Министерство образования и науки РФ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ УПРАВЛЕНИЯ»
Институт экономики и финансов
Кафедра мировой экономики

Выпускная квалификационная работа (бакалаврская работа)
Обучающегося Копыловой Юлии Сергеевны на тему

«Формирование системы логистики как инструмента повышения эффективности территориально удалённых объектов»

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЛОГИСТИКИ КАК ИНСТРУМЕНТА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНО УДАЛЁННЫХ ОБЪЕКТОВ

Направление подготовки 38.03.02 – «Менеджмент»
Направленность (профиль) подготовки 50 – «Международный менеджмент» (Российско-германо-финская программа)

ОБУЧАЮЩИЙСЯ Копылова Юлия Сергеевна

РУКОВОДИТЕЛЬ доцент, к.э.н., Маланичева Н.В.

КОНСУЛЬТАНТ _____
(ученая степень, звание, Фамилия, Инициалы)

Допустить к защите

ЗАВЕДУЮЩИЙ КАФЕДРОЙ _____

«___» _____ 2017 г.

Москва – 2017 г

СОДЕРЖАНИЕ

Введение....4

ГЛАВА 1. Логистический менеджмент как основа системной устойчивости предприятия....7

1.1 Основные задачи и функции логистики на предприятии....7

1.2 Влияние логистических принципов управления в нефтегазовом комплексе на повышение эффективности предприятия....15

1.3 Логистика, как инструмент повышения эффективности территориально удаленных объектов....19

Выводы по Главе 1....24

ГЛАВА 2. Анализ системы логистики как инструмента повышения эффективности территориально удалённых объектов на примере Штокмановского проекта....25

2.1 Характеристика проекта освоения Штокмановского месторождения....25

2.2 Логистика на инвестиционной фазе проекта....29

2.3 Логистика на операционной фазе проекта....33

2.4 Логистика поставок сжиженного природного газа (СПГ) на мировой рынок....39

Выводы по Главе 2....48

ГЛАВА 3. Предложения по улучшению системы логистики как инструмента повышения эффективности территориально удаленных объектов....49

3.1 Предлагаемые мероприятия по совершенствованию системы логистики в проекте освоения Штокмановского месторождения....49

3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий....49

3.3 Сравнение предлагаемых мероприятий с лучшими международными практиками....51

Выводы по Главе 3.....59

Заключение.....61

Литература 64

Приложения.....66

ВВЕДЕНИЕ

Решение логистических задачи для бизнеса в условиях сформировавшейся инфраструктуры имеет высокую степень как научно-методологической, так и инструментальной проработанности. Существуют оптимизационные модели на графах с экономическим критерием, позволяющие находить оптимальные транспортные схемы или оптимальный объем запаса для хранения исходного сырья или конечной продукции.

В настоящей дипломной работе предпринята попытка решить задачу более общего случая, когда в качестве *предмета исследования* рассматривается проект с отсутствующей транспортной инфраструктурой, а его значительная территориальная удаленность позволяет рассматривать весь спектр возможных транспортных схем, причем как на инвестиционной фазе, так и на операционной фазе проекта.

Цель работы: предложить логистические мероприятия, обеспечивающие повышение эффективности реализации и функционирования территориально удаленных проектов.

Задачи:

- Получить синергию за счет использования на операционной фазе проекта логистической инфраструктуры, создаваемой на инвестиционной фазе проекта;
- Показать возможность реализации предлагаемых логистических мероприятий на примере конкретного проекта;
- Провести численный анализ возможной экономической эффективности предлагаемых мероприятий;
- Сравнить предлагаемые решения с лучшими мировыми практиками.

Актуальность работы обусловлена тем, что происходит все большее смещение ресурсной базы нефтегазовых проектов в сторону севера, вечной мерзлоты и шельфа полярных морей. В этих регионах отсутствует какая либо логистическая инфраструктура не только для функционирования проекта, но

даже для строительства инфраструктуры. В этих условиях задачи, поставленные в дипломной работе, по объединению логистических подходов на инвестиционной фазе и на операционной фазе являются более чем актуальными.

Следует отметить, что ранее такие вопросы не рассматривались на системном уровне. В отечественной литературе не удалось найти единых теоретических подходов к решению логистических задач одновременно на всех фазах проекта. Таким образом, *научная новизна* работы состоит в попытке провести технико-экономическое моделирование и оптимизацию совместного развития логистической инфраструктуры для всех фаз жизненного цикла крупного территориально-удаленного нефтегазового проекта.

В качестве *объекта исследований* в работе рассматривается проект освоения Штокмановского нефтегазового месторождения. Выбор этого проекта в качестве примера удобен для рассмотрения тем, что в настоящее время этот проект находится в замороженном состоянии и, следовательно, рассматриваемые в дипломной работе подходы могут быть потенциально использованы в будущем при принятии решения о возобновлении проекта.

Комплексный характер самого проекта и его экспортный потенциал предполагают, что в рамках дипломного проекта будут рассмотрены следующие логистические составляющие проекта:

- логистика доставки оборудования, материалов и персонала на точки сосредоточенного строительства проекта, включая платформу в Баренцевом море и береговой комплекс в Мурманской области;
- логистика доставки конечной продукции с шельфового месторождения на берег с возможными вариантами переработки продукции непосредственно на платформе в Баренцевом море;
- логистика доставки природного газа потребителям, включая альтернативные и взаимодополняющие логистические схемы посредством трубопроводного транспорта или путем сжижения природного газа и транспортировки морским путем в виде СПГ;

- логистика поставки СПГ в масштабах мирового рынка природного газа.

Дополнительным фактором, влияющим на эффективность конечного решения, является возможность использования на операционной фазе инфраструктуры, созданной на инвестиционной фазе.

Основными используемыми в работе *методами исследования* являются методы технико-экономического моделирования, включая вопросы:

- дисконтирования денежных потоков;
- нелинейной оптимизации по критерию максимума ЧДД;
- синхронизации временного графика реализации проекта и функционирования проекта;
- анализа баланса спроса-предложения;
- анализа чувствительности проекта к изменению внешних условий и др.

Конечные результаты работы можно разделить на два уровня. На первом уровне представлены подходы к системному анализу комплексных территориально-удаленных нефтегазовых проектов. Эти подходы могут быть использованы в будущем при решении задач поиска оптимальных схем развития инфраструктуры, включая логистическую инфраструктуру, для проектов на шельфах арктических морей или в зонах вечной мерзлоты.

