный газопровод, танкер-газовоз, сжиженный природный газ, морской трубопровод.

Объектом исследования является морской транспортный коридор, по которому необходимо доставить определенный объем природного газа.

Цель работы: сравнительный анализ технико-экономической эффективности танкерной и трубопроводной доставки газа по морскому транспортному коридору.

Был проведен аналитический обзор научно-технической и нормативной информации по транспортировке газа по морским магистральным газопроводам. Было выявлено, что российских методик недостаточно для проектирования такого рода сооружений, поэтому необходимо прибегать к зарубежным нормативным документам. По методике, описанной в норвежской нормативной документации, был произведен расчет магистрального морского газопровода на прочность и устойчивость. По результатам расчетов было определено, что минимальная толщина стенки, при которой может быть обеспечена безопасность эксплуатации трубопровода.

Для расчета необходимого количества танкеров-газовозов была предложена теория массового обслуживания, ранее не применяемая для танкерного транспорта газа.

Основываясь на результатах технических расчетов были определены затраты на прокладку морского газопровода и созданию инфраструктуры по сжижению и доставке сжиженного природного газа по морскому коридору.

Область применения: танкерный и трубопроводный транспорт природного газа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Разраб.		Сидельников			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					1	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6А		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И НОРМАТИВНЫХ ССЫЛОК

<i>Сокращения</i>	
МГ –	магистральный газопровод;
ТУС –	трубоукладочное судно;
СПГ –	сжиженный природный газ;
ТЭО –	технико-экономическое обоснование;
SWOT –	strength, weakness, opportunities, and threat;
LNG –	liquefied natural gas
ЕСГ –	Единая Система Газоснабжения;
QS –	Queuing system;
<i>Условные обозначения</i>	
A –	амортизационные отчисления, руб. [128];
Z_{kap} –	капитальные вложения, руб.;
$Z_{\text{об}}$ –	капитальные вложения в оборудование для ввода присадки, руб.;
$Z_{\text{ном}}$ –	капитальные вложения в помещение для хранения присадки, руб.;
$Z_{\text{нтп}}$ –	затраты на присадку, руб.;
$Z_{\text{экс}}$ –	затраты на техническое обслуживание оборудования и помещений, руб.;
α –	диапазон колебания производительности завода;
β –	диапазон колебания производительности завода;
Δ –	максимальное относительное отклонение от среднего в положительную или отрицательную сторону;
m –	средняя производительность;
V –	коэффициент вариации для закона равномерной плотности V
μ –	интенсивность поступления судов, т/сут;

Анализ эффективности транспорт сжиженного углеводородного газа					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Сидельников			
Руковод.		Чухарева Н.В.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Бурков П.В.			
Список сокращений, условных обозначений и нормативных ссылок					
			Лит.	Лист	Листов
			2	2	111
Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А					

λ –	интенсивность поступления СПГ в резервуары, т/сут;
$D_{\text{ч}}$ –	грузоподъемность судна, т;
λ^* –	параметры потока потребности в поступлении судов, суд/сут;
μ^* –	параметры потока поступления судов, суд/сут;
$P_{\text{Г}}$ –	годовая производительность завода СПГ, т/год;
$t_{\text{р}}$ –	среднее время рейса, сут;
$t_{\text{ож}}$ –	фактор максимально возможного хранения СПГ в резервуаре, сут;
ρ –	плотность газа, т/м ³ ;
V_{λ^*} –	коэффициент вариации прибытия судов;
V_{μ^*} –	коэффициент вариации поступления груза;
N –	количество судов, суд.;
R –	резерв, суд.;
S –	устойчивость, %;
$R_{1,2}$ –	Расчетное сопротивление растяжение (сжатию), МПа;
m –	коэффициент условий работы трубопровода;
$k_{1,2}$ –	коэффициенты надежности по материалу;
k_n –	коэффициент надежности по ответственности трубопровода;
δ –	Толщина стенки трубопровода, мм;
D_n –	наружный диаметр трубы
$D_{\text{вн}}$ –	внутренний диаметр трубы
Q –	годовая производительность газопровода
Q –	секундный объемный расход
$V_{\text{ср}}$ –	средняя скорость течения
L –	длина участка газопровода
E –	модуль упругости (модуль Юнга)
μ –	коэффициент Пуассона

α_t –	коэффициент линейного расширения
--------------	----------------------------------

Индексы

max – максимальное значение параметра;

min – минимальное значение параметра;

Нормативные ссылки

DNV-OS-F101-2000. Submarine pipeline systems.

ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.

DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, October 1988.

Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305). Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.

API 5L. Спецификация США для стальных труб. 1995 г.

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. – М.: Госстандарт России, 2003. – 33 с.

ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода.

Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.

ГОСТ Р 55311-2012. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения.

РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

						Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы.

РД 31.52.18-87. Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ на судах Минморфлота.

ГОСТ 22.0.09-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Чрезвычайные ситуации на акваториях. Термины и определения.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Строительное производство.

РД 31.81.01-87. Требования техники безопасности к морским судам.

ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

ГОСТ 19281-89 Прокат из стали повышенной прочности.

ГОСТ 2246-60 Проволока стальная сварочная. Технические условия.

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

						Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	LITERATURE REVIEW.....	16
1.1	Executive summary.....	16
1.1.1	Rapid growth amplifies business fundamentals.....	18
1.1.2	Strengths.....	19
1.1.3	Weaknesses.....	20
1.1.4	Opportunities.....	21
1.2	Threats.....	22
1.3	Putting it all together.....	23
1.4.	Signposting the key levers in a rapidly shifting industry.....	24
1.4.1	SWOT.....	24
1.4.2	Slowing global economic growth.....	24
1.4.3	Increased energy efficiency.....	26
1.4.4	Surfeit of pre-FID capacity.....	26
1.5	A small business gains scale.....	27
1.6.1	Trends favoring growth.....	30
1.6.2	Off-grid power.....	31
1.6.3	Capabilities-driven strategy.....	31
1.7	Sakhalin 2.....	33
2	СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ.....	36
2.1	Эволюция газа.....	36
2.1.1	Рынки сжиженного природного газа.....	36
2.2	Двусторонние межстрановые рынки.....	41
2.3	Добыча газа.....	44
3	THE CONSTRUCTION OF A MASS PRODUCTION SYSTEM.....	49
	“PLANT-FLEET”.....	49
3.1	Practical application of the developed models.....	53

					Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			Список сокращений, условных обозначений и нормативных ссылок	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

4 МОРСКОЙ ГАЗОПРОВОД	56
4.1 Требования к выбору трассы морских трубопроводов.....	56
4.2 Требования к конструкции морских трубопроводов	60
4.2.1 Расчет трубопровода на прочность	60
4.2.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря.....	63
4.2.3 Расчет режима сварки.....	65
4.2.4 Расчет необходимого количества материалов	67
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	70
5.1. SWOT-анализ.....	70
5.1.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	73
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	74
5.3 Расчет ресурсной и финансовой составляющих проекта	76
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДА НА ДНЕ МОРЯ	81
6.1 Описание рабочего места	81
6.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
6.2.1 Шум работы	82
6.2.2 Метеоусловия	82
6.2.3 Вибрация	83
6.2.4 Недостаточная освещенность на рабочем месте	84
6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	85
6.3.1 Опасные факторы механической природы	85
6.3.2 Опасные факторы термического характера	86
6.3.3 Опасные факторы электрической природы	86
6.3.4 Опасные факторы пожарной природы.....	87
6.4 Воздействие на окружающую среду.....	88
6.4.1 Анализ воздействия на атмосферу	88
6.4.2 Анализ воздействия на гидросферу	89

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
6.6 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопровода.	92
7 СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	97
Приложение А	103

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. В настоящее время активно развивается рынок сбыта сжиженного природного газа, наращиваются мощности по сжижению и регазификации, увеличивается танкерный флот. Одновременно, в России планируется реализовать несколько крупных проектов по строительству морских магистральных газопроводов [1]. Эти способы доставки природного газа потребителям конкурируют между собой, поэтому вопросы оценки и сравнения их технико-экономической эффективности являются актуальными.

Цель работы. Сравнительный анализ технико-экономической эффективности танкерной и трубопроводной доставки газа по морскому транспортному коридору.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проведение аналитического обзора научно-технической информации по технологиям сжижения и регазификации СПГ с исследованием развития рынка сбыта;
- проведение расчета оптимального количества танкеров-газовозов для транспортировки СПГ до конечного потребителя на основе логистической теории массового обслуживания;
- проведение расчета морского трубопровода для транспорта природного газа;
- сравнительный экономический анализ методов доставки газа до потребителя.

Объект исследования. Морской транспортный коридор, по которому необходимо доставить определенный объем природного газа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Разраб.		Сидельников			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6А		

Предмет исследования. Характеристики морского газопровода и инфраструктуры по танкерной перевозке сжиженного природного газа по исследуемому транспортному коридору.

Научная или практическая новизна. В работе применены методики, ранее не использованные в отечественной практике проектировки систем морской логистики транспорта природного газа [2]. Для определения необходимого количества танкеров-газовозов с целью обеспечения бесперебойной работы завода по сжижению природного газа была применена теория массового обслуживания. Расчет магистрального морского газопровода осуществлялся по методикам представленных как в российских, так и в зарубежных нормативных документах.

Практическая значимость результатов исследования. С учетом всех требований, определенных по результатам технических расчетов, были определены затраты на сооружение морского газопровода и инфраструктуры по сжижению, хранению и танкерной доставке сжиженного природного газа [3]. Это позволило определить экономическую эффективность транспортировки СПГ по сравнению с трубопроводным способом доставки.

Реализация и апробация работы. Результаты исследований по теме выпускной квалификационной работы были представлены автором на международных научных симпозиумах:

– Доклад на тему «Современные суда-трубоукладчики» на XIX Международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, по профилю «Проблемы геологии и освоения недр».

– Доклад на тему «Будущее сжиженного природного газа» на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Введение	

академика М.А. Усова, по профилю «Проблемы геологии и освоения недр»,
который был отмечен дипломом III степени.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 LITERATURE REVIEW

1.1 Executive summary

The technology of cooling natural gas to minus 260 degrees Fahrenheit in order to convert it from a gas to a liquid, and reducing its volume by about 600 times, created a new industry. Now so-called stranded natural gas resources could be monetized by shipping gas in special-purpose vessels to new markets which were hungry for new sources of energy to fuel growth and diversify supply. The trade began in the early 1960s, with resource-rich countries like Algeria shipping LNG to the UK, and Abu Dhabi shipping to Japan. As the viability, both technical and economic, was demonstrated, LNG trade proliferated with major supply sources like Indonesia and Malaysia jumping in to ship gas to east Asian markets in Japan, South Korea and Taiwan. The European market also opened up with France, Belgium, Italy and Spain soon joining the UK as destination markets, and even in the US several LNG regasification terminals were built and operated in the 1970s [4].

Growth in LNG markets got a further major boost in the 2000s with the development for export of Qatar's massive North Field, potentially the single largest, nonassociated gas field in the world. Nigeria and Russia also joined the LNG export club. Due to geographic location, LNG from Qatar could serve markets in Europe and Asia and it was even envisaged that trade to the US would take off in a big way, though of course before the emergence of economic US shale gas in quantities that would soon transform the country into a potential export source [5]. At the same time, new markets began to be developed with regasification terminals constructed and commissioned in a number of Latin American nations, new locations in Western Europe, China and South and Southeast Asia.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ эффективности технологий транспорта сжиженного углеводородного газа			
Разраб.		Сидельников			Literature review	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					16	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6А		

More recently, the current decade has seen a combination of fast growing demand, large natural gas resources and a period of high oil prices. Over a number of years, this translated by contractual linkage, into very high LNG prices in both the Asian and European markets which has brought forth a phase of very large-scale project development in Australia, with a number of these being world-scale projects, and the arrival of the US as an exporting nation, with several facilities under development. Furthermore, as demand is projected to grow steadily, new sources of LNG from a number of countries will need to be developed.

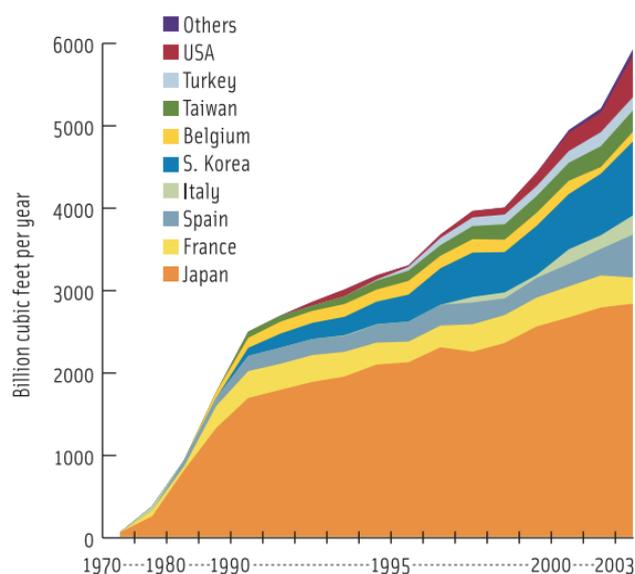


Figure 1 – Growth in LNG Demand

Despite the dynamism of the LNG business in both anticipating and delivering growth, certain features of the global market have remained relatively constant and dominant, at least thus far. For example, market structures have always been dominated by long-term, highvolume, point-to-point commercial agreements between large suppliers and large, mainly utility buyers, in developed economies [6]. These arrangements have been the key enabling factor in securing financing for the huge, front-end loaded capital expenditures required to construct the specialized liquefaction, shipping and regasification facilities needed to operate the trade. Twenty-plus year contracts with prices linked to oil have been the norm for the entire history of the industry. However, unlike oil markets, which tend to be globally

fungible with convergent prices, LNG markets and prices have remained for the most part regional in nature. East Asia has usually been the highest priced market with the strongest link to oil prices; Europe has been in the middle, with oil price indexation tempered by the effect of competition with Norwegian and Russian pipeline gas supplies; and North America has been the lowest priced market, with intense gas-on-gas competition usually driving gas prices down at liquid and transparent trading points, such as the Henry Hub. The recent decline in oil prices has led to compression in price differences between the ranges, but it is too early to say whether this is a precursor in itself of longer term price convergence.

From an end-use perspective, the overwhelming majority of LNG has been absorbed into the systems of large utility buyers, for use as a power generation fuel or as part of the supply portfolio into industrial and heating markets. After the regasification process, the natural gas’s composition is adjusted for heat content, and other local market requirements, and is either consumed shortly thereafter, stored or sold into the broader piped gas market if accessible.

History sets a context for future development, and many of these features will remain in place. However, we also see the future diverging from the past in several ways, presenting both challenges and opportunities for players in this market. The Deloitte LNG series has sought to identify these emerging trends and assess their significance [7].

1.1.1 Rapid growth amplifies business fundamentals

To highlight the range of feasible outcomes for the LNG business over the next 10 years, we have laid out a strength, weakness, opportunities, and threat (SWOT) analysis. With over 50 years of shipments, the LNG industry’s characteristics are well understood, but will not necessarily remain the same. Key changes in the business landscape will alter the equation, with the potential to further expand the market and shift the underlying foundation. And while a SWOT analysis is most often used to discuss the company level position, it is equally applicable to industry segments like LNG relative to others, as we do here [8].

					Literature review	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.1.2 Strengths

LNG delivers value by commercializing “stranded” gas assets, typically far from existing infrastructure or in areas with limited indigenous demand—in the case of the US, the large amount of surplus gas unlocked by new technologies. That resource potential has increased as new gas fields are discovered and more countries build-out regasification infrastructure. For example, gas reserves well in excess of 100 tcf have been discovered in offshore Mozambique and Tanzania, but there is limited existing domestic consumption.¹⁰ Operators face similar challenges in other frontier and emerging basins like the South American Atlantic Margin as well as in the Levant, off the coast of Israel and Cyprus.

Additionally, countries with existing gas production and domestic markets may opt for LNG if individual projects will exceed infrastructure capacity. For example, ENI’s Zohr discovery off the coast of Egypt has the potential to double the country’s gas reserves and additional discoveries could lead to Egypt restarting LNG exports. An abrupt turn of face after multiple years of rapid domestic growth exceeded the declining production in 2015. The Russian firm Gazprom produces large quantities of gas, exported both via pipelines and in isolated areas like Sakhalin, via LNG. As companies explore farther from population centers, LNG will become essential to commercializing any gas discoveries. For example, Novatek is planning to export gas from the SouthTambeyskoye field via the Yamal peninsula LNG megaproject adjacent to the Kara Sea in the Russian Arctic.

					Literature review	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

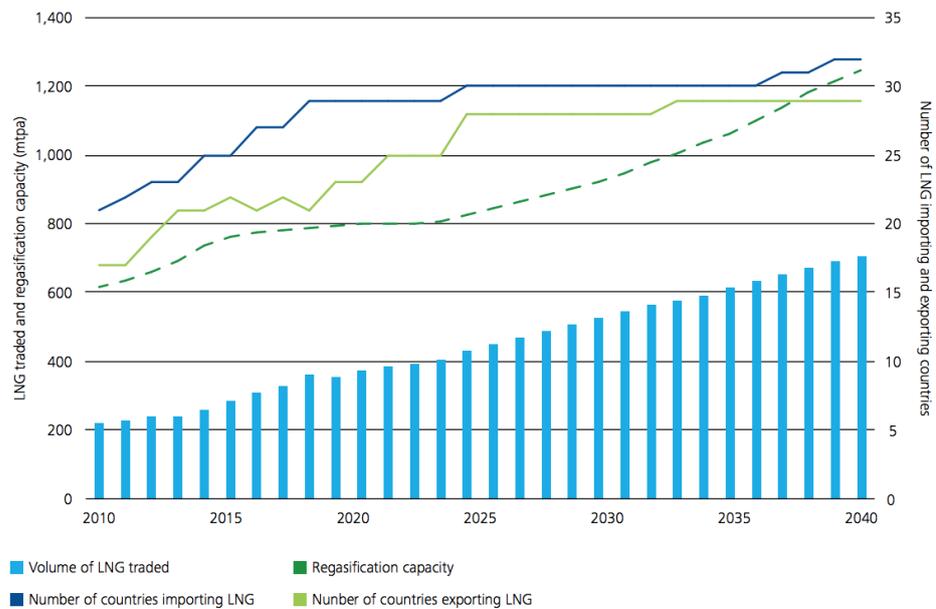


Figure 2 – LNG trade volumes and trading countries by year

Due to the high upfront costs and long production life, 70 to 80 percent of offtake capacity is typically pre-sold. This lowers the risk of investment, which opens access to more risk averse sources of capital. For companies managing a broad spectrum of oil and gas assets, LNG provides more predictable cash flows and diversification from the traditional exploration and production business. Not only does this limit the liquefier’s risk, it also diversifies end users’ gas supply and reduces shortage risks. This is particularly important for countries in Eastern Europe, like Lithuania, which face political impediments to stable imports from Russia [9].

1.1.3 Weaknesses

Cost overruns and delays have negatively impacted LNG projects globally. For example, the Oil & Gas Journal reported in September that Inpex’s Ichthys LNG project in Australia has been delayed three-quarters of a year, and projected costs will likely increase by up to US\$3.4 billion, roughly 10%.¹¹ Projects like Gorgon LNG in Australia faced more significant headwinds. This is not just a regional phenomenon. Oxford Institute for Energy Studies indicated global per unit development costs over the last decade have risen three-fold, from US\$300 per tpa to US\$1,200 per tpa, driven by more complex and remote projects, compounding industry-wide challenges

with cost inflation. Beyond pure cost escalation, operators are targeting increasingly isolated or smaller fields, which may drive cost per unit of capacity further upward. Admittedly, the impact is unclear, as the International Gas Union has noted in their 2015 report several other factors outside remoteness will also impact on cost, limiting the correlation. Cost overruns can have a large, negative impact on returns since the delivered price is independent on the cost of supply, with oil linkages providing price transparency by exposing producers to a highly volatile commodity.



Figure 3 – Regional natural gas price differentials have compressed, but not converged

1.1.4 Opportunities

Growth potential stems from two factors—the large amount of low cost gas discovered in the last decade and technology improvements that unlock value from increasingly smaller fields and markets. For example, the US Energy Information Administration (EIA) estimated the United States had 354 trillion cubic feet of proven natural gas reserves at year-end 2013, roughly double the nadir in the 1990s, despite rising production. Other regions, including East Africa and Pacific Canada, have seen dramatic increases in gas potential. There is sufficient supply to meet future increases in demand from multiple avenues, including not only the typical power generation, but also for alternative uses like small scale re-gas for isolated markets or transport fuel for heavyduty trucks, railroads and shipping, where

displacement of diesel can be an economic proposition with additional environmental benefits [10]. And affordable prices will spur demand from all sources, large and small. Firms that can take advantage of LNG's optionality to flexibly source gas, as well as navigate the contracting and supply chain challenges, have a large potential market to tap into. Not only that, but the potential market continues to grow as the number of countries with import and regasification capacity increases.

1.2 Threats

Historically, LNG prices have been linked to oil. With Brent prices roughly halving over the first half of 2015, the high delivered price necessary to offset operational issues (e.g., gas sourcing, delays, costs) have been eliminated. Furthermore, Deloitte MarketPoint reference case forecasts crude prices remaining below US\$80 per barrel in 2015 real terms over the next ten years. With Australian LNG projects delayed and a wave of US projects reaching completion this year, near-term supply growth will outstrip demand growth just as both contracted and spot prices have dropped dramatically. Low prices and higher volatility will prevent smaller players from entering the market and limit optionality for portfolio players to effectively dispatch cargoes while maximizing the benefits of vertical integration—all potentially contributing to a supply crunch in the early to mid-2020s, as well as deferring the development of a more robust market.

Facing tighter supplies, importers may overcome geopolitical hurdles to expand existing pipeline networks, and construct new ones connected to large reserves in the Middle East and Russia. Moreover, importers like China have abundant undeveloped shale resources, which may prove economic if LNG supply is constrained and domestic prices rise. This could lead to a secular drop in demand over the longer term.

					Literature review	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Putting it all together

Generally speaking, recent trends in the industry have moved towards accelerating change. For example, more liquefaction capacity will be added in the next two years than in the last five. Moreover, Japan has restarted two nuclear power plants since the Fukushima disaster led to shutting down nuclear plants. This caused a 12% year-on-year increase in LNG imports¹⁶ and the startups could lead to a similar contraction in imports over the near-term. Rapid changes require projects to be agile, which is not an LNG mega-project's forte. Moreover, pricing linked to the price of oil, be it Brent or Japanese Customs Cleared (JCC), decouples the cost of production from realized prices. And while moving towards a cost of supply based pricing could limit the net-revenue risk, as the price of oil has dropped, interest in moving the price basis has waned. The existing take or pay contracts do provide producers with some surety of capacity, but with the excess spot cargoes on the market and low oil-linked prices, the profitability of these facilities is threatened [11].

Fortunately for LNG investors, the longevity of liquefaction facilities minimizes the total revenue exposure at any given point in time. While today's low prices do threaten investment, there is potential for a medium-term supply crunch if new capacity is underbuilt, which would improve the pricing outlook for spot cargoes. Beyond that, today's low oil prices will result in lower supply growth, contributing to higher prices later—lifting contract LNG prices as well. Unlike the US onshore shale game, price volatility can be problematic for LNG exporters, but not necessarily value-destructive over the project lifecycle. A liquefaction plant has opportunities to make up lost margins today with increased contract and spot transactions when demand increases and prices rise.

					Literature review	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

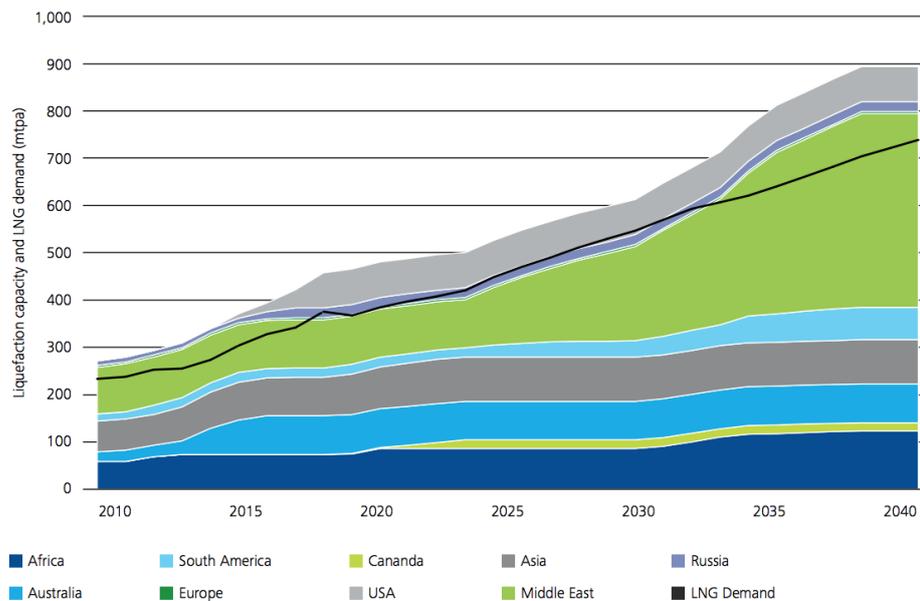


Figure 4 – Both LNG supply and demand is expected to grow steadily despite headwinds

1.4. Signposting the key levers in a rapidly shifting industry

1.4.1 SWOT

A SWOT analysis cannot capture all the risks of any given project as the landscape is susceptible to sudden shifts. It is just as necessary to consider the ongoing vectors of change and anticipate how market movements impact projects over the investment cycle. In broad terms, the major upheaval stems from unexpected changes in demand and supply driven by technical enhancements, political shifts, and market sentiment. Below are seven key factors that may alter the direction and speed of the LNG market's maturity. Ultimately these factors are not binary, but occur across a broad spectrum and are heavily intertwined. The following section describes these factors in greater detail. The future of the LNG industry will play out as a function of how strongly each factor develops and the interplay between them.

1.4.2 Slowing global economic growth

The continued malaise in Europe combined with a slowdown in Southeast Asia will likely weigh against energy demand, particularly LNG consumption. For example, an October 2015 The Economist column noted regional growth (excluding

Japan) is expected to be 5.8% for the year, a couple percentage points lower than the decadal average. More importantly, the columnist highlighted the several currencies, including the Japanese Yen, have dropped against the dollar.¹⁸ In local terms, this will make LNG cargoes dearer, even as prices have dropped globally, partially offsetting the benefit of lower energy costs. Moreover, the Southeast Asian economies that consume the bulk of LNG shipments are closely interrelated. A reduction in growth in China will reduce demand for goods and services from adjacent countries, reducing manufacturing activity and energy usage in the rest of the region [12].

Moving past the next couple of years, the medium-term outlook will also be subdued relative to the previous decade. The IMF's recent World Economic Outlook cites the economic slowdown over the last five years has led not only to a lower level of economic output versus prior trends, but also a lower overall trend in growth. The Fund estimates for medium-term (i.e., five years ahead) growth have been reduced every year since 2011, with an outsized impact from underperformance in the emerging markets. Annual growth through 2020 is expected to remain moderate, roughly 1.6% in the developed world and 5.2% in emerging economies, though the report notes China's growth could be weaker than anticipated due to a "rebalancing of growth away from investment and toward consumption.

The Economist Intelligence Unit sees a similar trend, with five-year growth running near 3% globally, averaging 2% and 5% for OECD and non-OECD countries respectively.²⁰ While energy intensity varies from country to country, and over time, lower growth in GDP will strongly correlate with lower growth in LNG consumption. OECD countries are not key to driving future commodity demand—the emerging markets are. Signs of persistent low growth in major importers like Japan, combined with a Chinese slowdown and underperformance of the historical "Asian Tigers" (Hong Kong, Singapore, South Korea, and Taiwan) would indicate the potential for undermining LNG growth in its entirety, leading to capacity utilization dropping as new liquefaction facilities come onstream.

					Literature review	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4.3 Increased energy efficiency

Not only is there a risk of lower economic growth, the relationship between growth and energy usage has weakened. For example, the International Energy Agency (IEA) estimates China has reduced its energy intensity from just shy of 600 tonnes of oil equivalent per thousand dollars to just north of 200 in 2012, in 2005 dollars.²¹ Moreover, the cost per cubic foot of natural gas for LNG importing countries like Japan is much higher than exporters like the US. This provides a higher incentive for efficiency gains and fuel switching. According to an April Reuters article, “Japan is now one of the world's four largest markets for solar panels and a large number of power plants are coming onstream” and “residential solar power production costs have more than halved since 2010 [13]. A combination of lower energy requirements combined with low cost renewables could over time reduce the appetite for higher cost natural gas imports.

Furthermore, generators do not have to switch fuels to improve efficiencies. Gas turbines have become increasingly more efficient, providing the same power with less input. Older models could have efficiencies less than 30%, with more recent combined-cycle systems reaching 60%. Even if countries defer expanding their renewable portfolios and retire coal and nuclear plants, they could stem growing natural gas consumption by replacing older gas generation plants. Higher LNG prices will be needed to justify sanctioning much of higher-cost liquefaction. This provides ample incentive to improve efficiencies. Due to the cost and duration of constructing new power plants, demand will only be affected marginally in the near term. With this said, continued growth of natural gas consumption in the power and utilities sector should not be taken as a given—particularly as LNG prices increase and generation technology costs decrease.

1.4.4 Surfeit of pre-FID capacity

Large amounts of potential liquefaction capacity remain unsanctioned as economics are evaluated, buyers are sought, and designs are developed. The International Gas Union’s 2015 report counts roughly 100 mtpa capacity of under

					Literature review	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

construction, and another 250 mtpa unsanctioned liquefaction capacity in North America and Australia is expected to start up in the early 2020s,²³ which is the equivalent of BP’s total forecasted LNG demand growth through 2035.²⁴ Moreover, the IGU’s count excludes potential commercialization of East African gas. Absent a surge in demand, most of these greenfield projects will not move forward within the next five to ten years, if at all. Companies can still take advantage of excess capacity from underutilization or lower cost brownfield expansions of existing facilities.

These projects are not just unsanctioned, but also high cost. A liquefaction project requiring US\$12-15 per mmbtu to breakeven after adjusting for the cost of capital is clearly out of the money in the current environment. But as contract and spot prices begin to rise, there will be a glut of new potential capacity, intensifying the “lumpiness” of the periodic swings of over and under supplied markets. And in all likelihood, this new capacity is not needed to meet demand. Overall volumes traded have remained close to flat for five years despite new facilities coming onstream. Beyond that, new United States and Australian facilities should have excess capacity that could generate spot cargoes if market slack tightens. In all likelihood, high cost projects in regions with limited existing infrastructure will not be sanctioned. Bloomberg, citing IHS, noted only one in twenty planned projects would be needed by 2025. Alternatively, developing larger projects as multiple smaller phases or expanding FLNG could provide new volumes while limiting outsized risk of low marginal demand growth. In practice, the long-term contracting common to the industry should prevent too many new players entering the market since they would simply not be able to generate sufficient interest to reach final investment decision (FID).

1.5 A small business gains scale

In the vast global natural gas industry, much of the conversation revolves around major trends such as oversupply, the growth of liquefied natural gas (LNG) spot trades, and the prospects of mega-LNG projects like the US\$54 billion Gorgon project in Australia. Amid this forest, the comparatively diminutive tree of small-

					Literature review	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

scale LNG (ssLNG) doesn't get much attention. Aside from a handful of market players, this segment is not yet on the radar of many industry participants. It should be.

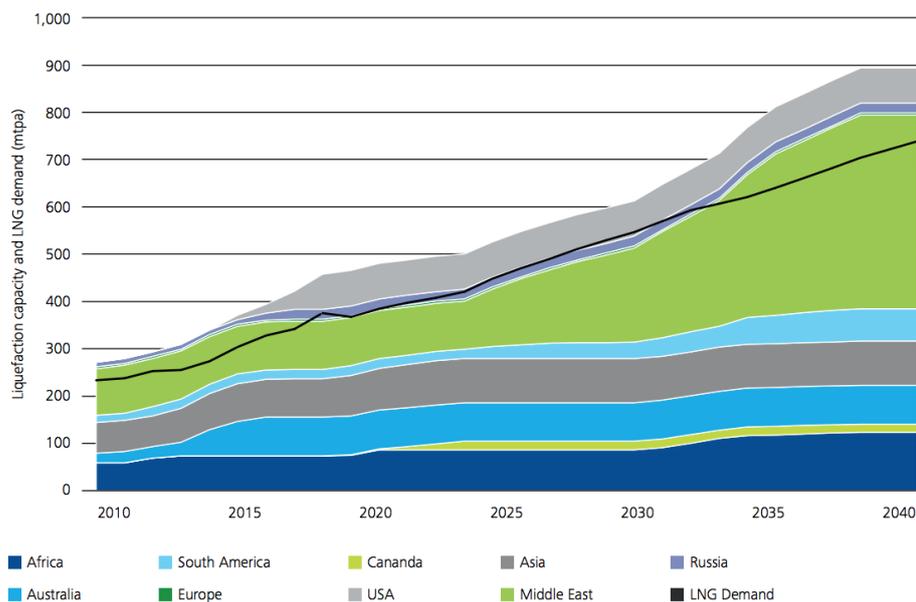


Figure 4 – Both LNG supply and demand is expected to grow steadily despite headwinds

The term ssLNG refers to the direct use of liquefied natural gas in its liquid form, as opposed to the traditional model of regasification and subsequent introduction into the gas transmission grid. Small-scale liquefaction plants are usually developed to serve specific markets and have a production capacity of less than 500,000 tons per year (by contrast, a large industrial-scale LNG plant like the Gorgon facility has an export capacity of approximately 16 million tons per year). These plants provide supply to end-users in places where traditional infrastructure does not reach, or to consumers requiring liquid fuel [14].