На втором уровне представлены конкретные результаты оптимизации для перспективного проекта освоения Штокмановского месторождения с предложением конкретных управленческих решений по целевой инфраструктуре проекта, включая предложения по целесообразности развития железнодорожного транспорта и оптимальной доли реализации продукции в виде СПГ. Указанные предложения имеют количественный анализ эффективности в виде модели, реализованной в среде MS Excel, которая может быть актуализирована по мере появления уточненных данных или параметров будущего проекта.

ГЛАВА 1. ЛОГИСТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ КАК ОСНОВА СИСТЕМНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Основные задачи и функции логистики на предприятии

Основные задачи логистики на предприятии можно структурировать на две основные составляющие: предшествующие основному технологическому процессу, и завершающие основной процесс. Соответственно первая категория связанна с проблемами снабжения, а вторая – распределения конечной продукции.

К основным составляющим логистических мероприятий относят (рис. 1.1):

- логистика снабжения;
- логистика запасов сырья
- производственная логистика;
- распределительная логистика;
- логистика складирования;
- сервисная и транспортная логистика.

Также представляет интерес информационная логистика, присутствующая на всех этапах жизненного цикла продукции.

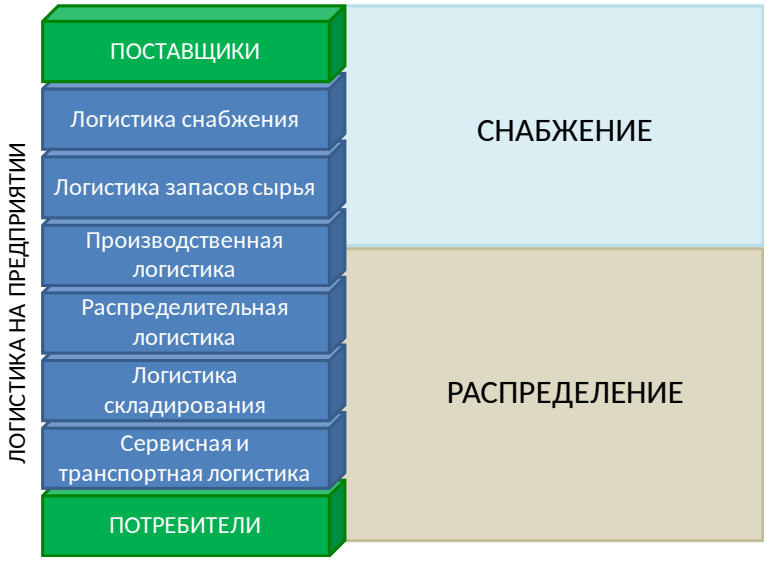

Рис.1.1 Основные задачи и функции логистики на предприятии

В части распределительной логистики, относящейся к потребителям продукции, ключевым является взаимоувязка факторов товара, цены и места [1]. Концепция логистики представляет собой систему планирования, контроля и управления материальными, финансовыми, информационными и иными потоками, для целей эффективного использования потенциальных возможностей по физическому перемещению ресурсов от первичного источника до конечного потребителя, а также для реализации принципа системного подхода к учету логистических издержек по всей логистической цепочке.

Источником появления логистических затрат являются логистические операции, в результате воздействия которых на материальные потоки происходит их перемещение от производителей к потребителям.

Логистическая операция — это действие, не подлежащее дальнейшей декомпозиции, направленное на преобразование материального и сопутствующих ему потоков. Логистические операции объединяются в функциональные группы, которые образуют логистические функции.

Логистическая функция — это укрупненная группа (совокупность) логистических операций, которые однородны с точки зрения их цели и направлены на реализацию целей логистической системы.

Звенья логистической цепи (линейно упорядоченное множество организаций, которые осуществляют логистические операции по доставке внешнего материального потока потребителю):

- производители ресурсов;
- поставщики ресурсов;
- склады;
- транспортные предприятия;
- потребители ресурсов;
- распределительные центры;
- информационно-компьютерные центры сервиса и связи.

Иногда рассматриваемые в рамках данного дипломного проекта совокупности коммерческой, финансовой, информационной и сервисной логистики объединяют под термином экономическая логистика [2].

В основе концепции логистики лежат следующие основные исходные положения.

Реализация принципа системного подхода. Максимальный эффект достигается в случае, когда материальный поток оптимизируется на всем протяжении от первичного источника до конечного потребителя, а не в рамках отдельного подразделения. Поэтому необходимо рассматривать все звенья логистической цепи как целостную систему, чтобы учесть экономические интересы участников этой системы [5].

Учет логистических издержек на протяжении всей логистической цепи. Необходимым условием эффективного управления логистическими затратами является возможность их точного измерения и учета включая затраты на закупку, комплектацию, транспортировку, складирование, хранение, управление перевозками, погрузку-разгрузку и др.

Цель логистического подхода - сквозное управление отдельными звеньями цепи движения материалов [14], как единой системой, обеспечивающей перемещение и складирование, прохождение материального и связанного с ним информационного потоков от пункта закупки материально-технических ресурсов (МТР) до пункта конечного потребления.

В логистике наряду с материальным потоком используются также другие виды потоков:

а) информационный — совокупность циркулирующих внутри логистической системы, между нею и внешней средой сообщений, необходимых для управления и контроля логистических операций, часть логистики, которая занимается организацией потока данных, который сопровождает материальный поток в процессе его перемещения;

б) финансовый — движение финансовых средств внутри логистической системы и между логистической системой и внешней средой,

направленное на достижение эффективного движения определенного материального потока.

Одним из главных показателей, характеризующих эффективность системы материально-технического обеспечения (МТО) организации, являются логистические затраты.

Логистические затраты представляют собой денежное выражение использованных трудовых, материальных, финансовых и информационных ресурсов, обусловленные выполнением организацией своих функций по обеспечению материально-техническими ресурсами.

К логистическим операциям с материальным потоком относят погрузку, транспортировку, разгрузку, комплектацию, складирование, упаковку и другие операции.

Логистические операции с информационным потоком – сбор, обработка и передача информации, соответствующей материальному потоку.