There are three major end uses for ssLNG: marine fuel (bunkering), fuel for heavy road transport, and power generation in off-grid locations. The market is relatively immature. However, several major energy companies are already involved in ssLNG, including Shell, Engie, ENI, Gasum, and Gazprom. The size of the market is expected to grow to approximately 100 million tons per year by 2030. Shell is developing bunkering services in the Amsterdam-Rotterdam-Antwerp region and in

northern Germany. In August 2016, Shell and the government of Gibraltar signed an agreement for the supply of LNG for use in power generation there. Engie, the French natural gas production and distribution company, has pledged to invest €100 million (US\$112 million) in ssLNG and compressed natural gas (CNG) trucking infrastructure across Europe by 2020, and it has just started ship-to-ship LNG bunkering service in the port of Zeebrugge, Belgium. For several years, Italian oil and gas company ENI has been leveraging its presence at Zeebrugge to get involved in ssLNG. The Finnish company Gasum is focusing on expansion in the Nordic region, investing heavily in reloading and storage facilities in Sweden and Strategy& 5 Finland. In late 2016, Gazprom approved a development program for 2017–19 that includes construction of natural gas filling stations and the production and use of small-scale LNG in Europe and China [15]. In Southeast Asia, players such as the Indonesian national oil company Pertamina are investing in ssLNG facilities.

Given the dynamics in the global natural gas markets — lower commodity prices, oversupplied gas markets, and industry focus on cost reduction — it may seem that any subsector would have difficulty attracting interest. But a number of powerful factors favor the growth of ssLNG. First, ssLNG initiatives, in contrast to large-scale LNG projects, offer investors more immediate and potentially attractive returns in the medium term. The proven technology allows ssLNG projects to offer a “plug and play” service with lower investment requirements and accelerated commissioning schedules. And that leads to reduced uncertainty on the project execution timing. Second, ssLNG is scalable, meaning operators can easily add capacity to serve increased demand while gaining supply chain synergies. That makes ssLNG an ideal way to meet short-term fluctuations in demand. And finally, precisely because of this flexibility, ssLNG can stimulate demand in areas of the market that were previously unsuited to LNG as a fuel source, such as off-grid power generation on islands and in remote areas.

					Literature review	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6.1 Trends favoring growth

As these markets evolve, a number of trends are converging to propel the potential of ssLNG. LNG itself is increasingly becoming a commodity, supported by the increased liquidity of regional markets and the wider availability of LNG due to new projects and modifications of existing terminals. This commoditization has accelerated the scale and scope of redistribution of LNG. At the same time, the environmental and economic benefits of ssLNG are key drivers for business development in the U.S., Europe, and China, where new environmental emissions policies and arbitrage in oil and gas prices allow the full exploitation of LNG potential. Looking ahead, we see different trends supporting the growth of ssLNG in the three main sectors.

Bunkering The regulatory environment surrounding the use of shipping fuel is likely to become more stringent as climate change initiatives build momentum. In 2015, pursuant to new regulations imposed by the International Maritime Organization, sulfur limits were reduced from 1 percent to 0.1 percent in emission control areas (ECAs), including the Baltic Sea, the North Sea, and most of the Canadian and North American coast. Those stringent limits will be extended to the Mediterranean Sea in 2020. In January 2020, a new global emissions cap will reduce permissible emissions of sulfur in regions that are not ECAs from 3.5 percent to 0.5 percent. These limits are pushing the maritime industry to study and implement abatement measures, including the greater use of LNG, which has a far lower sulfur content than diesel as a bunker fuel. At the same time, LNG is becoming more widely available at key ports. Regulation is a prerequisite for LNG development in the bunkering sector. When new emission caps are imposed (e.g., in the Mediterranean in 2020), LNG will emerge as an effective alternative that can compete economically with other solutions such as scrubbers and clean diesel. The main target segments for LNG for bunkering are vessels that are fuel intensive and follow regular and repetitive transportation routes, such as point-to-point cargo and passenger ships, ferries, and container ships.

					Literature review	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6.2 Off-grid power

The decision to switch to LNG from diesel, fuel oil, liquefied petroleum gas, and petroleum is highly correlated with the economics of alternative fuels. The investment required to switch to LNG power is relatively lower than for the other applications (trucking and bunkering), and no major infrastructure is required to sustain the business. In many instances, as with trucking, users switching to LNG will be motivated by the environmental and sustainability benefits. The key enabler for this market segment is the development of an efficient and sustainable logistics network, as most of the end-users are in remote locations [16].

1.6.3 Capabilities-driven strategy

An attractive market across a number of dimensions:

1. LNG is on average a profitable business with relatively lower capex requirements than the traditional LNG sector.
2. Bunkering demand focuses on several key ports and a few key clients. The capex requirements for bunkering are high compared with those for other end applications – e.g., €30 million to €60 million for a port storage facility with a capacity of 6,000 to 15,000 cubic meters, and €30 million to €40 million for a bunkering barge with a capacity of 3,000 to 10,000 cubic meters. That means there is a natural barrier to entry in this subsector protecting first movers that have secured contracts with ship owners.
3. Investments for road transportation are scalable and relatively low (e.g., €600,000 for an LNG refueling station).
4. Investments for off-grid applications (as much as €200,000 for an average installation) are usually secured by a long-term agreement with end-users, although they require a strong local market presence.
5. For companies that already have a substantial gas portfolio, LNG provides a scalable business with the flexibility to meet demand from a number of emerging core segments.

					Literature review	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Simply put, in LNG, size still matters. The winning players will need to be active across all segments of the industry, from the supply of gas, to transportation and distribution, right down to the point of direct commercial relationships with end-users (where sizable). Underpinning this approach are some key points. Players should focus on the core activities, while outsourcing the low-value-added activities that require specific local presence and knowledge of national regulations, such as bunkering, “last-mile” transportation, and scouting of smaller off-grid potential users. Equally, companies should leverage their key competencies in commodity hedging to reduce the price risk for endusers in the initial market development phase.

The other key element to future success is a company’s competency to broker partnerships. Building collaborative partnership models will be essential to mitigate commercial risks, align business interests, and move supply and demand projects forward in parallel. The development of these partnership models is precisely what companies like Shell and Engie have delivered. Shell’s strategy is focused on integration across the value chain, leveraging its subsidiary Gasnor’s positioning in the Nordics while capturing long-term contracts with major clients like Sovcomflot and Carnival. Shell has signed an agreement with Sovcomflot (SCF Group) to fuel the first four Aframax crude oil tankers in the world to be powered by LNG; the ships will operate in the Baltic Sea and northern Europe beginning in late 2018. Shell has also signed a supply agreement with Carnival to fuel the world’s first LNG-powered cruise ships, which will begin sailing in northwest Europe and the Mediterranean in 2019 [17].

Engie has targeted agreements with OEMs such as Wärtsilä, the Finnish company that manufactures and services power sources and other equipment in the marine and energy markets; auto manufacturer Fiat Chrysler Automobiles; and Iveco, the Italy-based industrial vehicle manufacturer. Engie also participates in joint ventures promoting European LNG; an example is Gas4Sea, a partnership with Mitsubishi Corporation, NYK Line, and Connect2LNG that is targeting the trucking industry.

					Literature review	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.7 Sakhalin 2

Sakhalin-2 is one of the most challenging engineering feats ever achieved. It operates in some of the world's harshest conditions in Russia's far east, an area prone to earthquakes. In the North of the Island the winter season lasts up to 240 days and there is ice for most of the year. Facilities are designed to withstand the impact of a major earthquake.

The project on Sakhalin Island exports liquefied natural gas (LNG) and oil to the fast-growing energy markets in the Asia-Pacific region. Its major customers are located in Japan, South Korea, Taiwan, China, Malaysia, the Philippines and Singapore. The first Sakhalin-2 LNG cargo arrived in Japan's Tokyo Bay in April 2009.

The LNG plant has reached full capacity and now exceeds its annual design output, producing 10.93 million tonnes of LNG in 2016.

The platforms that produce Russia's first offshore oil and gas, 15 kilometres off Sakhalin Island, stand in water up to 50 metres deep in the stormy Sea of Okhotsk. They are the Piltun-Astokhskoye-A platform (also known as 'Molikpaq'), Piltun-Astokhskoye-B and Lunskeye-A platforms [18].

In this region, temperatures can drop to -45 degrees Celsius (-49° Fahrenheit) in winter. Arctic winds combine with high humidity for a wind-chill factor of -70°C (-94°F). At such temperatures, people can work outside only in short shifts - despite steel cladding on the outer sides of the platforms that breaks the wind, offering some protection.

Ice poses serious technical challenges too. From December to May, a thick layer of ice surrounds the platforms in the Sea of Okhotsk, preventing tankers from reaching them to load oil and gas. Instead, a 300-kilometre network of underwater pipelines takes the hydrocarbons ashore year-round.

Two major earthquakes of 6.4 and 7.6 on the Richter scale have struck the Sakhalin region in the past 15 years. The platforms are designed therefore to resist the kind of enormous earthquake that occurs perhaps once in 3,000 years. The topsides, or upper parts, of two of the platforms are connected to their concrete legs by sliding

					Literature review	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

joints. If an earthquake strikes, they can move independently from the legs in a pendulum motion, preventing damage.

Ridges of compressed ice can carve deep gashes in the seabed and could damage pipelines. A thick concrete coating protects them, however, and they are buried five metres beneath the seabed wherever the sea is less than 30 metres deep. As an extra safeguard, electronic leak-detection systems including valves halt the flow of oil and gas if the pressure drops.

Western gray whales, a species brought to near extinction by commercial whaling early in the 20th century, feed in the waters off Sakhalin Island. Sakhalin Energy rerouted the offshore pipelines 20 kilometres to the south to avoid the feeding grounds, following advice from an independent panel of scientists set up under the International Union for Conservation of Nature (IUCN). In recognition of its western gray whale protection programme, Sakhalin Energy won the 2008 Environmental Project of the Year award from Russia's Ministry of Environment and Natural Resources.

To protect the whales, sound levels in the area are constantly monitored. During construction, work such as drilling and pipelaying was suspended when the noise exceeded levels recommended by scientists. Buoys with acoustic monitors positioned along the edge of the feeding grounds track sound levels. Sakhalin Energy and ExxonMobil, the operator of the Sakhalin-1 project, jointly finance the large-scale research programme. During the 2016 field season, 14 new calves and one adult whale, which had not been previously recorded, were identified in the waters around Sakhalin. Updates have been made to the Sakhalin photo catalogue, where the total number of registered individual whales has now increased to 274.

Once the hydrocarbons are pumped ashore, a processing plant treats gas and condensate, a natural gas liquid, from the Lunskeye-A platform, along with oil and some gas produced by the Molikpaq and Piltun Astokhskoye-B platforms. From there, the gas is sent through two parallel 800-kilometre pipelines to the Prigorodnoye production complex at Aniva Bay in the south of the island, which includes an LNG plant, an oil export terminal and a port which is virtually ice-free during winter.

					Literature review	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

As long as the distance from Paris to Berlin, the pipelines cross seismic faultlines at 19 places and more than 1,000 of Sakhalin Island's 60,000 rivers and streams. The 8,000 construction workers who built them could only start work after unexploded munitions from World War II had been cleared.

Engineers planned the onshore pipeline route to avoid most of the active faults, where even low levels of seismic activity could cause ruptures. If no alternative route existed, they used pipeline segments made of steel that can bend up to four metres without breaking.

Sakhalin Energy planned the route to create the least disturbance to vulnerable species, such as the Steller's sea eagle and Siberian spruce grouse, and to the island's rich vegetation. Laying the pipelines beneath streams where salmon spawn – a highly sensitive operation — mainly took place in winter when the water was frozen [19].

The gas arrives at Prigorodnoye production complex after a day-long journey from the platforms. There Sakhalin Energy has built Russia's first LNG plant, designed to produce 9.6 million tonnes of LNG a year. That is enough to generate electricity for around 24 million European homes. Almost all the production capacity is committed in long-term contracts to supply customers in the Asia-Pacific region.

Shell developed an energy-saving process for subarctic conditions that takes advantage of the low ambient temperatures to cool the gas and turn it into a liquid.

The new oil export terminal next to the LNG plant has the capacity to store 1.2 million barrels of oil — six days of pipeline supply. Heating elements fitted inside the floating roofs of the storage tanks ensure that snow in winter does not build up into a heavy load. Instead, it melts and slides off. A pipeline on the seabed transports the crude oil to tankers waiting to be loaded at Tanker Loading Unit located 4.8 kilometres from the Prigorodnoye coastline.

					Literature review	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

2 СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

2.1 Эволюция газа

2.1.1 Рынки сжиженного природного газа

В рамках институционального подхода рассмотрены основные особенности газовых рынков, главная из которых — значительно более высокие транзакционные издержки (т. е. издержки, связанные с координацией и взаимодействием экономических субъектов), чем на нефтяном рынке [20].

Прежде всего это связано с высокой степенью специфичности активов отрасли ввиду крайне специализированной и негибкой природы трубопроводного транспорта газа. При высокой специфичности активов резко возрастает вероятность так называемого оппортунистического поведения контрагентов, которое имеет целью «вымогательство» — присвоение выгоды от осуществленных контрагентом специфических инвестиций (т. е. использование их без соответствующей оплаты). Например, после того, как осуществлены вложения в постройку газопровода, потребитель может потребовать от поставщика снижения цен на поставляемый газ. Поставщик вынужден будет согласиться, поскольку у него нет никаких вариантов альтернативного использования построенного трубопровода, а ему необходимо обеспечить возврат инвестиций. Из-за высокой капиталоемкости газовой промышленности этот риск оппортунистического поведения является особенно существенным, а соответственно, высоки и затраты контрагентов на то, чтобы организовать транзакцию таким образом, чтобы обеспечить минимизацию этого риска [21].

					Анализ эффективности технологий транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			Сжиженный природный газ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					36	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Помимо этого, отрасль отличается повышенной взаимозависимостью контрагентов. Она состоит из нескольких отдельных сегментов (это добыча газа, производство СПГ, транспортировка сетевого и сжиженного газа и распределение), которые технологически очень тесно связаны. В силу этих технологических особенностей транзакции в газовом бизнесе носят в основном непрерывный долгосрочный характер, что опять же ведет к росту транзакционных издержек: разрыв отношений с контрагентом переключение на другого поставщика/потребителя в большинстве случаев затруднены связаны с дополнительными затратами. Для газовой отрасли характерна также очень высокая степень неопределенности. первую очередь это связано с повышенной инерционностью отрасли. Продолжительность осуществления газовых проектов, включающих обычно освоение месторождения и строительство газотранспортной магистрали от него к потребителям, очень велика.

Длительный период последующей эксплуатации узкоспециализированных активов усиливает неопределенность будущих условий, которая помимо отраслевой специфики связана с неопределенностью внешнеэкономической среды (которая формируется под воздействием многочисленных внешних факторов начиная с геополитической обстановки и динамики мировых энергетических рынков и заканчивая динамикой цен и спроса на энергоресурсы) [22]. Кроме того, нормальные товарные циклы намного более глубоки на газовых рынках, поскольку из-за продолжительности инвестиционного цикла неизбежна существенная задержка реакции на динамику спроса со стороны производства и транспортировки. Таким образом, неопределенность относительно будущих цен и объемов продаж при заключении контрактов в газовой отрасли очень велика, что также повышает риски контрагентов и их транзакционные издержки.

Кроме того, стратегическая, социальная и инфраструктурная важность газовой промышленности и ее роли в формировании государственного бюджета мотивирует активное вмешательство государства в

					Сжиженный природный газ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

институциональную структуру отрасли. Это иногда делается через «революционные» преобразования – изменения законодательстве, регулирующем деятельность в отрасли. А в случае международных сделок на газовый бизнес зачастую влияют геополитические отношения между странами. Ухудшение политических отношений между ключевыми экспортерами и импортерами газа, а также их геополитические противоречия с транзитными странами также крайне неблагоприятно влияют на стабильность и предсказуемость рынка, что в свою очередь влечет за собой рост трансакционных издержек – структуру сделок приходится постоянно модифицировать с учетом изменяющихся внешних условий, новых требований регулирования и изменений во внешнеполитической стратегии.

Таким образом, участники рынка в газовом бизнесе вынуждены иметь дело со сделками с высокой степенью специфичности, неопределенности, большими рисками оппортунистического поведения и трудностями с урегулированием долгосрочных отношений. Анализ фактического хода развития региональных газовых рынков показывает, что степень этих рисков, угроз и неопределенностей только увеличивается по мере развития и интеграции рынков, по мере роста масштабов, продолжительности сложности газовых проектов, а также в зависимости от числа вовлеченных в них стран с различными институциональными рамками.