Логистические затраты классифицируются по различным критериям:

- по основным логистическим функциям ресурсного потока:
- формируемые в процессе закупок МТР;
- формируемые на различных стадиях продвижения МТР;
- формируемые на этапе распределения продвижения МТР к местам потребления;
- связанные с формированием и поддержанием страховых запасов МТР;
- связанные с формированием и поддержанием финансовых и информационных процессов, обеспечивающих ресурсный поток;
    - б) по месту возникновения затрат: затраты функциональных структурных подразделений и служб, связанных с управлением и обеспечением ресурсного потока (подразделения снабжения, транспорта, баз хранения);
    - в) по видам затрат: оплата труда, социальные начисления, топливо, электроэнергия, амортизация, сторонние услуги и другие затраты, которые отражаются на стоимостных показателях).

Основную долю логистических затрат составляют:

- затраты на транспортировку;
- затраты на формирование запасов материальных ресурсов;
- затраты на складскую деятельность.

Основные функциональные области логистики:

а) закупочная логистика — процесс обеспечения предприятий материальными ресурсами, размещения ресурсов на складах предприятия, их хранения и выдачи по назначению использования;

б) производственная логистика — управление материальным потоком в процессе его движения от первичного источника до конечного потребителя;

в) распределительная логистика — комплекс взаимосвязанных функций, реализуемых в процессе распределения материального потока между потребителями, включая всю цепь системы распределения: маркетинг, транспортировку, складирование и др.;

г) транспортная логистика — управление транспортировкой грузов, т. е. изменением местоположения материальных ценностей с использованием транспортных средств;

д) информационная логистика — это часть логистики, которая является связующим звеном между снабжением, производством и сбытом предприятия и занимается организацией потока данных, который сопровождает материальный поток в процессе его перемещения.

Материальный поток, двигаясь от первичного источника через цепь транспортных и посреднических звеньев к конечному потребителю, постоянно увеличивается в стоимости. Анализ доли расходов на логистику в конечной цене ресурсов, показывает резервы улучшения экономических показателей субъектов хозяйствования и оптимизации управления материальными потоками.

Основной задачей, стоящей перед логистикой, является снижение затрат, на пути материального потока от первичного источника до конечного

потребителя. Существующая на предприятии система учета издержек производства и обращения должна выделять затраты, возникающие в процессе применения функций логистики, формировать информацию о затратах с целью достижения минимальных совокупных издержек на протяжении всей логистической цепи.

В этой связи логистика предполагает пооперационный учет издержек на всем пути движения материального потока, который позволяет использовать показатель изменения суммы издержек в качестве критерия эффективности принимаемых решений в сфере управления материальными потоками.

Логистика способствует повышению эффективности работы корпорации при соблюдении следующих требований:

- поддержание связи логистики с корпоративной стратегией;
- совершенствование организации движения материальных потоков;
- поступление необходимой информации и современная технология ее обработки;
- эффективное управление трудовыми ресурсами;
- учет прибыли от логистики в системе финансовых показателей;
- определение оптимальных уровней качества логистического обслуживания с целью повышения рентабельности;
- тщательная разработка логистических операций.

В целом принципиальное отличие и эффективность логистического подхода к управлению материальными потоками от традиционного заключается в:

- выделении единой функции управления прежде разрозненными материальными потоками;
- технической, технологической, экономической и методической интеграции отдельных звеньев цепи в единую систему, обеспечивающую эффективное управление сквозными материальными потоками, процессом рационального движения и развития единой

совокупности материальных, финансовых, трудовых, информационных потоков;

- согласованности внешнего и внутреннего транспорта, гарантирующей своевременную доставку ресурсов и, главное, с наименьшими транспортными затратами по месту назначения. В логистическом планировании транспорт рассматривается как инструмент, связывающий географически разобщенные места производства, складирования и сбыта в единую систему;
- синхронности складского хозяйства и транспорта, что позволяет минимизировать логистические затраты [3].

Учет логистических затрат должен быть интегрирован с их нормированием, планированием и анализом в единую информационную систему, позволяющую оперативно выявлять и устранять отклонения в процессе логистической деятельности.

Использование нормативов затрат напрямую решает проблему управления логистическими издержками, потому что при таком подходе определяют, какими должны быть затраты по логистическим операциям, а не прогнозируют будущие издержки, исходя из опыта прошлых лет. Чтобы составить обоснованный бюджет, нормативы затрат следует устанавливать по видам деятельности.

Для решения проблемы нормативного управления логистическими издержками, необходимы следующие функции:

- построение системы логистических показателей и оценки логистических издержек;
- учет и анализ логистических издержек по видам деятельности;
- анализ прибыльности логистической деятельности компании;
- контроль над логистическими издержками.

Эффективность работы логистической системы оценивается исходя из сопоставления реальных затрат с проектными данными или плановой сметой расходов.

Каждый вид логистических мероприятий имеет свои факторы эффективности и риски [5].

Для транспортной логистики выделяют следующие риски:

а) коммерческий риск выражается в срыве поставок, недополученной продукции, увеличении транспортных издержек, нарушении сроков поставки, невыполнении финансовых обязательств, утрате доли дохода (прибыли);

б) риск ущерба в результате изменения погодных условий, включая стихийные бедствия;

в) технические риски связаны с эксплуатацией технических средств логистической системы (риски «каско»);

г) риск утраты груза в результате хищения, учитывая пропажу груза без вести или угон транспортного средства вместе с грузом;

д) экологический риск выражается в ущербе окружающей среде, например, при транспортировке или хранении продукции;

е) риск наступления гражданской ответственности, возникшей в связи с ущербом, нанесенным юридическим или физическим лицам в процессе логистической деятельности.

Для складской логистики выделяют следующие риски:

а) превышение объема хранения, т.е. нарушение производственного ритма;

б) утрата (хищение) имущества;

в) повреждение или уничтожение товара в результате поломки систем жизнеобеспечения: водопровода, электропроводки, канализационных систем и т.д.;

г) повреждение или утрата в процессе хранения и обработки в результате неосторожности или ошибки работников склада;

д) риск повреждения или уничтожения в результате пожара, стихийных бедствий.

1.2 Влияние логистических принципов управления в нефтегазовом комплексе на повышение эффективности предприятия

Для каждого типа логистических задач в нефтегазовой отрасли существует своя специфика, связанная с особенностью отрасли. Наибольшие различия относятся к логистике распределения конечной продукции и ее товарных запасов.