Воздействие этих факторов хорошо видно на всех этапах эволюции газовых рынков, которая состоит из постепенных изменений по мере накопления периферийных модификаций в структуре отраслевых активов (развитие и интеграция инфраструктуры, истощение газовых месторождений и т. д.) и модификации контрактных принципов [23].

Производственные, связанные с особенностями активов отрасли. На начальном этапе эволюции осуществлялось парное взаимодействие производителя и потребителя (объемы рынка – несколько миллиардов кубометров газа), затем стали формироваться системы газопроводов на

					Сжиженный природный газ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

региональном уровне, достигшие своего расцвета при образовании национальных систем газоснабжения (емкостью в десятки — сотни миллиардов кубометров), следом появились парные межгосударственные газопроводы большой протяженности и большого диаметра объединившие рынки объемами несколько сотен миллиардов кубометров, и, наконец, началась интеграция межгосударственных газопроводов в трансконтинентальные системы с суммарной емкостью рынков более триллиона кубометров.

Институциональные, характеризующие изменение институциональной структуры отрасли (включая формы и методы государственного регулирования) на каждом этапе: локальные монополии сменились национальными, затем стали развиваться хозяйственные отношения между национальными монополиями отдельных стран, потом началась интеграция крупных транснациональных компаний.

Контрактные принципы и методы ценообразования, связанные с появлением новых контрактных форм и способов распределения рисков между участниками сделки: чрезвычайно долгосрочные жесткие контракты франшизы и контракты «на истощение» сменились менее продолжительными контрактами типа «бери или плати» с различными видами ценообразования, и затем они начали дополняться краткосрочными спотовыми контрактами.

Таблица 1 демонстрирует основные характеристики газовых рынков на каждой стадии их развития, а также показывает, какие механизмы используются, чтобы уменьшить трансакционные издержки.

					Сжиженный природный газ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Эволюция рынков природного газа

Характеристики	Локальные рынки	Национальные	Межстрановые рынки	Трансконтинентальные рынки
Основной продукт	Трубопроводный газ	Трубопроводный газ	Трубопроводный газ, СПГ	Трубопроводный газ, СПГ
Инфраструктура	Единичные газопроводы между производителем и потребителем	Национальная система газоснабжения	Строительство мощных межгосударственных газопроводов большой протяженности, двусторонние поставки СПГ	Поставки СПГ и сетевого газа из нескольких стран, формирование межстрановых систем газопроводов
Объем рынка	Несколько млрд м ³	Десятки – сотни млрд м ³	Несколько сотен млрд м ³	Более трлн м ³
Институциональная структура газового рынка	Локальные вертикально интегрированные монополии	Национальные Локальные вертикально интегрированные монополии, независимые газодобывающие компании	Двусторонние межгосударственные соглашения, взаимодействие двух национальных монополий	Надгосударственные «единые рынки газа». Многосторонние контракты между многими компаниями. Транснациональные вертикально интегрированные энергетические компании
Конкуренция	Отсутствует	При определенных условиях возможна конкуренция в добыче	Конкуренция между собственной добычей и импортом	Конкуренция между собственной добычей и многочисленными источниками импорта
Инструменты снижения трансакционных издержек	Локальная монополия, сверхдолгосрочные контракты и договоры франшизы	Национальная монополия Прямое государственное регулирование отрасли и стратегическое планирование ее развития Ценообразование «издержки плюс» Долгосрочные контракты «бери и/или плати»	Национальная монополия Прямое государственное регулирование отрасли и стратегическое планирование ее развития Ценообразование «нетбэк» в привязке к корзине нефтепродуктов Долгосрочные контракты «бери и/или плати» Долгосрочные двусторонние межправительственные соглашения	Вертикально интегрированные транснациональные компании Многосторонние международные соглашения Ценообразование «нетбэк» в привязке к корзине альтернативных видов топлива и спотовое ценообразование Обмены активами Консорциумы

2.2 Двусторонние межстрановые рынки

На третьем этапе со строительством газопроводов большой протяженности и большого диаметра между отдельными странами и развитием двусторонней торговли СПГ начинается развитие двусторонних межстрановых рынков, объединяющих рынки объемами в несколько сотен миллиардов кубометров. США начали экспортировать небольшие объемы сетевого газа в Мексику и Канаду в 1949 г. В странах Европы рост цен на нефть в 1970-х гг. привел к заметному увеличению доли природного газа в балансе за счет поставок из Нидерландов, Норвегии, СССР и Алжира. Одним из пионеров этого этапа стала газовая отрасль СССР, создавшая мощную систему экспортных газопроводов. В Азиатско-Тихоокеанском регионе, в силу особенностей его размещения, развитие газотранспортных сетей было затруднено, поэтому наибольшее развитие получил импорт СПГ. Начала этот процесс Япония в 1969 г., затем к ней присоединилась Южная Корея и Тайвань [24].

На данном этапе впервые в дополнение к другим рискам возникают проблемы, сводящиеся в целом к необходимости урегулирования взаимоотношений в рамках двух различных институциональных систем – страны-производителя и страны-потребителя. Поскольку на национальном уровне обеспечить решение этих проблем невозможно, необходимыми становятся международные гарантии. Это обеспечивается прежде всего межправительственными долгосрочными соглашениями, которые гарантируют необходимые объемы поставки газа для страны потребления и возврат инвестиций для страны производства.

По мере расширения рынка ценовые риски уменьшаются уже за счет использования иной системы ценообразования, имеющей в своей основе отношение цены газа к цене на конкурирующие топлива, – системы «нетбэк». Рыночная стоимость газа определяется как максимальная цена, по которой поставщик может продать газ покупателю, будучи при этом

					Сжиженный природный газ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конкурентоспособным с другими видами топлива. При достижении ценой уровня «нетбэк» покупатель руководствуется не ценовыми преимуществами газа, а его потребительскими свойствами. При этом производитель несет определенный риск, поскольку прямой связи между уровнем цены и производственными затратами нет. Поскольку на данном этапе преобладают долгосрочные отношения между продавцами и покупателями газа, для упрощения ежегодного вычисления цены по отдельному контракту вводятся формулы цены, т. е. формулы, привязывающие цены на газ к ценам альтернативных видов топлива, в первую очередь нефтепродуктов.

Формирование трансконтинентальных рынков. На четвертом этапе быстрое развитие двусторонней международной газовой торговли приводит к интеграции, объединяющей межстрановые трубопроводы в более сложные международные системы, включающие много стран [25]. На наиболее развитых рынках добыча газа входит в стадию падающей, что при сохраняющемся росте спроса обуславливает необходимость увеличения импорта. В результате интеграции газотранспортных систем уже сформировался трансконтинентальный рынок газа на Северо-Американском континенте, ЕС работает над созданием «Единого внутреннего рынка природного газа», лидером интеграционных процессов остается система газоснабжения стран бывшего СССР. Одновременно быстро растут поставки СПГ, в том числе межконтинентальные.

Обеспечение достаточных инвестиций в условиях все более жесткой конкуренции различных источников поставок газа (и растущих для производителей рисков оппортунистического поведения потребителей) – сложнейшая задача на данном этапе, для ее решения участниками рынка развивается целый ряд уникальных инструментов, которые целесообразно рассматривать как механизмы адаптации. Долгосрочные двусторонние контракты на уровне компаний — примеры наиболее эффективных инструментов для того, чтобы гарантировать своевременные инвестиции.

					Сжиженный природный газ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вертикальная интеграция в международном масштабе, с формированием транснациональных компаний, работающих во всех сегментах рынка в глобальном географическом охвате, – второе важнейшее направление для снижения рисков на газовых рынках. Еще одной формой адаптации рынка к высоким транзакционным затратам является развитие многосторонних консорциумов, вовлекающих участников от различных стран. Это обеспечивает определенную степень баланса интересов и взаимных гарантий. Более сильное доверие контрагентов может быть обеспечено также за счет совместного вложения капитала по всей цепочке газовых поставок (включая обмен активами). Этот процесс уже ярко виден на примере бизнеса СПГ, где консорциумы из 5–7 компаний из различных стран обеспечивают гарантии безопасности спроса и предложения. Это также все более очевидно в ряде крупных трубопроводных проектов, таких как «Интерконнектор», «Норд Стрим». Члены консорциума могут участвовать в нескольких других проектах различными конфигурациями, даже в конкурирующих. Эта политика помогает распределить риски [26]. Будущее развитие газовых рынков, вероятно, сделает эту тенденцию более широко распространенной, приводя к взаимному проникновению различных национальных компаний и интересов и к все большей конкуренции между проектами, а не странами-поставщиками.

На этом этапе резко увеличивается взаимозависимость всех участников рынка. «Интеграция создает новую уязвимость в более широком смысле, потому что перебой где-нибудь в системе — является ли он финансовым, физическим или коммуникационным — и сбой даже одного элемента создают огромные угрозы всем участникам системы поставок». В прошлом долгосрочные контракты от отдельных поставщиков определенным потребителям по существу изолировали проблемы перебоев в поставках или ценовых колебаний.

В качестве примеров можно привести отношения Украины и Белоруссии Россией, проблемы транзита между центральноазиатскими государствами, в

					Сжиженный природный газ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Северной Африке, в Латинской Америке, проблемы, связанные с трубопроводом Иран — Индия и т. д. Для снижения данной угрозы все чаще прибегают к диверсификации маршрутов транспортировки, невзирая на дороговизну данного метода. Однако в ситуации увеличивающихся транзитных рисков (которые подразумевают огромные операционные затраты для потребителей и производителей) обходные маршруты транспортировки становятся во многих случаях более привлекательными с экономической точки зрения, так как позволяют снизить сумму трансформационных и транзакционных издержек, а не просто оптимизировать издержки на добычу и транспортировку [27]. Хотя обходные маршруты обычно более дороги, если учитывать только транспортные издержки, они становятся более конкурентоспособными, если принимать в расчет возможные потери и издержки на урегулирование конфликтов в случае нарушения транзита.

2.3 Добыча газа

В газовой отрасли кризисный спад добычи составил 12% от уровня 2008 года из-за снижения внутреннего и внешнего спроса и был отягощён медленным восстановлением цен на внешних рынках и торможением роста внутренних цен газа. Это усугубляется продолжающейся реализацией чрезмерно дорогих инвестиционных проектов с проблематичной экономической окупаемостью.

Структура запасов газа в России в целом благоприятна, но проблемы их освоения обусловлены сокращением находящихся в промышленной разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью новых районов добычи газа от центров потребления. Запасы газа разрабатываемых месторождений Тюменской области – основного газодобывающего региона страны, таких как Медвежье и Ямбургское, выработаны на 76-79% и они перешли в стадию падающей добычи. Уникальное Уренгойское месторождение выработано на 54%. Возникает необходимость освоения значительных запасов

					Сжиженный природный газ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

низконапорного газа, увеличиваются в составе разведанных запасов доли жирных, конденсата и гелийсодержащих газов, требующих для эффективной разработки создания газоперерабатывающей промышленности.

В принципе, состояние ресурсной базы газовой отрасли позволяет существенно нарастить добычу, но потребует вовлечения запасов с повышенными издержками добычи. В перспективе до 2040 года добыча природного и попутного газа увеличится с 649 млрд куб. м в 2010 году до 870-970 млрд куб. м к 2040 году (на 33-49%) [29] в зависимости от сценария (Рисунок 5). При этом в основном эта добыча обеспечена запасами и только в высоком сценарии «Другая Азия» потребуются дополнительные новые открытия.

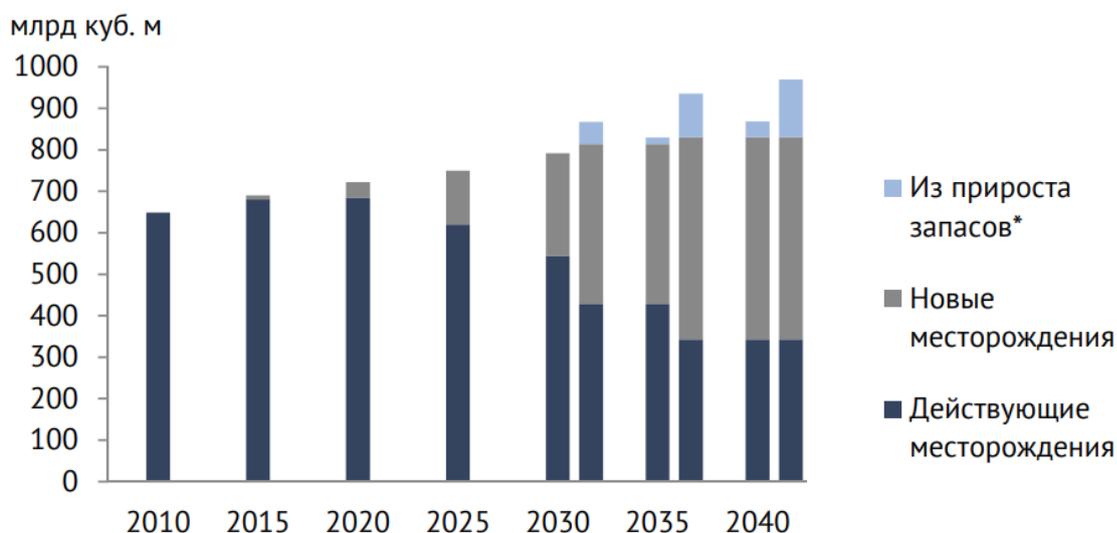


Рисунок 5 – Структура добычи газа по месторождениям

Добыча газа будет развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых является Западная Сибирь, так и на европейском севере России, в новых нефтегазовых провинциях Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также в Прикаспийском регионе (Рисунок 6). На фоне спада добычи в Надым-Пур-Тазовском районе (с 531 млрд куб. м в 2010 году до 313-315 млрд куб. м к 2040 году) будет расти добыча в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине (в 1,7- 1,8 раза за период 2010-2040 годов). Будет расти

добыча на Ямале (до 180-235 млрд куб. м к 2040 году), в Восточной Сибири (95 млрд куб. м) и на Дальнем Востоке (около 80-90 млрд. куб. м).

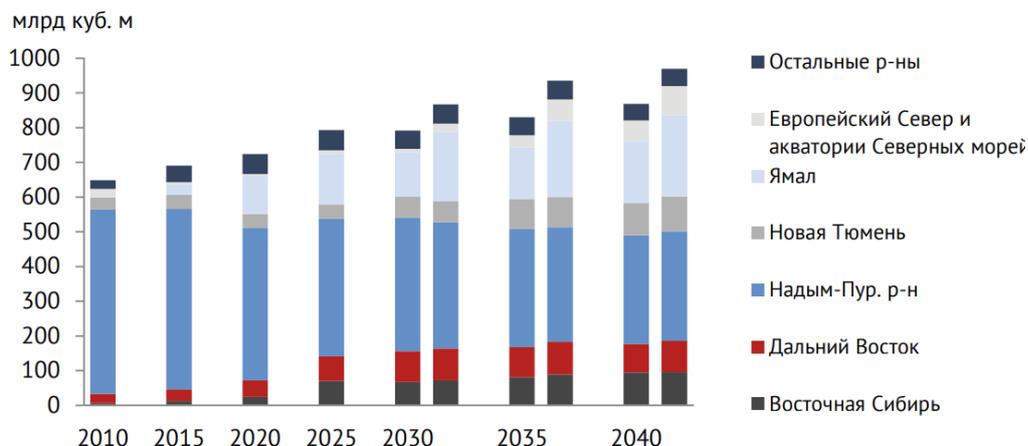


Рисунок 6 – Динамика добыча природного и попутного газа по нефтегазовым провинциям России

При освоении газовых месторождений Восточной Сибири, характеризующихся высоким содержанием гелия (от 0,15 до 1 процента), потребуется развитие гелиевой промышленности, в том числе строительство ряда крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата. Планируется формирование Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения с перспективой освоения Южно-Ковыктинской лицензионной площади и месторождений севера Иркутской области) и Красноярского центров газодобычи (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений). Резко возрастает значение Якутского центра газодобычи (на базе Чаяндинского месторождения, с перспективой освоения соседних месторождений – Среднеботуобинского, Таас-Юряхского, Верхневиллючанского и других) при стабилизации добычи на Сахалине (реализованные проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» и перспективные «Сахалин-3» – «Сахалин-6») на уровне около 40 млрд куб. м и начале освоения Западно-Камчатского сектора Тихого океана [31].

Увеличится добыча на Северо-Западе России (до 60-85 млрд куб. м к 2040 году). Освоение Штокмановского месторождения планируется не ранее 2030-

2035 годов и будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка. Освоение мелководного шельфа Карского моря начнётся с разработки месторождений акватории Обской и Тазовской губ. Объектами разработки в регионе станут уже открытые месторождения (Каменномысское море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское), освоение которых предусматривается совместно с обустройством сухопутных месторождений (Парусовое, Семаковское и др.).