Так, можно выделить следующие логистические процессы, являющиеся для газовой отрасли отдельными подотраслями [12]:

- Добыча, сбор, переработка;
- Транспорт по магистральным газопроводам;
- Транспорт в виде сжиженного природного газа (СПГ);
- Хранение в подземных хранилищах газа (ПХГ)
- и др.

Схема сопоставления логистических процессов и процессов в газовой отрасли приведена на рис. 1.2.

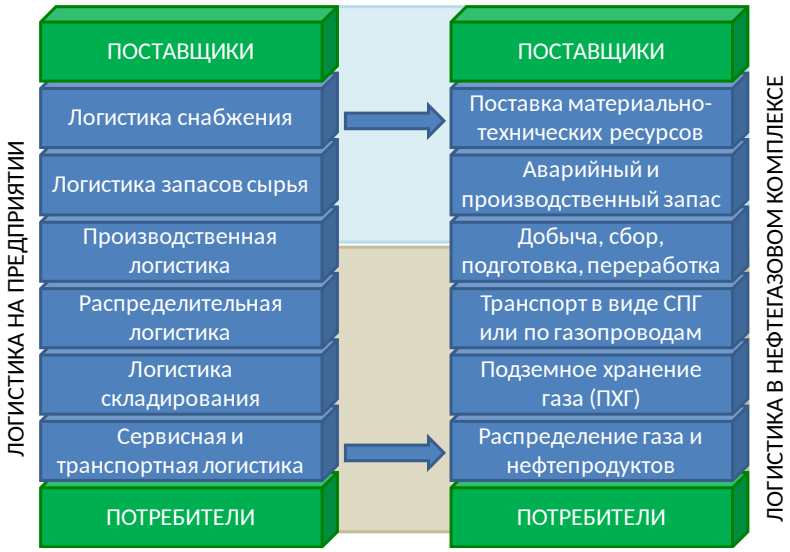

Рис 1.2 Соответствия логистики на предприятии и логистики в нефтегазовом комплексе

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России включает 152 тыс. км магистральных газопроводов (в однониточном исчислении) и более 6 тыс. км – газопроводов отводов (общая протяженность магистральных газопроводов и отводов – 158 тыс. км). Еще около 5 тыс. км составляют магистральные газопроводы вне ЕСГ. Активный объем подземных хранилищ газа на территории РФ – более 69 млрд куб. м. Пропускная способность газотранспортной системы – около 700 млрд куб. м в год.

Современная система нефтепроводного транспорта России состоит из более 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, пропускной способностью свыше 450 млн т в год. Протяженность нефтепродуктопроводов превышает 20 тыс. км, в том числе более 15 тыс. магистральных и около 5 тыс. км – распределительных; годовая мощность нефтепродуктопроводной системы превышает 50 млн т. Емкость резервуарных парков по нефти превышает 15 млн куб. м, по нефтепродуктам – 5 млн куб. м.

По протяженности и емкости систем трубопроводного транспорта углеводородов Россия находится на втором месте в мире после США. По магистральным трубопроводам поставляется более 90 % российской нефти, почти 25 % нефтепродуктов и 100 % природного и утилизируемого попутного нефтяного газа (ПНГ). Сжиженные углеводородные газы (СУГ) транспортируются железнодорожным транспортом.

В настоящее время среднесетевая загрузка магистральных нефтепроводов превышает 90 %, нефтепродуктопроводов – 50 %. Уровень загрузки магистральных газопроводов в зависимости от региона и сезонности составляет от 20 до 100 %.

Стратегическими задачами развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса являются:

- обеспечение условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов страны, прежде всего в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Северо-Западе России;

- формирование новых внутрироссийских и экспортных потоков газа и нефти, в первую очередь в существующие и перспективные промышленные центры Восточной Сибири и Дальнего Востока, в страны АТР;
- расширение транзита газа, нефти и нефтепродуктов по российской территории,
- обеспечение экспорта газа, нефти и нефтепродуктов, минуя таможенную территорию сопредельных государств;
- обеспечение баланса между необходимыми объемами транспорта газа, нефти и нефтепродуктов и пропускной способностью транспортной системы, при котором для оперативного учета спроса на рынке транспортная система должна иметь резерв пропускной способности в каждый отрезок времени,
- обеспечение сбалансированного развития газовой, нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, газохимической промышленности, включая согласованное по объемам и синхронизированное во времени создание систем газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов, а также инфраструктуры комплексной переработки и химии углеводородов.

В этих условиях необходима модернизация систем транспорта газа и нефти, диверсификация основных направлений поставок внутри России и на экспорт. Главным результатом диверсификации будет повышение надежности обеспечения газом и нефтью экономики и населения страны, крупномасштабный выход России на новые энергетические рынки.

Крупнейший экспортный проект транспортировки природного газа реализуемый на Северо-Атлантическом направлении – «Северный поток 2» (North Stream 2). Предполагается строительство газопровода через акваторию Балтийского моря от Выборга до побережья Германии в район г. Грайфсвальда с возможным сооружением морских газопроводов-отводов для подачи газа потребителям Финляндии, Швеции, Великобритании и других стран. Реализация проекта позволит диверсифицировать маршруты экспорта

российского газа, обеспечить прямой выход на общеевропейскую газовую сеть, повысить надежность и коммерческую эффективность сбыта.

Для обеспечения поставок газа в газопровод «Северный поток» и потребителям Северо-Западного региона России в настоящее время ведется строительство магистрального газопровода Грязовец – Выборг 2. Газопровод пройдет по территории Вологодской и Ленинградской областей.

В качестве отдаленной перспективной базы для проектов Грязовец – Выборг и Северный поток рассматривается проект освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. Штокмановское месторождение расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, на северо-востоке от Мурманска на расстоянии около 600 км. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м. Проект предусматривает ежегодный объём добычи около 80 млрд куб. м природного газа и 0,6 млн тонн газового конденсата. Первая фаза освоения месторождения предусматривает добычу 23,7 млрд куб. м. природного газа в год. Планируется строительство газопровода Штокмановское месторождение – Териберка (побережье Баренцева моря) (около 600 км) – Мурманск – Санкт-Петербург (1,5 тыс. км), завода по сжижению природного газа и терминала СПГ в Териберке. Предполагается организация консорциума для финансирования проекта [8].