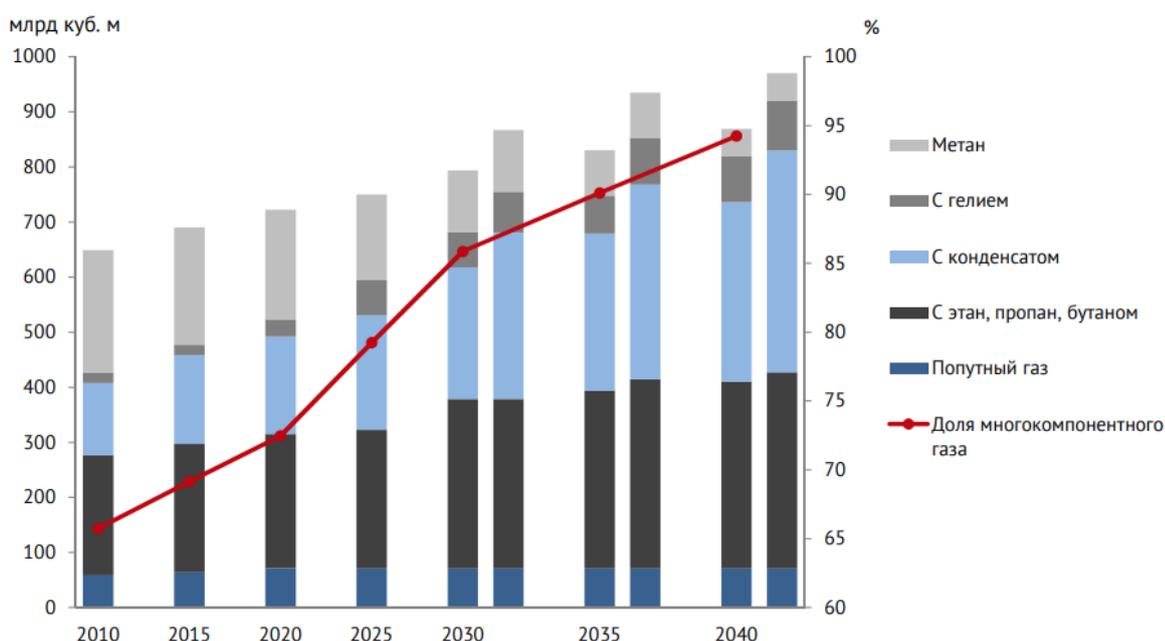


Рисунок 7 – Состав добываемых газов

В перспективе до 2040 года существенно меняется компонентный состав газа (Рисунок 7): доля сложнокомпонентного газа, требующего дополнительной переработки, увеличится с 66% в 2010 году до 94-95% к 2040 году. В первую очередь это обусловлено ростом доли «жирного» газа, особенно в Тюменской области. Отдельную проблему представляет гелий, содержание которого очень высоко в восточносибирских месторождениях, а его выделение и хранение требуют создания дорогостоящей дополнительной инфраструктуры. В любом случае, такие сдвиги в качественных показателях сырьевой базы делают неизбежным значительный прирост объемов газопереработки и газохимии. К 2040 году на глубокую переработку пойдёт 30-35 млрд куб. м. Программы

развития газохимии и строительства заводов СПГ станут главными стратегическими инновациями в газовой отрасли [32].

					Сжиженный природный газ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

3 THE CONSTRUCTION OF A MASS PRODUCTION SYSTEM

“PLANT-FLEET”

This unit determines the required number of gas tankers to ensure smooth operation of natural gas liquefaction plants. By creating a mathematical model, we link the produced amount of liquefied gas with the timely supply of gas tankers for its export from the terminal, i.e. provide an established regular mode of operation of the whole complex [34].

For the normal operation of the plant, it is necessary to avoid the following:

- downtime of gas carriers in anticipation of loading (due to the lack of finished goods);
- long-term storage of LNG in tanks, due to its daily evaporation from them.

To solve this problem, we can apply the theory of Queuing system. Let's consider how this system can be applied theoretically and practically.

The system proposed for consideration is a single-channel QS with no restrictions on the queue. Its properties are primarily determined by the properties of the request flow and the service flow. The flow of applications is the flow of plant products, liquefied natural gas. The service flow – the flow of export of LNG. Since there is no real data on the work of gas processing and gas transportation complexes in the Russian Federation, data obtained from foreign sources and theoretical constructions can be used to determine the properties of flows [35].

According to the data published in the reports of Statoil, it can be concluded that the flow of LNG production at the LNG liquefaction plant in stationary conditions is described by the law of uniform density:

					Анализ эффективности технологий транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			The construction of a mass production system “Plant-Fleet”	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					49	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

$$f(x) = \frac{1}{\beta - \alpha}, \quad (1)$$

where β, α – the range of fluctuations in plant performance.

If we take m for average performance, then the probability density limits will be:

$$\alpha = m(1 - \Delta) \quad (2)$$

$$\beta = m(1 + \Delta), \quad (3)$$

where Δ – the maximum relative deviation from the mean in the positive or negative direction.

Coefficient of variation for the law of uniform density:

$$V = \frac{\beta - \alpha}{\sqrt{3}(\alpha + \beta)}, \quad (4)$$

or in the above notations:

$$V = \frac{2n\Delta}{\sqrt{3}n} = \frac{2\Delta}{\sqrt{3}}, \quad (5)$$

Thus, for example, with a maximum relative deviation of $\Delta = 0,05$ (or 5%), the coefficient of variation will be ██████.

When working in practical conditions, especially in the Far North of Russia, LNG production will deviate from the ideal, so that the law of probability distribution will change. The probability density function $f(x)$ will take the form of a unimodal planar distribution with left asymmetry.

We can assume that the asymmetry will be determined by the right-shift fashion by the amount $\Delta/2$. Δ Value in the Arctic conditions will be definitely higher. Consequently, the coefficient of variation will also increase.

The flow of service (i.e. export of products) is induced by production, therefore, the law of probability distribution in it will be the same as the law in the

flow of applications. But when choosing ships in the Arctic, the number of accidental impacts on the flow will increase significantly maintenance, so with a large degree of approximation it can be considered normal [37].

The gas carriers that will be used to export LNG to the North American market are of the same type.

The flow of LNG into storage tanks is performed with a given intensity λ (t/day). The ship arrival rate μ is the desired value that ensures continuous LNG shipment.

The intensity μ is measured in the same units as lambda, i.e. in t/day. In the future, based on the vessel's load capacity D_h we pass to the exclusion of the vessel/day. By dividing by D_h .

$$\mu^* = \frac{\mu}{D_h} \quad (6)$$

$$\lambda^* = \frac{\lambda}{D_h}, \quad (7)$$

where λ^* – parameters of the flow requirements entering the vessel (ship/day);

μ^* –parameters of ship arrival flow (ship / day).

In our case λ is calculated by the formula:

$$\lambda = \frac{P_g}{360}, \quad (8)$$

where P_g – annual LNG capacity of the plant, and 360-the number of days taken into account in the year.

The required number of vessels (N) to ensure the smooth export of LNG is determined by the formula:

$$N = \mu^* \cdot t, \quad (9)$$

where t – the average flight time (day).

It is necessary to take into account the factor of maximum possible storage of LNG in the tank to ensure the percentage of allowable losses due to its evaporation – t_w coolant. In our case, the arrival of cargo and the arrival of ships is quite regular flows, so as the coefficients of variation of both flows can take intermediate values in the interval between 1 (which corresponds to the simplest flow) and 0 (which indicates the regularity of the flow). Then the formula of Feinberg and Little:

$$t_w = \frac{\rho^2 (V_{\lambda^*}^2 + V_{\mu^*}^2)}{2\lambda^* (1 - \rho)}, \quad (10)$$

where V_{λ^*} – the coefficient of variation of arrival of vessels;

V_{μ^*} – the coefficient of variation of receipt of the goods.

Since the LNG temperature is always lower than the ambient temperature, continuous heat supply is carried out to the storage tank. As a result, the liquid is heated, followed by the evaporation of the LNG [38]. Given this feature, the main task in the storage of liquefied natural gas is reduced to the maximum reduction of evaporation losses.

This can be achieved in two ways:

1. Reduced heat flow from the environment:
 - by choosing a rational design and shape of the tank;
 - application of the most effective thermal insulation.
2. Reduction of LNG storage time in the tank.

However, in the most modern tank there will be some heat supply, acting on the LNG stored in it.

Currently, the average daily loss of LNG during storage in specialized tanks ranges from 0.5 to 4% per day, depending on the volume, shape of the tank and the ambient temperature

3.1 Practical application of the developed models

Table 2 – Characteristics for LNG transport

Name of the indicator	Indicator value
Capacity of the tankers planned for use, tons	████████
Gas storage capacity, m ³	████████
Methane density, t/m ³	████████
Capacity of the plant, million tons/year	██
Length of the sea corridor, km	██████
Gas carrier speed, knots	██
Loading speed of the gas carrier, m ³ /hour	██████
Voyage time, day	██

In our case t_w will be limited to the time of filling of storage tanks – liquefied natural gas. Knowing the volume of storage tanks, the density of methane and the amount of LNG produced per day, we find the time of filling the storage gas, it will be the maximum time of storage of LNG in the tank. Calculations show that with the increase in the capacity of the plant, it will be necessary to increase both the volume of gas storage and the capacity of tankers [39].

For calculations and simulations selected the best location for the liquefaction of natural gas, and transportation –the sea corridor, █████ km.

As mentioned above, the arrival of goods and the arrival of ships is fairly regular flows in our case, because the coefficients of variation of both flows can be taken as intermediate values between 1 (which corresponds to the simplest flow) and 0 (which indicates the regularity of the flow).

Having considered the statistics on the operation the range for the coefficient of variation of the arrival of ships (V_{μ^*}) was determined (reports of the «Department of Maritime and river transport» of the LUKOIL company). It should be noted that it is different for the summer and winter time.

For the calculations, we assume that the coefficient of variation of the cargo arrival (V_{λ^*}) will be in the range from [redacted], and the coefficient of variation of the ships arrival will be in the range from 0.05 to 0.15 in the summer and from [redacted] in the winter.

The distance between the ports – [redacted] km. Time of flight (t_r) in the summer will amount to [redacted] days (including unloading - 1 day), the flight Time (t_r) in winter will be [redacted] days (including unloading-1 day).

In the resulting set of vessels, there is some reserve R, which is calculated by formula:

$$R = (\mu^* - \lambda^*) \cdot t_r, \quad (11)$$

In Now, for the stable operation of the system, it is necessary to calculate the stability S (%) separately for each time period by the formula:

$$S = \left(1 - \frac{R}{N}\right) \cdot 100\%, \quad (12)$$

As a results of our solution of this model are given in Table 3.

Table 3 – Results of the calculation of LNG tanker transport

Indicator name	Indicator value
Storage factor of LNG in a tank, days	■
Parameters of ship arrival flow, (ship / day).	■
Parameters of the flow requirements entering the vessel (ship/day);	■
The flow of LNG into storage tanks, tons/day	■
The flow of LNG into gas carrier, tons/day	■
Reserve, ship	■
The stability, %	■

4 МОРСКОЙ ГАЗОПРОВОД

4.1 Требования к выбору трассы морских трубопроводов

Выбор трассы и размещение объектов морского трубопровода следует проводить на основе анализа природно-климатических, геологических и рельефных особенностей берегового участка и морского дна, условий судоходства, наличия близко расположенных населенных пунктов и производственных объектов, транспортных путей, коммуникаций с учетом их негативного влияния на безопасность трубопровода [41].

Выбор трассы морского трубопровода должен производиться на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической допустимости строительства.

В качестве критериев оптимальности следует принимать стоимостные показатели при сооружении морского трубопровода, его технического обслуживания и ремонта при эксплуатации, включая затраты на мероприятия по обеспечению сохранности окружающей среды, а также металлоемкость, конструктивные схемы прокладки, безопасность, заданное время строительства, наличие дорог.

Нормы экологической допустимости воздействий при строительстве и эксплуатации морского трубопровода должны способствовать сохранению морской экосистемы и основываться на экологических ограничениях района строительства по использованию водных ресурсов, рыбных запасов, лесных богатств, развитию хозяйственной деятельности [42].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Разраб.		Сидельников			Морской газопровод	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					56	111
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.				Группа 2БМ6А		

Инженерная оценка района строительства морского трубопровода должна осуществляться по общей трассе магистрального трубопровода на основе анализа имеющихся литературных данных и фондовых картографических материалов, топографических планов, аэрофотоснимков, инженерно-геологических, навигационных карт и других данных.

Окончательный выбор створа морского трубопровода должен осуществляться после проведения всего комплекса инженерных изысканий.

Инженерные изыскания при строительстве морских трубопроводов следует выполнять в соответствии с требованиями СП 47.13330, СП 11-114, СП 11-102, СП 11-103, СП 11-104, СП 11-105 и другими действующими нормативными документами [43].

В состав изысканий входят инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания и литодинамические исследования.

Материалы инженерных изысканий должны обеспечивать комплексное изучение природных и экологических условий участка строительства, являться основой для выбора трассы морского трубопровода и разработки технически обоснованных проектных и технологических решений для его строительства.

Для проектирования и строительства морских трубопроводов следует использовать планы масштабов 1:1000, 1:2000, 1:5000 и карты масштаба 1:10000÷1:25000.

Высота сечения рельефа горизонталями и изобатами на глубинах моря до 40 м должна быть от 0,5 м – при уклонах до 2 град. и 1,0 м при уклонах более 2 град. для масштабов до 1:5000.

Инженерные изыскания должны выполнять изыскательские (проектно-изыскательские) организации, имеющие лицензии на выполнение инженерных изысканий на территории РФ, опыт изыскательских работ при строительстве объектов на морском шельфе [44].

					Морской газопровод	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При выборе трассы морского трубопровода следует учитывать:

- судоходство в районе прохождения трубопровода;
- инженерно-геологические условия;
- топографию морского берега и дна;
- рыболовную деятельность;
- наличие гидротехнических сооружений.

При выборе створа морского трубопровода следует руководствоваться следующими основными требованиями: меньшая категория сложности инженерно-геологических условий, наименьшая протяженность морского трубопровода, наличие подходящей территории для размещения строительно-монтажных площадок. Должны также учитываться: хозяйственная инфраструктура, удобные проезды в районе строительства, возможность доставки и складирования материалов и оборудования для производства работ.

При выборе створа морского трубопровода необходимо пересекать береговую зону под прямым углом, или под углом, обеспечивающим благоприятные инженерно-геологические условия и сокращение длины трубопровода.

Створ морского трубопровода следует выбирать так, чтобы продольная ось трубы совпадала с энергетической равнодействующей волнения, т.е. с преобладающим направлением движения волн.

Створ морского трубопровода следует выбирать на участке с устойчивым дном и берегом, наименее подверженными воздействию волн, предпочтительно на прямолинейных участках, где отсутствуют острова и протоки.

При выборе створа следует избегать сложных участков:

- сложенных скальными грунтами;
- интенсивного разрушения берегов в результате эрозионной активности;
- заболоченного или очень крутого обрывистого берега, предпочтительно выбирать участок берега, имеющий в плане плавное очертание, без резких колебаний и глубоких впадин дна в створе сооружения;

–

					Морской газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

- развития оползневых явлений и активного карстообразования;
- интенсивного воздействия волн, а также в зонах действия разбитой волны и волны, отраженной от оградительных сооружений, располагаемых ближе 200 м от трубопровода;
- образования заторов и зажоров льда;
- перекаатов с лимитирующими глубинами.

При необходимости прохождения трассы морского трубопровода через оползневые участки прокладку трубопровода следует предусматривать ниже зеркала скольжения.

При прохождении трассы вдоль водоемов, водотоков, оврагов и т.п. на отметках выше их по рельефу, расстояние от оси трубопровода до уровня уреза воды или края оврага должно быть не менее 150 м [46].

При необходимости прохождения трассы на отметках земли выше зданий и сооружений, исходя из местных условий и норм проектирования, должны быть предусмотрены дополнительные проектные решения по обеспечению безопасности объектов.

Выбор створа морского трубопровода на сложных участках должен быть обоснован в проектной (рабочей) документации с указанием дополнительных проектных решений по обеспечению безопасной эксплуатации трубопровода.

Выбор створа морского трубопровода должен предусматривать наличие мест временного складирования разрабатываемого грунта с оформлением акта отвода земли в установленном порядке.

Выбор трассы морского трубопровода должен учитывать технические возможности землеройной и трубоукладочной техники для строительства трубопровода.

Трасса морского трубопровода должна учитывать прогноз изменений природных условий в процессе его строительства и эксплуатации.