1.3 Логистика, как инструмент повышения эффективности территориально удаленных объектов

Основной особенностью дипломного проекта является совместное рассмотрение логистических задач, как на этапе стройки, так и на этапе функционирования проекта. Эта особенность наиболее актуальна для территориально-удаленных проектов, для которых задача организации снабжения стройки является самостоятельной крупной проблемой. На синергии логистических схем инвестиционных и операционных фаз возможно получение дополнительных факторов эффективности.

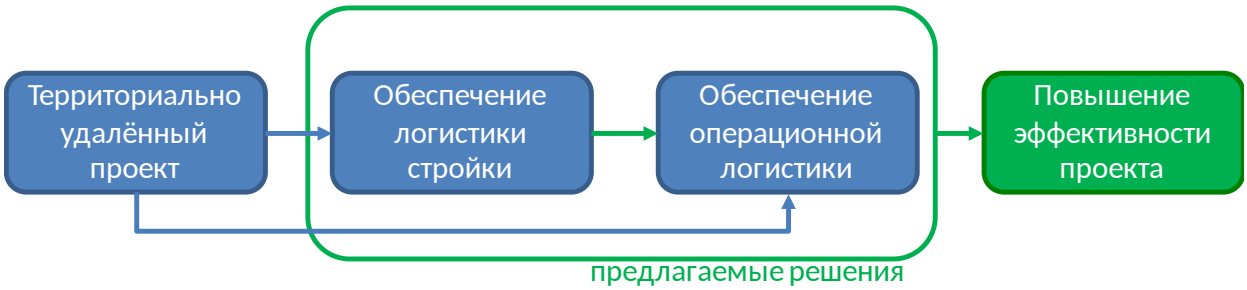

Рис1.3 Цепочка предлагаемых решений

Для территориально-удаленных нефтегазовых проектов существует своя специфика логистических операций. Она различается для территориально удаленных объектов в Восточной Сибири в зоне вечной мерзлоты (например, Чаяндинское месторождение) и для территориально-удаленных объектов на шельфе северных морей (например, Штокмановское месторождение).

Различия в логистике в нефтегазовой отрасли на инвестиционной и операционной фазах приведены на рис. 1.4.

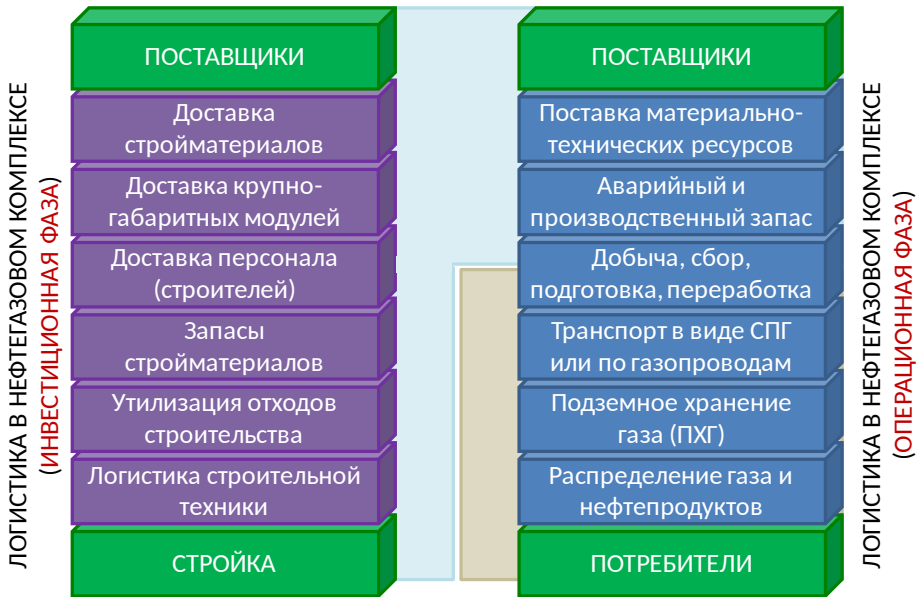

Рис 1.4 Различия логистики на инвестиционной и операционной фазе

Перспектива развития нефтегазодобычи в России в значительной мере определяется освоением месторождений континентального шельфа [9]. На сегодняшний день получены лицензии на 37 участков на шельфе Баренцева, Охотского, Печорского, Карского (в т.ч. акватории Обской и Тазовской губ), и Восточно-Сибирского морей. Планирование работ по добыче нефти и газа на шельфе невозможно без ясного понимания технических и технологических подходов к освоению месторождений. Анализ мировых тенденций в области технологии добычи и транспорта продукции морских месторождений показывает активное развитие подводных технологий и расширяющуюся практику их внедрения. Можно утверждать, что в ближайшей перспективе технологии подводной добычи нефти и газа будут являться определяющими при освоении морских месторождений.

На сегодняшний день в результате консолидации технического и экономического потенциала зарубежных компаний, в мире осталось только четыре производителя подводного оборудования для добычи нефти и газа, три из которых располагаются в США и один в Норвегии. Сложившаяся ситуация позволяет отнести системы подводной добычи к числу наиболее критических видов оборудования для освоения морских месторождений с точки зрения

обеспечения технологической независимости российских компаний и планирования работ по импортозамещению, локализации производства и/или приобретению нефтегазового оборудования. Учитывая значительное время, необходимое для проектирования и изготовления подводного оборудования, первостепенное значение приобретают вопросы планирования сроков внедрения и определения детального состава оборудования систем подводной добычи, необходимого для реализации Программы освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года, которая устанавливает сроки проведения геологоразведочных работ, порядок ввода в эксплуатацию месторождений континентального шельфа и объемы добычи углеводородов.

Концепции освоения мелководного шельфа арктической зоны предлагаются в виде общих схем обустройства с глубинами моря до 25 метров. Эти концепции реализуются в виде модульных проектных решений.

Концепция 1. Изолированный искусственный остров;

Концепция 2. Искусственный остров с прямым выходом на береговые структуры обустройства;

Концепция 3. Система стационарных ледостойких платформ.

При реализации Концепции 1 буровые и производственные установки расположены на искусственном острове. Эти установки планируется построить в виде отдельно стоящих технологических модулей.