При выборе трассы морского трубопровода допускается пересечение с существующими трубопроводами и инженерными коммуникациями под углом

					Морской газопровод	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

близким к 90 град., но не менее 60 град. Обоснование пересечения и меры безопасности должны определяться в проектной (рабочей) документации.

При выборе трассы морского трубопровода следует учитывать перспективное развитие населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, автомобильных дорог и других объектов, а также условия строительства и обслуживания трубопровода в период его эксплуатации [47].

На трассе морского трубопровода должны быть установлены опознавательные знаки высотой 1,5-2,0 м от поверхности земли с интервалом, предусмотренным в проектной (рабочей) документации, совмещенные с контрольно-измерительными пунктами, с указанием номера пикета, размеров охранной зоны, адреса, номера телефона эксплуатирующей организации и т.д.

4.2 Требования к конструкции морских трубопроводов

Диаметр морского трубопровода и величина внутреннего рабочего давления должны определяться, исходя из требуемого объема транспортируемого продукта, в соответствии с нормами технологического проектирования.

Толщина стенки морского трубопровода должна приниматься на основании расчета на прочность и устойчивость от нагрузок и воздействий, действующих на трубопровод в период строительства и эксплуатации.

4.2.1 Расчет трубопровода на прочность

Расчеты трубопровода на прочность производятся в соответствии с Р 412-81 «Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов» [48].

Для расчета морского газопровода принимаем значения, указанные в таблице 4.

					Морской газопровод	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Характеристики для расчета морского газопровода

Наименование показателя	Значение показателя
Производительность газопровода, млрд. м ³ /год	■
Диаметр трубы, мм	■
Марка стали	■
Длина морского трубопровода, км	■
Рабочее давление, МПа	■
Плотность газа, кг/м ³	■

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определяется по следующим формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (13)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (14)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый равным ■;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые равными соответственно ■;

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый равным ■.

Толщину стенки трубопровода по внешнему давлению определяют по формуле:

$$\delta = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot n \cdot r^3 \cdot H \cdot \rho_B}{E}}, \quad (15)$$

где n – коэффициент перегрузки расчетного давления, принимаемый равным 1;

r – наружный радиус трубы, см;

H – глубина моря, см;

ρ_B – плотность морской воды, кг/см³;

E – модуль упругости материала трубопровода, кг/см².

Толщину стенки трубопровода по внутреннему давлению определяют по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_l + n_p \cdot p)}, \quad (16)$$

где n – коэффициент перегрузки расчетного давления, принимаемый равным 1,1;

D_H – наружный диаметр, см;

P – расчетное давление в трубопроводе, кг/см²;

R_l – расчетное сопротивление материала, МПа.

Расчетное давление в трубопроводе P , уложенного на дно моря при глубине H , определяется по формуле:

$$P = P_{\text{ЭКС}} - P_B, \quad (17)$$

где $P_{\text{ЭКС}}$ – расчетное внутреннее эксплуатационное давление, кгс/см² принимаемое согласно проекта ██████████;

P_B – давление столба воды над рассматриваемой точкой трубопровода, кгс/см².

					Морской газопровод	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2.2 Расчет устойчивости трубопровода на дне моря

Расчеты устойчивости трубопровода на дне моря производятся в соответствии с Р Газпром 2-3.7-069-2006 (РР Е305) «Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов» [50]

Вес 1 м трубопровода без изоляционного покрытия, Н:

$$G_{TP} = \rho_T \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_B^2)}{4}, \quad (18)$$

где D_B – внутренний диаметр, м;

ρ_T – плотность стали (■ кг/м³);

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²

Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием, Н:

$$G_{ИЗ} = G_{TP} + \rho_{ИЗ} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_{ИЗ}^2 \cdot D_H^2)}{4}, \quad (19)$$

где $D_{ИЗ}$ – наружный диаметр трубопровода с изоляционным покрытием, м;

$\rho_{ИЗ}$ – плотность изоляционного покрытия (■ кг/м³).

Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой, Н:

$$G_{ФУТ} = G_{ИЗ} + \rho_{ФУТ} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot (D_{ФУТ}^2 \cdot D_{ИЗ}^2)}{4}, \quad (20)$$

где $D_{ФУТ}$ – наружный диаметр трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой, м;

$\rho_{ФУТ}$ – плотность футеровки, ■.

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{ГАЗ}$, Н, следует определять по формуле:

$$q_{ГАЗ} = 0,215 \cdot \rho_{ГАЗ} \cdot g \cdot \frac{P_{ЭКС} \cdot D_B^2}{z \cdot T}, \quad (21)$$

					Морской газопровод	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\rho_{газ}$ – плотность газа, кг/м³ [REDACTED];

z – коэффициент сжимаемости газа, принимаемый согласно равным 0,9112;

T – абсолютная температура, К

Выталкивающая сила воды q_B , Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле:

$$q_B = \frac{\pi}{4} \cdot D_{фут}^2 \cdot \rho_B \cdot g, \quad (22)$$

где ρ_B – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³.

Степень устойчивости подводного трубопровода на всплытие определяется коэффициентом запаса K_B :

$$K_B = \frac{G_{фут} + q_{газ}}{q_B} \quad (23)$$

Результаты расчета прочности трубопровода и устойчивости на дне моря приведены в Таблице 5

Таблица 5 – Результаты расчета прочности и устойчивости трубопровода

Наименование показателя	Значение показателя
Сопротивление растяжению (сжатию) R_1 , МПа	[REDACTED]
Сопротивление растяжению (сжатию) R_2 , МПа	[REDACTED]
Толщина стенки трубопровода по внешнему давлению, мм	[REDACTED]
Вес 1 м трубопровода без изоляционного покрытия, Н	[REDACTED]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Окончание Таблицы 5

Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием, Н	■
Вес 1 м трубопровода с изоляционным покрытием и футеровкой, Н	■
Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода, Н	■
Выталкивающая сила воды, Н	■

4.2.3 Расчет режима сварки

Сварка труб должна выполняться с учетом требований DNV-RP-E305 «On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline» [52]&

Из данных, представленных в Таблице 6, находится площадь поперечного сечения сварного шва, мм², согласно методическим указаниям расчета режимов дуговой сварки.

Таблица 6 – Размеры конструктивных элементов подготовленных кромок, мм

Способ сварки	S=S ₁	b		c		e		g		a, град, ± 2°
		Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	Ном.	Пред. Откл.	
УП	28,0 - 30,0	2,0	+ 1,0 - 2,0	2,0	+ 1,0 - 2,0	28	± 4,0	2	+ 1,0 - 2,0	20

$$F_{II} = (S - c)^2 \cdot \operatorname{tg} a + b \cdot S + 0,75 \cdot e \cdot g \quad (24)$$

Выбирается сила сварочного тока, обеспечивающего заданную глубину проплавления:

$$I_{CB} = \frac{1000 \cdot H}{k_h}, \quad (25)$$

где k_h – коэффициент пропорциональности, зависящий от условий проведения сварки и принимаемый равным [REDACTED].

Выбирается диаметр электродной проволоки. Ориентировочно, он может быть определен по формуле:

$$d_э = 2 \cdot \sqrt{\frac{I_{CB}}{\pi \cdot j}}, \quad (26)$$

где I_{CB} – сила сварочного тока, А;

j – плотность тока, А/мм²;

Для принятого диаметра электрода и силы сварочного тока определяют оптимальное напряжение дуги, В:

$$U_д = 20 + \frac{50 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{d_э}} \cdot I_{CB} \quad (27)$$

При расчете параметров режима сварки следует учесть рекомендации по количеству наплавленного металла за один проход. Так при сварке в среде защитных газов электродной проволокой диаметром [REDACTED] в вертикальном положении площадь поперечного сечения первого прохода составляет [REDACTED], площадь второго прохода [REDACTED], последующих [REDACTED]. Предполагаемые площади поперечных сечений проходов представлены в Таблице 7.

Таблица 7 – Площади поперечного сечения проходов

№ прохода	Площадь поперечного сечения, мм ²
1	■
2	■
3	■
4	■
5	■
6	■
7	■
8	■

Величина коэффициента расплавления рассчитывается по формуле:

$$\alpha_p = 9,05 + 3,1 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{I_{CB}} \cdot \frac{1}{d_3^2} \quad (28)$$

Скорость подачи проволоки, см/с, определяется по формуле:

$$V_{\text{ПОД}} = \frac{\alpha_p \cdot I_{CB}}{3600 \cdot F_{\text{ЭЛ}} \cdot \gamma} \quad (29)$$

где $F_{\text{ЭЛ}}$ – площадь поперечного сечения электрода, см²;

γ – плотность электродного металла, принимаемая равной 7,8 г/см³.

4.2.4 Расчет необходимого количества материалов

При диаметре проволоки 1,2 мм необходимая длина электрода, м, для сварки одного стыка составит:

$$L_c = \frac{F_{\text{П}} \cdot \pi \cdot D_B}{0,785 \cdot d_3^2 \cdot 1000} \quad (30)$$

Общая протяженность подводной части газопровода составляет ██████████ м. Так как длина труб согласно НД равна 12 м, определяется количество сварных стыков. Число стыков N равно ██████████.

Длина проволоки, м, для сварки всех сварных соединений подводной части трубопровода находится из формулы:

$$L_{\Pi} = L_C \cdot N \quad (31)$$

Производители электродной проволоки поставляют свою продукцию кассетами или в массовом эквиваленте, поэтому необходимо определить массу проволоки, кг:

$$M_{\Pi} = F_{\text{эл}} \cdot L_{\Pi} \cdot \gamma \quad (32)$$

Требуемое количество ленты, м, находится по формуле:

$$L_{\text{л}} = \pi \cdot D_H \cdot N \quad (33)$$

Необходимое количество футеровки, м², определяется по формуле:

$$S_{\text{фут}} = \pi \cdot D_{\text{из}} \cdot L, \quad (34)$$

где L – длина газопровода, м.

Углекислый газ расходуется с ориентировочной скоростью около одного баллона в час. Так как известна скорость подачи проволоки и общая необходимая длина электрода, определяется количество баллонов углекислого газа:

$$N_B = \frac{L_{\Pi}}{V_{\text{под}}} \quad (35)$$

Результаты расчета представлены в Таблице 8:

Таблица 8 – Результаты расчета режима сварки

Наименование показателя	Значение показателя
Площадь поперечного сечения сварного шва, мм ²	████████
Сила сварочного тока, А	████████
Диаметр электродной проволоки, мм	████
Оптимальное напряжение дуги, В	████
Коэффициент расплавления	████
Скорость подачи проволоки, см/с	████
Длина электрода, м	████
Длина проволоки, км	████████
Масса проволоки, т	████
Количество ленты, км	████
Количество футеровки, м ²	████████
Количество баллонов углекислого газа, ед	████████

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1. SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

При создании интерактивных матриц рекомендуется использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;
- « + » – сильное соответствие;
- « – » – слабое соответствие.

					Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					70	111
Консульт.		Макашева Ю.С.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Приведенный в таблицах 9 и 10 анализ интерактивных матриц показывает, что слабых сторон у проекта значительно меньше, чем сильных. Кроме того, можно говорить о высокой надежности проекта, так как угрозы имеют низкие вероятности.

Таблица 9 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	+	–	–	+
	В3	–	–	+	–
	В4	+	–	–	–
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	–	–	–	–
	В2	+	+	–	–
В3	–	–	–	–	
В4	–	–	–	–	

Таблица 10 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4
	У1	+	–	–	+
	У2	+	–	–	+
	У3	–	–	–	–
	Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	–	–	–	–
	У2	–	–	–	–
	У3	–	–	–	–

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Применяемые методики соответствуют требованиям нормативных документов С2. Долговременные безотказные сроки эксплуатации оборудования С3. Снижения неблагоприятного эффекта от производства на окружающую среду С4. Методика хороша известна и опробована С5. Возможность применения на действующих нефтегазовых месторождениях</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта Сл2. Транспортировка оборудования требует больших капиталовложений Сл3. Сложность применения современных технологий Сл4. Проблема импортозамещения оборудования</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Сотрудничество с заинтересованными компаниями В3. Повышение уровня вовлеченности со стороны государства В5. Возможность применение технологии на большем количестве объектов</p>	<p>1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды 2. Учет пожеланий заказчиков при соблюдении требований нормативных документов 3. Расширение кадрового состава</p>	<p>1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
<p>Угрозы: У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости У2. Истощение запасов месторождений У3. Изменение нормативно-правовой базы У4. Появление новых технологий У5. Возможны проблемы при транспортировке оборудования</p>	<p>1. Повышение степени заводской готовности предприятия 2. Значительное уменьшения воздействия на окружающую среду 3. Постоянное отслеживание изменений в законодательстве 4. Повышенная надежность используемого оборудования 5. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования</p>	<p>1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Переквалификация сотрудников предприятия 3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений</p>

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

5.1.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	5
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	1
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	4
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	4
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4

11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	4	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	5
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	4
ИТОГО БАЛЛОВ		43	54

Значение суммарного балла позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 43, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 54 – перспективность выше среднего.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 13

Таблица 13 – Календарный план проекта

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, Магистрант
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Магистрант
	3	Выбор направления исследований	Магистрант
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Магистрант
	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Магистрант
	6	Расчёт необходимого количества танкеров-газовозов	Магистрант
	7	Проведение литературного обзора научно-технической информации	Магистрант
	8	Расчет морского газопровода	Магистрант
	9	Изучение социальной ответственности проекта	Магистрант
	10	Сопоставление результатов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Магистрант
	11	Определение экономической целесообразности исследовательской работы	Магистрант
	12	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Магистрант

Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в таблице 14.

Таблица 15 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование	Единица измерений	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб
1	Трубы с антикоррозионным покрытием	шт.	■	■	■
2	Проволока электродная	т	■	■	■
3	Углекислый газ	баллон	■	■	■
4	Термоумаживающаяся лента	погонные метры	■	■	■
5	Футеровка	м ²	■	■	■
Всего за материалы					■
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)					■
Итого по статье С _м					■

Все расчеты стоимости аренды судов, используемых для строительства сведены в таблице 16.

Таблица 17 – Затраты на аренду судов

№ п/п	Наименование оборудования	Предполагаемое время аренды судна, сут	Стоимость аренды за единицу, руб/сут.	Сумма, руб
1	ТУС «Castoro Dieci»	■	■	■
2	ТУС «Solitaire»	■	■	■
3	Транспортное судно «Ocean Spirit»	■	■	■
Итого:				■

Работа включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (36)$$

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (37)$$

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 10 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сводится в таблица 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Количество	Оклад, руб	Месячная зарплата, руб./мес.	Общие затраты по заработной плате, руб. (96 дней)
Главный инженер	■	■	■	■
Инженер	■	■	■	■
Специалист	■	■	■	■
Итого	■			

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн}, \quad (38)$$

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

■

[Redacted content]

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДА НА ДНЕ МОРЯ

6.1 Описание рабочего места

Район строительства морского газопровода расположен в Средиземном море в 120 км от береговой базы города Александрия (Египет). При проведении работ по сварке труб на трубоукладочном судне присутствуют опасные и вредные производственные факторы, которые могут привести к ухудшению состояния здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

Вредные факторы производственной среды:

- шум;
- метеоусловия;
- вибрация;
- недостаточная освещенность на рабочем месте.

Также возможно появление опасных факторов:

- механической природы;
- термического характера;
- электрической природы;
- пожарной природы.

Негативное воздействие на окружающую природную среду:

- атмосферу;
- гидросферу.

Чрезвычайные ситуации могут носить следующий характер:

- техногенный;
- социальный характер.

					Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					81	111
Консульт.		Немцова О.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

6.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

6.2.1 Шум работы

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, в том числе и на нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562–96 и ГОСТ 12.1.003–83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматизации для управления технологическими процессами.

6.2.2 Метеоусловия

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

При выполнении работ по сварке труб на трубоукладочном судне обслуживающему персоналу приходится работать под воздействием солнечных

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках и брызгах воды, волнении моря, в условиях температур от 15°C до 42°C.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Для защиты от излишней влаги применяются водозащитные комбинезоны. Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами.

6.2.3 Вибрация

Вибрация возникает при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор). Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредные действия вибрации выражаются в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движения. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов, примерные значения которых следующие (Гц): желудок – 2...3; почки – 6...8; сердце – 4...6; кишечник – 2...4; вестибулярный аппарат – 0,5. Мероприятия по безопасной работе с инструментами вызывающими вибрации, следует проводить согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность».

Предельная норма виброускорения в течение дня составляет 1,15 м/с². Если виброускорение с вибрацией превышает 0,5 м/с², следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Предельная норма виброускорения работника с местной вибрацией течение дня составляет 5,0 м/с². Если виброускорение с вибрацией превышает 2,5 м/с², следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

6.2.4 Недостаточная освещенность на рабочем месте

Недостаточная освещенность - вызывает преждевременное зрительное утомление.

В зависимости от вида источника света производственное освещение подразделяется:

- на естественное, которое создается излучением, поступающим непосредственно от солнца, без изменения направления распространения, и диффузным (отраженным и рассеянным атмосферой) солнечным светом;
- искусственное, обеспечиваемое электрическими светильниками.

Естественный (солнечный) свет по спектральному составу значительно отличается от излучения электрических источников.

В солнечном спектре гораздо больше необходимых человеку ультрафиолетовых лучей. Для естественного освещения характерна высокая степень рассеяния света, благоприятная для зрительной работы.

В сборочно-сварочных цехах необходимо применять общее или комбинированное (общее в сочетании с местным) освещение. В обоих случаях освещенность в рабочей плоскости, создаваемая светильниками общего освещения, на участках сварки должна составлять не менее 50лк – при лампах

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

накаливания и 150лк – при люминесцентных лампах, а на участках разметки – не менее 150 и 400лк соответственно.

Освещение внутри замкнутого пространства (резервуары, котлы, цистерны, отсеки судов и т.д.) при производстве сварочных работ должно осуществляться с помощью наружных светильников или ручных переносных ламп.

В переносных светильниках необходимо обеспечить ограничение ослепляемости и электробезопасность.

6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

6.3.1 Опасные факторы механической природы

При сварке труб возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса, а также с грузоподъемными механизмами. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ – организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, работы по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно-гигиенических норм.

На весь период работ необходимо проверить наличие спецодежды, спецобуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, защитная каска и т.д.).

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3.2 Опасные факторы термического характера

Для производства процесса сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токопроводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками.

Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения.

Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

6.3.3 Опасные факторы электрической природы

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при соприкосновении человека, неизолированного от земли, с нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– при однофазном (однополюсном) соприкосновении незаземленного от земли человека с незаземленными токоведущими частями электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см.

Корпуса, а также все открытые проводящие части применяемого передвижного электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ путем заземления с помощью переносных заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ передвижное электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

6.3.4 Опасные факторы пожарной природы

Причиной пожара, как правило, становится несоблюдение мер пожарной безопасности на месте проведения работ (курение в зоне проведения работ, отсутствие устройств защитного отключения на переносных электроприборах, короткое замыкание и т. д.). Помимо этого, причиной пожара может стать природный фактор, например, удар молнии.

К профилактическим мероприятиям по предотвращению возникновения пожара могут быть:

- вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления;
- приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

- машины, сварочные аппараты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ –10, ОП –10;
- на рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”;
- горючие отходы, мусор и т. д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на месте проведения работ, относятся:

- асбестовое полотно размеров 2×2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП –10 – 10 шт., или углекислотные;
- ОУ –10 – 10 штук или один огнетушитель ОП –100 (ОП –50 2 шт.).

6.4 Воздействие на окружающую среду

При организации ремонтных работ на газопроводах необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, не нарушать ее устойчивое экологическое равновесие, соблюдать условия землепользования, соблюдать требования законодательства в области охраны окружающей среды, установленные СНиП 12-01-2009, СП 36.13330.2012 и другими НТД. Организация, выполняющая ремонт, несет ответственность за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

6.4.1 Анализ воздействия на атмосферу

Воздействие на атмосферный воздух происходит:

- при проведении сварочных работ, атмосферный воздух загрязняется сварочным аэрозолем (фтористые, оксиды углерода и азота, озон и др.).
- при нанесении лакокрасочных материалов, атмосферный воздух загрязняется летучими веществами, входящими в состав краски.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К числу мероприятий, снижающих уровень негативного воздействия на окружающую среду выбросов вредных веществ в атмосферу, следует отнести следующее:

- приведение и поддержание технического состояния машин механизмов и автотранспортных средств в соответствие с нормативными требованиями по выбросам вредных веществ;
- обеспечение оптимальных режимов работы, которые позволяют понизить расход топлива на 10 –15 %, это соответственно уменьшит выброс вредных веществ в атмосферу;
- применение малосернистого и неэтилированного видов топлива;
- заправка машин, механизмов при обязательном оснащении топливозаправщиков специальными раздаточными пистолетами;
- осуществление экологического контроля по выполнению перечисленных пунктов.

Реализация указанных мероприятий сводит до минимума ущерб атмосферному воздуху.

6.4.2 Анализ воздействия на гидросферу

Мероприятия по охране гидросферы входят в состав мероприятий по снижению негативного воздействия от ремонтно-монтажной деятельности и направлены на предупреждение загрязнения водных объектов и нарушения водного режима на территории проведения ремонтных работ.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия при проведении ремонтно-монтажных работ на подземные и поверхностные воды должен быть предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий:

- применяемые строительные и ремонтные материалы химически не агрессивны и рекомендованы к использованию соответствующими нормативными документами;
- используются трубы с изоляционным покрытием;

- все монтажные сварные соединения подвергаются полному контролю физическими методами: радиографическим и ультразвуковым;
- на водотоке предусмотрена балластировка газопровода;
- проводится гидравлическое испытание трубопроводов;
- рабочие места на площадке строительства оснащаются инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении сварочно-монтажных работ на трубоукладочном судне могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: техногенного (пожар на рабочем месте, повреждение судна и его дрейф в открытом море) и социального (пиратство, забастовки) характера.

Далее будем рассматривать пожар на сварочно-монтажной линии.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, сварочные аппараты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Приказом устанавливается соответствующий противопожарный режим, в котором должно быть установлено:

- порядок утилизации горючих отходов, места хранения промасленной спецодежды;
- порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара;
- последовательность проведения огневых и пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– порядок и сроки прохождения внеочередного противопожарного инструктажа, время проведения занятий по подготовке к борьбе с пожаром, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т. д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Переносной электроинструмент, светильники, ручные электрические машины должны быть подключены только через устройство защитного отключения (УЗО).

Запрещается проведение сварочных работ во время снега или дождя без применения навеса над местом производства работ и ветра со скоростью свыше 10 м/с.

Запрещается проведение сварочно-монтажных и погрузочно-разгрузочных работ в грозу.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При транспортировании газовых баллонов на них должны быть накручены колпаки; кроме того, на баллонах с горючими газами на боковом штуцере должны быть установлены заглушки.

Совместная транспортировка кислородных баллонов и баллонов с горючими газами не допускается. В исключительных случаях допускается одновременная транспортировка не более 10 баллонов с кислородом и горючими газами (суммарно).

Запрещается нахождение людей в кузове автомашины при транспортировании баллонов.

Баллоны должны подвергаться техническому освидетельствованию. На горловине баллона должна быть выбита дата следующего освидетельствования. Использование баллонов с истекшим сроком освидетельствования не допускается. Также запрещается производить подогрев баллонов с целью повышения в них давления.

Расстояние от баллонов до источников открытого огня должно составлять не менее 5 м.

Баллоны должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей.

Редукторы, используемые для снижения давления, должны быть окрашены в тот же цвет, что и баллон. Пользоваться редукторами, имеющими неисправные или с истекшим сроком поверки манометры – запрещается.

6.6 Расчет объемов газа, расходуемого на опорожнение и продувку трубопровода.

Расчет объемов расходуемого газа представлен в СТО Газпром 11-2005 "Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО "Газпром".

Объем газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода $V_{оп}$, м³, вычисляют по формуле:

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{on} = 0,995 \cdot V^{geom} \cdot \left(\frac{P_{н.ср}}{z_{н}} - \frac{P_{к.ср}}{z_{к}} \right), \quad (40)$$

где V^{geom} – геометрический объем опорожняемого участка трубопровода, м³;
 $P_{н.ср}$, $P_{к.ср}$ – соответственно среднее абсолютное давление газа перед началом работы и после опорожнения участка, кг/см²;
 $Z_{н}$, $Z_{к}$ – соответственно коэффициент сжимаемости газа перед началом работы и после опорожнения участка (0,9112 согласно);
0,995 - эмпирический коэффициент, см²/кг.

$$V_{on} = 0,995 \cdot 56273 \cdot \left(\frac{25,49 - 2}{0,9112} \right) = 1,443 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (41)$$

Объем газа, расходуемого на продувку трубопровода для удаления оставшейся жидкости $V_{пр}$, м³, вычисляют по формуле:

$$V_{пр} = V_{кр} + V_{докр}, \quad (42)$$

где $V_{кр}$ – объем газа, расходуемого при режиме критического истечения, м³;
 $V_{докр}$ – объем газа, расходуемого при режиме докритического истечения, м³.

Процесс истечения газа через свечу делится на два режима:

- критический (скорость газового потока эквивалентна скорости звука, параметры массового расхода и скорости потока газа не зависят от параметра давления);

- докритический (скорость газового потока начинает уменьшаться вплоть до нуля, параметры массового расхода и скорости потока имеют зависимость от параметра давления).

Параметр давления β находится следующим образом:

$$\beta = \frac{P_{ATM}}{P_{BH}}, \quad (43)$$

где P_{ATM} – атмосферное давление, равное 1,033 кгс/см²;

P_{BH} – давление в газопроводе.

Критический параметр давления:

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}, \quad (44)$$

где k – показатель адиабаты (для природного газа $k=1,31$).

$$\beta_{кр} = \left(\frac{2}{1,31+1} \right)^{\frac{1,31}{1,31-1}} = 0,544$$

$$P_{BH} = \frac{P_{ATM}}{\beta_{кр}}$$

$$P_{BH} = \frac{1,033}{0,544} = 1,899 \text{ кгс} / \text{см}^2$$

Согласно СНиП 2.05.06-85* диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение 2 ч.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{кр} = 296 \cdot P_{н.ср} \cdot F \cdot t_{кр}, \quad (45)$$

где F – площадь поперечного сечения свечи, принимаемая равной 0,031 м²;
 $t_{кр}$ – продолжительность продувки при критическом истечении газа, принимаемая при интерполяции равной 6700 с.

$$V_{кр} = 296 \cdot 25,493 \cdot 0,031 \cdot 6700 = 1,567 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$V_{докр} = 110 \cdot P_{ВН} \cdot F \cdot t_{докр}, \quad (46)$$

где $t_{докр}$ – продолжительность продувки при докритическом истечении газа, принимаемая при интерполяции равной 500 с.

$$V_{докр} = 110 \cdot 1,899 \cdot 0,031 \cdot 500 = 32378 \text{ м}^3$$

$$V_{пр} = 1,567 \cdot 10^6 + 32378 = 1,599 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации был проведен аналитический обзор научно-технической и нормативной информации по транспортировке газа по морским магистральным газопроводам. Было выявлено, что российских методик недостаточно для проектирования такого рода сооружений, поэтому необходимо прибегать к зарубежным нормативным документам. По методике, описанной в норвежской нормативной документации DNV-OS-F101-2000 Submarine pipeline systems был произведен расчет магистрального морского газопровода на прочность и устойчивость. По результатам расчетов было определено, что минимальная толщина стенки, при которой может быть обеспечена безопасность эксплуатации трубопровода ■■■ мм.

Для расчета необходимого количества танкеров-газовозов была предложена теория массового обслуживания, ранее не применяемая для танкерного транспорта газа. Для транспортировки рассматриваемого объема газа и обеспечения бесперебойной работы завода СПГ необходимого ■■■ танкера-газовоза класса Q-max.

Основываясь на результатах технических расчетов были определены затраты на прокладку морского газопровода и созданию инфраструктуры по сжижению и доставке сжиженного природного газа по морскому коридору. Анализ экономической эффективности показал, что реализация проекта по доставке сжиженного природного газа при помощи танкеров на ■■■% дешевле, чем перекачка природного газа того же объема по морскому трубопроводу.

					Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Сидельников				Заключение		Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						96	111	
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП	Бурков П.В.								

7 СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. IGU World LNG Report—2015 Edition, International Gas Union, p. 6, accessed February 1 2016.
2. BP Energy Outlook 2035, BP plc. February 2016, p. 58, <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf>, accessed October 15 2017.
3. IGU World LNG Report—2015 Edition, International Gas Union, p. 7, accessed February 1 2016.
4. Shell Global "Prelude FLNG—an Overview," <http://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng.html>, accessed October 5, 2015.
5. "North American LNG Import/Export Terminals Approved." Federal Energy Regulatory Commission, accessed November 15, 2017.
6. BP Energy Outlook 2035, BP plc. February 2016, p. 57, <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf>, accessed October 15 2017.
7. Olivier Blanchard and Gian Maria Faria Milesi-Ferretti. "Press Briefing on the World Economic Outlook (WEO) Update," interview by Gerry Rice, July 9 2015, <http://www.imf.org/external/np/tr/2015/tr070915.htm>, accessed October 25 2017.
8. Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry, "Spot LNG Price Statistics," <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/>, accessed February 1 2017.
9. Ken White, "East Africa. Rays of a New Dawn," GEOExPro, June 2014.
10. US Energy Information Administration, "International Energy Statistics," <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>, accessed October 5 2017.

					Анализ эффективности транспорта сжиженного углеводородного газа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сидельников			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					97	138
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

11. Wilkinson, Rick. "Ichthys LNG-condensate project faces delays, cost overruns." Oil & Gas Journal, September 14, 2017.
12. Brian Songhurst, LNG Plant Cost Escalation, Oxford Institute for Energy Studies, February 2014, p. 6, <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/02/NG-83.pdf>, accessed February 1 2018.
13. IGU World LNG Report—2015 Edition, International Gas Union, p. 67, accessed February 1 2018.
14. A YEARBOOK OF THE GRADUATE SCHOOL OF PUBLIC ADMINISTRATION, Harvard University, 1940. Edited by C.J. Friedrich and Edward S. Mason. Cambridge, Mass. Harvard University Press.
15. Edward S. Mason. Price and Production Policies of Large-Scale Enterprise. / Mason Edward S. // American Economic Review, 1939, 29(1, Supplement), pp. 61-74.
16. Gary Hamel. Competing for the Future. / Hamel Gary, Prahalad C.K. - Boston: Harvard Business Press, 1994. - p.327.
17. Glebova Olga. Gas to Liquids: Historical Development and Future. / Olga Glebova // - Oxford: Oxford University, Prospects NG 80 2013. - p.47 Griffin Paul. Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG, Second Edition / Paul Griffin // - United Kingdom: Emerald Group Publishing, 2012. - 293 p.
18. John Hagedoorn. Understanding the rationale of strategic technology partnering: Interorganizational modes of cooperation and sectoral differences. Hagedoorn John // Strategic Management Journal. July 1993. Volume 14, Issue 5. - p.371–385.
19. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 2. Технология строительства.- М.: ООО Недр-Бизнесцентр, 2007. - 408 с.
20. Шаммазова А. М. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Мовсумзаде Э. М., Мастобаев Б. Н., Мастобаев Ю. Б. – СПб.: Недр, 2006. – 192 с. Березин В.Л. Подводные трубопроводы / Бородавкин П.П., Шадрин О.Б. -М.: Недр, 1979. - 415 с.

					Список используемых источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 21.Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.
- 22.Henning Gloystein and Aaron Sheldrick. “RPT-Like shale oil, solar power is shaking up global energy,” Reuters, April 26 2015.
- 23.СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
- 24.СП Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.
- 25.DNV-OS-F101-2000.Submarinepipelinesystems.
- 26.ГОСТ Р 54382-2011. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- 27.DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline.
- 28.API5L.Спецификация США для стальныхтруб.
- 29.РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования.
- 30.ГОСТ Р 55311-2012. Сооружения нефтегазопромисловые морские.Термины и определения.
- 31.Р 125-72 Рекомендации по технологии прокладки морских трубопроводов.
- 32.ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 33.ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 34.Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов.
- 35.Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.
- 36.DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline.
- 37.Васильев Г.Г. Сооружение морских трубопроводов: учебное пособие для вузов / Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 200 с.

					Список используемых источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

38. Морские трубопроводы / Ю. А. Горяинов, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. — 131 с.
39. Байков Н.М. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 года. / Н.М. Байков, Р.Н. Гринкевич // -М.: ИМЭМО, 2009. – 82 с.
40. Бармин И.В. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / И.В. Бармин, И.Д. Кунис // -М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. -256 с.
41. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. /О.Б. Брагинский / -М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. -640 с.
42. Глазова А.А. ТЭК России: экспорт, стратегия развития в начале XXI века / А.А. Глазова // – М.: Макс Пресс, 2006. –119 с.
43. Глобализация рынка природного газа / И.В. Мещерин, А.С. Казак, В.Н. Башкин, И.В. Демин и др. // под ред. И.В.Мещерина. -М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. -348 с.
44. Глобальная энергетика и устойчивое развитие. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга) / под ред. В.В. Бушуева, В.А. Каламанова. -М.: ИД «Энергия», 2011. - 360 с.
45. Грушевенко Е. Прогноз развития мировых энергетических рынков до 2040г.: последствия для России / Е. Грушевенко, Д. Грушевенко, А. Галкина, А. Горячева // Экомониторинг.-2013. № 3. –с.36-42.
46. Гудков И.В. Газовый рынок Европейского союза. Правовые аспекты создания, организации, функционирования. /И.В. Гудков/ -М.: ООО «Издательство «Нестор Академик», 2007. – 280 с.
47. Гумарова И.С. Приоритеты энергетической дипломатии России: автореф. к.п.н. (23.00.04). –СПб, 2008. 39. Гуреева М.А. Экономика нефтяной и газовой промышленности / М.А. Гуреева // –М.: Академия, 2012. – 240 с.
48. Р 412-81 Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов. .