Карта лицензионных участков на шельфе морей РФ представлена в приложении 1.

Для территориально удаленных шельфовых проектов реализуется следующая специфика логистических мероприятий:

- организация центральных, региональных и локальных (временных) береговых баз для обеспечения работ на шельфе и поступательное их развитие в соответствии с ростом масштабов освоения морских месторождений;

- оптимизация планирования грузоперевозок – направлений, номенклатуры, объемов транспортных потоков, способов доставки грузов от производителей на береговые базы обеспечения и далее на морские объекты, анализ и устранение «узких мест» в логистической цепи;
- рациональная организация осуществления логистических операций за счет оптимального распределения функций между собственными силами и средствами нефтегазовой компании, с одной стороны, и подрядчиками, с другой стороны, с целью снижения капитальных и эксплуатационных затрат и обеспечения бесперебойного обеспечения деятельности морских промыслов;
- сбалансированное и взаимовыгодное взаимодействие с логистической деятельностью сторонних компаний;
- развитие флота судов обеспечения.

Выводы по Главе 1

В первой главе:

- осуществлен анализ литературных источников, раскрывающих тематику современных логистических подходов;
- проведен анализ и выделены необходимые звенья логистических цепей, соответствующие специфике нефтегазовых проектов;
- предложена дополнительная классификация для логистических операций на инвестиционной и на операционной стадиях проекта;
- учтена специфика логистики для территориально-удаленных нефтегазовых проектов, включая специфику логистики шельфовых проектов;
- предложены сценарии и варианты управленческих решений для синтеза оптимальных логистических схем на последующих этапах дипломного проекта.

Следует отметить, что на этапе поиска имеющихся разработок и концепций по теме проекта в открытых литературных источниках не удалось найти аналогов системного подхода к совместному рассмотрению логистики проектов на инвестиционной и операционной фазе.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЛОГИСТИКИ КАК ИНСТРУМЕНТА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНО УДАЛЁННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО ПРОЕКТА

2.1 Характеристика проекта освоения Штокмановского месторождения

Штокмановское месторождение расположено на среднегодовой границе ледового покрова в Баренцевом море на расстоянии 550 км от берега.

Добыча газа на месторождении планируется с помощью подводного добычного комплекса.

Переработка газа планируется на специальном плавучем заводе.

Сжижение газа планируется на береговом комплексе пос. Териберка (рис. 2.1).



Рисунок 2.1. Ситуационная карта размещения берегового комплекса

Штокмановское газоконденсатное месторождение является наиболее хорошо изученным поисково-разведочным бурением. На месторождении выявлены, разведаны и учтены Государственным балансом полезных

ископаемых РФ четыре газоконденсатные залежи в отложениях средней юры (сверху вниз): в пласте Ю0, в пласте Ю1, в пласте Ю2 и в пласте Ю3. Газ всех залежей Штокмановского месторождения содержит конденсат, содержание которого увеличивается с глубиной. Результаты бурения и испытания скважин, пробуренных на Штокмановском месторождении, показали, что основная часть запасов углеводородов сосредоточена в залежах, приуроченных к пластам Юо и Ю1. По величине запасов газа месторождение относится к уникальным с запасами 3939,41 млрд м3, которые все переведены в категорию С1. Месторождение подготовлено к разработке.

Хронология освоения месторождения:

- 1988 открытие месторождения
- 1990- 1995 детальная сейсморазведка;
- бурение 6 разведочных скважин
- 1993 лицензия выдана АО «Росшельф»
- 2000 включено в перечень СРП
- 2002 лицензия передана ЗАО «Севморнефтегаз»
- 2002 выполнен проект разработки
- 2012 начало промышленной добычи газа

Сравнительный анализ показал, что наиболее эффективными могут быть поставки сжиженного газа со Штокмановского газоконденсатного месторождения, расположенного на шельфе Баренцева моря. Разведанные запасы [11] Штокмановского месторождения составляют 3,2 трлн. куб. м газа и более 31млн. тонн конденсата. Первая фаза освоения месторождения рассчитана на добычу 22,5 млрд. куб. м газа в год и производство из него 15 млн. т СПГ. С выходом на проектную мощность на месторождении можно будет добывать 67,5 млрд. куб. м газа. Этот объем сопоставим с годовой добычей газа одного из крупнейших поставщиков газа в Европу – Норвегии.

Штокмановский проект отвечает следующим критериям:

- наличие больших запасов газа, что обеспечивает стабильное долгосрочное производство СПГ;
- возможность последующего существенного расширения производства в зависимости от рыночной ситуации;
- расширение производства СПГ значительно повышает экономическую эффективность;
- благоприятный состав газа;
- благоприятное географическое положение относительно существующих и планируемых приемных терминалов целевого рынка;
- возможность диверсификации поставок - параллельное ведение поставок в Европу и АТР с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий;
- здесь по сравнению с другими арктическими месторождениями нет льдов и вечной мерзлоты.

Основные варианты технологических схем Штокмановского проекта:

Полностью подводное обустройство месторождения с управлением морскими сооружениями с берега, подводная система трубопроводов для транспортировки многофазного потока газа до берега, 2 линии завода по сжижению мощностью 7,5 млн. тонн в год или 3 линии мощностью по 5 млн. тонн в год.

Обустройство месторождения с установкой морской платформы для сепарации газа со скважины, подводная система трубопроводов, 2 линии завода по сжижению мощностью 7,5 млн. тонн в год или 3 линии мощностью по 5 млн. тонн в год.

При реализации Штокмановского проекта существует возможность использования местной существующей инфраструктуры и объектов ВМФ, в частности, причальные сооружения [10], вспомогательные суда, объекты обеспечения безопасности и т.п.

В настоящее время при участии Мурманской администрации и ВМФ рассматриваются три варианта площадок размещения завода СПГ на Кольском полуострове:

- п. Видяево;

- п. Печенга;

- п. Териберка.

Прорабатывается также вариант строительства плавучего завода СПГ.

За аналог для экспертной оценки и последующего анализа вариантов размещения заводов СПГ принят завод СПГ в районе Мурманска.

Штокмановское ГКМ расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 290 км к западу от побережья островов архипелага Новая Земля и в 650 км от порта г. Мурманска (рис. 2.2).



Рисунок 2.2 Размещение Штокмановского мпесторождения

Добыча газа Штокмановского месторождения в объеме 71,7 млрд. м3 в год предполагается с применением морских ледостойких платформ или подводных добычных комплексов.

Морская трубопроводная часть протяженностью трассы 580 км включает трубопроводную систему из трех морских трубопроводов, диаметром 46 дюймов, которая предназначена для транспортировки двухфазного потока (природного газа, конденсата).

Производство СПГ планируется в объеме 27,2 млн.т/год - четырьмя технологическими линиями производительностью 6,8 млн.т/год каждая.

Сухопутный газопровод: предусматривается транспортировка природного газа по сухопутному газопроводу в район Волхова с возможностью поставок газа регионам России, расположенным в зоне влияния ШГКМ (Мурманская область, Ленинградская область, Республика Карелия) и поставок газа по газопроводу СЕГ в Европу (Германия).

Проектом предусмотрено строительство комплекса по производству, хранению и отгрузке СПГ. В составе сооружений комплекса предусмотрены следующие объекты:

Объекты на входе завода СПГ - системы для обслуживания добычного комплекса (пробкоуловитель), система стабилизации конденсата.

Объекты на выходе завода СПГ - порт, хранилища СПГ.

В состав порта будут входить терминалы отгрузки СПГ (три причала), причал вывоза газового конденсата [13], причалы вспомогательного флота.

Терминал отгрузки СПГ рассчитан на загрузку танкеров СПГ емкостью от 125 до 250 тыс.м3. Производительность системы отгрузки СПГ составляет 10 тыс. м3/час/судно. Предусмотрены четыре рукава отгрузки жидкого продукта и два рукава возврата отпарного газа. Время загрузки танкера в нормальном режиме составляет 21,5 часов для танкера объемом 216 тыс. м3 СПГ.

В составе вспомогательного флота предполагается использование буксиров для обеспечения швартовки и разворота танкеров, и судов снабжения для доставки топлива, воды, бункеровки танкеров во время грузовых операций, сбора загрязнений в акватории порта.

2.2 Логистика на инвестиционной фазе проекта

Логистика на инвестиционной фазе проекта:

- Необходима организация доставки грузов на расстояние 550 км от берега;
- На объекте в течении полугода присутствует ледовый покров, следовательно, необходимо учесть указанные логистические ограничения в виде создания необходимых запасов или противолёдных работ;
- Строительство подводных (подледных) комплексов сопряжено с рисками, что подводная часть айсбергов может их разрушить (рис. 2.3);
- Необходима организация доставки грузов на строительство берегового логистического комплекса в районе пос. Териберка (Мурманская область) [7];
- Необходима вахтовая доставка строителей на объект в районе Штокмановского месторождения.

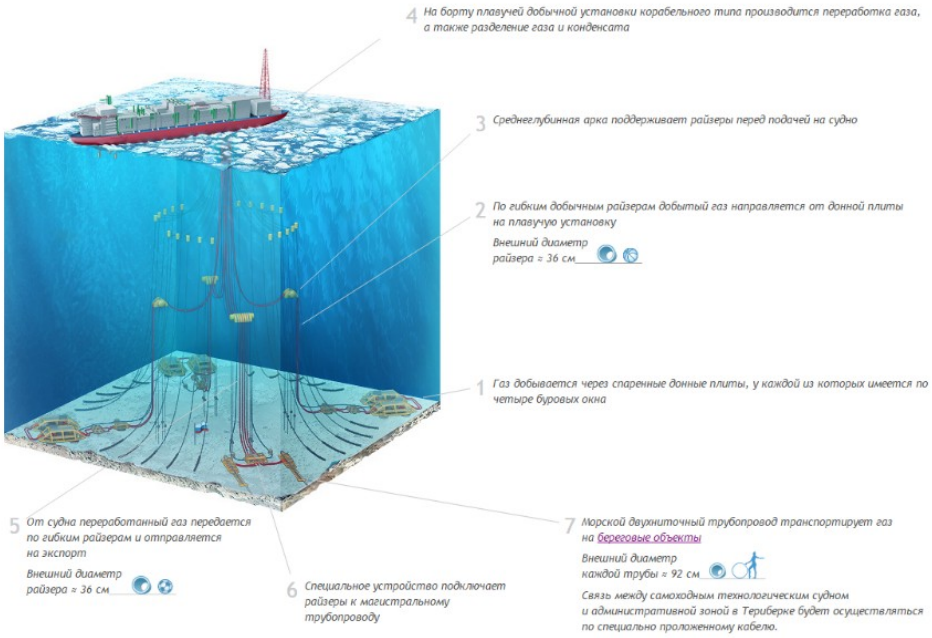

Рис2.3 Подводный добычной комплекс [15]

Возможные схемы доставки на Штокмановское месторождение:

- Малый ледокольных флот;
- Вертолетное сообщение;
- Караван судов при сопровождении атомного ледокола.

Возможные схемы доставки на береговой комплекс:

- Строительство железной дороги;
- Автомобильный транспорт;
- Строительство аэропорта для принятия крупных самолетов;
- Малая авиация, морской транспорт, дирижабли

С учетом масштабов строительства необходимо использование морской доставки для крупногабаритных грузов, в первую очередь, для доставки морского перерабатывающего комплекса, а также готовых блочно-модульных конструкций подводного добычного комплекса.

При строительстве берегового логистического комплекса возможно обойтись без использования крупногабаритных модулей

Строительство завода по сжижению природного газа (СПГ) потребует использования готовых конструкций и резервуаров, которые могут быть доставлены тоже только по морю.

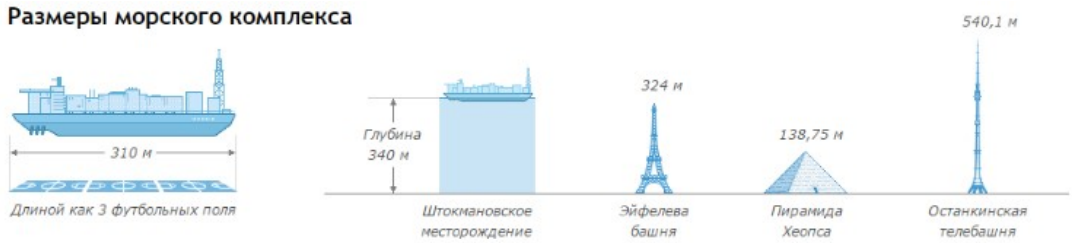

Рисунок 2.4. Сравнение размеров морского комплекса [15]

На инвестиционной фазе в качестве варьируемых параметров в модели используются следующие переменные: опция на расширение железной дороги и опция на расширение мощностей по сжижению газа.