					Список используемых источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

49. Дипломатия ресурсов: Сырьевые ресурсы и система международных отношений двадцатого века / отв. ред. А.В. Торкунов; под редакцией М. Гудерцо и М. Луиджи Наполитано. – М.: Навона, 2008. – 448 с.
50. Р Газпром 2-3.7-069-2006 (RP E305) Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов.
51. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин // – М.: Альпина Паблишер, 2013. – 960 с.
52. DNV-RP-E305 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline.
53. Жизнин С.З. Российская энергетическая дипломатия и международная энергетическая безопасность (геополитика и экономика) / С.З. Жизнин // Вестник Российского государственного университета им. И. Канта. – 2010. – №1. с.48-60.
54. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия / С.З. Жизнин // – М.: МГИМО-Университет, 2002. – 189 с.
55. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин // – М.: ИстБук, 2005. – 640 с.
56. Жувакин Д.Ю. Европейский рынок сжиженного природного газа. / Д.Ю. Жувакин // Нефть, газ и бизнес. – 2014. №4. – с.44-47.
57. Жувакин Д.Ю. Обзор рынка сжиженного природного газа Азиатско-тихоокеанского региона. / Д.Ю. Жувакин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. №8. - с.15-19.
58. Кавешников Н. Роль энергодиалога Россия-ЕС в обеспечении энергетической безопасности «Большой Европы» / Н. Кавешников // Вся Европа. – 2009. – № 5 (33).
59. Каргамонов А.К. Глобальная энергетическая безопасность и трубопроводный транспорт: политико-правовой аспект / А.К. Каргамонов, Э.Л. Кузьмин // – М.: Научная книга, 2009. – 254 с.
60. Касаткин Р.Г. Система морской транспортировки сжиженного природного газа из Арктики / Р.Г. Касаткин / – М.: ЛКИ, 2008. – 104 с.

					Список используемых источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

61. Кириллов Н.Г. Природный газ как энергетическое топливо: стратегия использования и технологии сбережения /Н.Г. Кириллов // Нефтегазовые технологии, 2002. -№1. -с.14-22.
62. Кириллов Н.Г. Сжиженный природный газ /Н.Г. Кириллов // Индустрия, 2001. -№4. -с.59-63.
63. Клинов В. Мировые товарные рынки и цены / В. Клинов, Л. Ревенко, Т. Ружинская/ -М.: МГИМО-Университет, 2012. -498 с.
64. Клинов В.Г. Экономическая конъюнктура. Факторы и механизмы формирования. Учебное пособие. / В.Г. Клинов/ –М.: Экономика, 2005. - 277 с.
65. Клинов В.Г. Вопросы теории экономической конъюнктуры: учебное пособие /В.Г. Клинов, А.Б. Мануковский, Е.М. Хартуков, Л.И. Цыгичко/ - М.: МГИМО, 1989. –154 с.
66. Котлер Ф. Основы маркетинга / Ф. Котлер. – М.: Прогресс, 1990. – 706 с.
67. Лавров С.В. Энергетические проблемы – глобальный вызов XXI века / С.В. Лавров // Международная жизнь. Нефть в XXI веке. Спецвыпуск. - 2010. – С.4-7.
68. Лебедев О.Т. Экономика отраслевых рынков. /О.Т. Лебедев// -СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2009. – 324 с. 167
69. Майорец М. Сжиженный газ – будущее мировой энергетики / М. Майорец, К. Симонов // –М.: Альпина Паблишер, 2013. -360 с.

					Список используемых источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(справочное)

Раздел (2.3.2)

Signposting the key levers in a rapidly shifting industry

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Сидельников Александр Владимирович		

Консультант отделения НД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения ИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

Signposting the key levers in a rapidly shifting industry

A SWOT analysis cannot capture all the risks of any given project as the landscape is susceptible to sudden shifts. It is just as necessary to consider the ongoing vectors of change and anticipate how market movements impact projects over the investment cycle. In broad terms, the major upheaval stems from unexpected changes in demand and supply driven by technical enhancements, political shifts, and market sentiment. Below are seven key factors that may alter the direction and speed of the LNG market's maturity. Ultimately these factors are not binary, but occur across a broad spectrum and are heavily intertwined. The following section describes these factors in greater detail. The future of the LNG industry will play out as a function of how strongly each factor develops and the interplay between them.

Slowing global economic growth

The continued malaise in Europe combined with a slowdown in Southeast Asia will likely weigh against energy demand, particularly LNG consumption. For example, an October 2015 *The Economist* column noted regional growth (excluding Japan) is expected to be 5.8% for the year, a couple percentage points lower than the decadal average. More importantly, the columnist highlighted the several currencies, including the Japanese Yen, have dropped against the dollar.¹⁸ In local terms, this will make LNG cargoes dearer, even as prices have dropped globally, partially offsetting the benefit of lower energy costs. Moreover, the Southeast Asian economies that consume the bulk of LNG shipments are closely interrelated. A reduction in growth in China will reduce demand for goods and services from adjacent countries, reducing manufacturing activity and energy usage in the rest of the region.

Moving past the next couple of years, the medium-term outlook will also be subdued relative to the previous decade. The IMF's recent *World Economic Outlook* cites the economic slowdown over the last five years has led not only to a lower level of economic output versus prior trends, but also a lower overall trend in growth. The

Fund estimates for medium-term (i.e., five years ahead) growth have been reduced every year since 2011, with an outsized impact from underperformance in the emerging markets. Annual growth through 2020 is expected to remain moderate, roughly 1.6% in the developed world and 5.2% in emerging economies, though the report notes China's growth could be weaker than anticipated due to a "rebalancing of growth away from investment and toward consumption."¹⁹

The Economist Intelligence Unit sees a similar trend, with five-year growth running near 3% globally, averaging 2% and 5% for OECD and non-OECD countries respectively.²⁰ While energy intensity varies from country to country, and over time, lower growth in GDP will strongly correlate with lower growth in LNG consumption. OECD countries are not key to driving future commodity demand—the emerging markets are. Signs of persistent low growth in major importers like Japan, combined with a Chinese slowdown and underperformance of the historical "Asian Tigers" (Hong Kong, Singapore, South Korea, and Taiwan) would indicate the potential for undermining LNG growth in its entirety, leading to capacity utilization dropping as new liquefaction facilities come onstream.

Increased energy efficiency

Not only is there a risk of lower economic growth, the relationship between growth and energy usage has weakened. For example, the International Energy Agency (IEA) estimates China has reduced its energy intensity from just shy of 600 tonnes of oil equivalent per thousand dollars to just north of 200 in 2012, in 2005 dollars.²¹ Moreover, the cost per cubic foot of natural gas for LNG importing countries like Japan is much higher than exporters like the US. This provides a higher incentive for efficiency gains and fuel switching. According to an April Reuters article, "Japan is now one of the world's four largest markets for solar panels and a large number of power plants are coming onstream" and "residential solar power production costs have more than halved since 2010."²² A combination of lower energy requirements combined with low cost renewables could over time reduce the appetite for higher cost natural gas imports.

Furthermore, generators do not have to switch fuels to improve efficiencies. Gas turbines have become increasingly more efficient, providing the same power with less input. Older models could have efficiencies less than 30%, with more recent combined-cycle systems reaching 60%. Even if countries defer expanding their renewable portfolios and retire coal and nuclear plants, they could stem growing natural gas consumption by replacing older gas generation plants. Higher LNG prices will be needed to justify sanctioning much of higher-cost liquefaction. This provides ample incentive to improve efficiencies. Due to the cost and duration of constructing new power plants, demand will only be affected marginally in the near term. With this said, continued growth of natural gas consumption in the power and utilities sector should not be taken as a given—particularly as LNG prices increase and generation technology costs decrease.

Surfeit of pre-FID capacity

Large amounts of potential liquefaction capacity remain unsanctioned as economics are evaluated, buyers are sought, and designs are developed. The International Gas Union’s 2015 report counts roughly 100 mtpa capacity of under construction, and another 250 mtpa unsanctioned liquefaction capacity in North America and Australia is expected to start up in the early 2020s,²³ which is the equivalent of BP’s total forecasted LNG demand growth through 2035.²⁴ Moreover, the IGU’s count excludes potential commercialization of East African gas. Absent a surge in demand, most of these greenfield projects will not move forward within the next five to ten years, if at all. Companies can still take advantage of excess capacity from underutilization or lower cost brownfield expansions of existing facilities.

These projects are not just unsanctioned, but also high cost. A liquefaction project requiring US\$12-15 per mmbtu to breakeven after adjusting for the cost of capital is clearly out of the money in the current environment. But as contract and spot prices begin to rise, there will be a glut of new potential capacity, intensifying the “lumpiness” of the periodic swings of over and under supplied markets. And in all likelihood, this new capacity is not needed to meet demand. Overall volumes traded

have remained close to flat for five years despite new facilities coming onstream. Beyond that, new United States and Australian facilities should have excess capacity that could generate spot cargoes if market slack tightens. In all likelihood, high cost projects in regions with limited existing infrastructure will not be sanctioned. Bloomberg, citing IHS, noted only one in twenty planned projects would be needed by 2025.²⁵ Alternatively, developing larger projects as multiple smaller phases or expanding FLNG could provide new volumes while limiting outsized risk of low marginal demand growth. In practice, the long-term contracting common to the industry should prevent too many new players entering the market since they would simply not be able to generate sufficient interest to reach final investment decision (FID).

A small business gains scale

In the vast global natural gas industry, much of the conversation revolves around major trends such as oversupply, the growth of liquefied natural gas (LNG) spot trades, and the prospects of mega-LNG projects like the US\$54 billion Gorgon project in Australia. Amid this forest, the comparatively diminutive tree of small-scale LNG (ssLNG) doesn't get much attention. Aside from a handful of market players, this segment is not yet on the radar of many industry participants. It should be.

The term ssLNG refers to the direct use of liquefied natural gas in its liquid form, as opposed to the traditional model of regasification and subsequent introduction into the gas transmission grid. Small-scale liquefaction plants are usually developed to serve specific markets and have a production capacity of less than 500,000 tons per year (by contrast, a large industrial-scale LNG plant like the Gorgon facility has an export capacity of approximately 16 million tons per year). These plants provide supply to end-users in places where traditional infrastructure does not reach, or to consumers requiring liquid fuel.

There are three major end uses for ssLNG: marine fuel (bunkering), fuel for heavy road transport, and power generation in off-grid locations. The market is

relatively immature. However, several major energy companies are already involved in ssLNG, including Shell, Engie, ENI, Gasum, and Gazprom. The size of the market is expected to grow to approximately 100 million tons per year by 2030. Shell is developing bunkering services in the Amsterdam-Rotterdam-Antwerp region and in northern Germany. In August 2016, Shell and the government of Gibraltar signed an agreement for the supply of LNG for use in power generation there. Engie, the French natural gas production and distribution company, has pledged to invest €100 million (US\$112 million) in ssLNG and compressed natural gas (CNG) trucking infrastructure across Europe by 2020, and it has just started ship-to-ship LNG bunkering service in the port of Zeebrugge, Belgium. For several years, Italian oil and gas company ENI has been leveraging its presence at Zeebrugge to get involved in ssLNG. The Finnish company Gasum is focusing on expansion in the Nordic region, investing heavily in reloading and storage facilities in Sweden and Strategy& 5 Finland. In late 2016, Gazprom approved a development program for 2017–19 that includes construction of natural gas filling stations and the production and use of small-scale LNG in Europe and China. In Southeast Asia, players such as the Indonesian national oil company Pertamina are investing in ssLNG facilities.

Given the dynamics in the global natural gas markets — lower commodity prices, oversupplied gas markets, and industry focus on cost reduction — it may seem that any subsector would have difficulty attracting interest. But a number of powerful factors favor the growth of ssLNG. First, ssLNG initiatives, in contrast to large-scale LNG projects, offer investors more immediate and potentially attractive returns in the medium term. The proven technology allows ssLNG projects to offer a “plug and play” service with lower investment requirements and accelerated commissioning schedules. And that leads to reduced uncertainty on the project execution timing. Second, ssLNG is scalable, meaning operators can easily add capacity to serve increased demand while gaining supply chain synergies. That makes ssLNG an ideal way to meet short-term fluctuations in demand. And finally, precisely because of this flexibility, ssLNG can stimulate demand in areas of the market that were previously

unsuited to LNG as a fuel source, such as off-grid power generation on islands and in remote areas.

Off-grid power

The decision to switch to LNG from diesel, fuel oil, liquefied petroleum gas, and petroleum is highly correlated with the economics of alternative fuels. The investment required to switch to LNG power is relatively lower than for the other applications (trucking and bunkering), and no major infrastructure is required to sustain the business. In many instances, as with trucking, users switching to LNG will be motivated by the environmental and sustainability benefits. The key enabler for this market segment is the development of an efficient and sustainable logistics network, as most of the end-users are in remote locations.

The other key element to future success is a company's competency to broker partnerships. Building collaborative partnership models will be essential to mitigate commercial risks, align business interests, and move supply and demand projects forward in parallel. The development of these partnership models is precisely what companies like Shell and Engie have delivered. Shell's strategy is focused on integration across the value chain, leveraging its subsidiary Gasnor's positioning in the Nordics while capturing long-term contracts with major clients like Sovcomflot and Carnival. Shell has signed an agreement with Sovcomflot (SCF Group) to fuel the first four Aframax crude oil tankers in the world to be powered by LNG; the ships will operate in the Baltic Sea and northern Europe beginning in late 2018. Shell has also signed a supply agreement with Carnival to fuel the world's first LNG-powered cruise ships, which will begin sailing in northwest Europe and the Mediterranean in 2019.

Engie has targeted agreements with OEMs such as Wärtsilä, the Finnish company that manufactures and services power sources and other equipment in the marine and energy markets; auto manufacturer Fiat Chrysler Automobiles; and Iveco, the Italy-based industrial vehicle manufacturer. Engie also participates in joint ventures promoting European LNG; an example is Gas4Sea, a partnership with

Mitsubishi Corporation, NYK Line, and Connect2LNG that is targeting the trucking industry.

Sakhalin 2

Sakhalin-2 is one of the most challenging engineering feats ever achieved. It operates in some of the world's harshest conditions in Russia's far east, an area prone to earthquakes. In the North of the Island the winter season lasts up to 240 days and there is ice for most of the year. Facilities are designed to withstand the impact of a major earthquake.

The project on Sakhalin Island exports liquefied natural gas (LNG) and oil to the fast-growing energy markets in the Asia-Pacific region. Its major customers are located in Japan, South Korea, Taiwan, China, Malaysia, the Philippines and Singapore. The first Sakhalin-2 LNG cargo arrived in Japan's Tokyo Bay in April 2009.

The LNG plant has reached full capacity and now exceeds its annual design output, producing 10.93 million tonnes of LNG in 2016.

To protect the whales, sound levels in the area are constantly monitored. During construction, work such as drilling and pipelaying was suspended when the noise exceeded levels recommended by scientists. Buoys with acoustic monitors positioned along the edge of the feeding grounds track sound levels. Sakhalin Energy and ExxonMobil, the operator of the Sakhalin-1 project, jointly finance the large-scale research programme. During the 2016 field season, 14 new calves and one adult whale, which had not been previously recorded, were identified in the waters around Sakhalin. Updates have been made to the Sakhalin photo catalogue, where the total number of registered individual whales has now increased to 274.

Once the hydrocarbons are pumped ashore, a processing plant treats gas and condensate, a natural gas liquid, from the Lunskoye-A platform, along with oil and some gas produced by the Molikpaq and Piltun Astokhskoye-B platforms. From there, the gas is sent through two parallel 800-kilometre pipelines to the Prigorodnoye production complex at Aniva Bay in the south of the island, which includes an LNG plant, an oil export terminal and a port which is virtually ice-free during winter.

As long as the distance from Paris to Berlin, the pipelines cross seismic faultlines at 19 places and more than 1,000 of Sakhalin Island's 60,000 rivers and streams. The 8,000 construction workers who built them could only start work after unexploded munitions from World War II had been cleared.

Engineers planned the onshore pipeline route to avoid most of the active faults, where even low levels of seismic activity could cause ruptures. If no alternative route existed, they used pipeline segments made of steel that can bend up to four metres without breaking.