Опция на расширение железной дороги.

В настоящее время существует железнодорожная ветка до Мурманска. Однако, однопутное исполнение и, как следствие, низкая пропускная способность указанной ветки недостаточна для обеспечения стройки и последующего вывоза газового конденсата железнодорожным транспортом. Кроме того, отсутствует ответвление на поселок Териберка (рис. 2.5).



Рисунок 2.5 Железнодорожная сеть северо-запада России

Таким образом, имеется опцион на расширение железнодорожных мощностей. Его реализация потребует инвестиций в объеме 1,4 млрд долл. в течении двух лет. При этом будет обеспечено снижение стоимости доставки грузов на строительство проекта. Средняя экономия капитальных вложений в случае доставки грузов железнодорожным транспортом оценивается в 10%. Кроме того, в случае реализации опции на расширение железной дороги, транспортировка товарной продукции газопереработки (жидкие) будет производится по железной дороге. При этом цена реализации товарного конденсата на 10% выше при поставке по железной дороге, чем при поставках морским путем, так как возможна поставка конечным потребителям и не требуется перевалка в морских портах с последующей транспортировкой по железной дороге в конечном регионе потребления.

Как видно, присутствуют разнонаправленные факторы: с одной стороны, требуются дополнительные инвестиции, а с другой стороны, возможна экономия на инвестиционных затратах при реализации проекта и дополнительная выручка при продаже конденсата.

Детальные расчеты экономической эффективности при сравнении вариантов с этой опцией и без опции на расширение железной дороги приведены в Главе 3.

Опция на расширение мощностей по сжижению газа.

В работе предполагается возможность реализации от одной до 10 ниток сжижения природного газа на береговом комплексе в районе пос. Териберка. Сжижение газа на одной нитке возможно в объеме до 7,5 млрд м3 в год. При этом до 12% природного газа расходуется на собственные нужды завода по сжижению природного газа. Для сравнения, при транспортировке по магистральным газопроводам с учетом современных технологий транспорта при высоких давлениях расход газа на собственные нужды оценивается в 7%. Цена реализации СПГ на 50$/тыс.м3 выше, чем реализация трубопроводного газа, так как существует возможность поставки СПГ на рынки, обладающие более высокой маржинальностью, например в Испанию, где цена в среднем на 50$ выше среднеевропейских.

Таким образом, при реализации опциона действуют разнонаправленные факторы. С одной стороны, потребуются дополнительные инвестиции в завод СПГ и более высокий расход газа на собственные нужды процесса сжижения, с другой стороны, будет обеспечена более высокая цена реализации.

Детальные расчеты экономической эффективности при сравнении вариантов с этой опцией и без опции на расширение мощностей по сжижению природного газа приведены в Главе 3.

2.3 Логистика на операционной фазе проекта

При определении планируемых затрат на логистику МТР используются транспортно-технологические схемы доставки МТР, которые разрабатываются в соответствии с требованиями нормативных документов.

При формировании транспортно-технологических схем проводится комплексное изучение рынка транспортно-экспедиторских услуг в регионе строительства в области автомобильных, речных и морских перевозок, услуг по погрузочно-разгрузочным операциям. Генеральные экспедиторы направляют запросы в коммерческие организации с предложением оказать услуги в рамках сформированных транспортных схем.

Транспортные схемы охватывают весь процесс доставки продукции от поставщика (изготовителя) до конечного получателя и включают в себя все элементы процесса транспортировки различными видами транспорта с учетом их преимуществ и недостатков, применительно к характеру груза и географически-климатическим особенностям района доставки. Транспортные схемы совместно с обоснованием расценок на транспортно-экспедиторские операции согласовываются с Заказчиком, несущим расходы по доставке МТР.

Транспортировка МТР предполагает различные варианты комбинирования одного или нескольких видов транспорта в перевозочном процессе. При этом процесс транспортировки включает совокупность логистических операций по перевозке, погрузке-разгрузке, передаче груза из подвижного состава одного вида транспорта в подвижной состав другого вида транспорта в пунктах стыкования различных видов транспорта, экспедирования и других сопутствующих логистических операций, перечень которых при использовании комбинированных видов транспорта увеличивается.

Следует отметить, что причиной широкого развития смешанных перевозок состоит в том, что из всех видов транспорта по сути лишь автомобильный может выполнять перевозки «от двери до двери».

Железнодорожный и водный транспорт имеют такую возможность лишь при наличии подъездных путей и причалов у грузовладельцев, основной объем грузовых воздушных перевозок осуществляется при участии автомобильного транспорта.

По результатам анализа логистических операций, осуществляемых при движении МТР от поставщика к месту их конечного потребления и их значимости в формировании затрат на логистику МТР, можно выделить 5 (пять) крупных блоков логистических операций:

а) погрузка МТР на базах поставщика (завода-изготовителя или предприятия по реализации МТР). Как правило, стоимость погрузочных работ учтена в отпускных ценах МТР, но возможны случаи, когда стоимость погрузки МТР не включается в отпускные цены. Также в стоимость погрузки должны быть включены затраты на контроль за качеством и количеством МТР;

б) транспортировка МТР, которая включает не только саму транспортировку МТР всеми видами транспорта, но и сопутствующие транспортировке логистические операции (сюрвейерские услуги, страхование во время транспортировки и т.п.);

в) погрузочно-разгрузочные работы, осуществляемые в местах перегрузки (перевалки) МТР (включая разгрузку МТР на базах временного хранения и последующую их погрузку для дальнейшей транспортировки). Также к затратам на погрузочно-разгрузочные работы следует относить затраты на контроль за количеством и качеством МТР);

г) хранение МТР на базах временного хранения. В данный блок включаются все логистические операции, связанные с приемкой, внутрискладским перемещением, учетом, контролем и отпуском МТР;

д) разгрузка МТР в местах конечного пункта доставки. В стоимость разгрузки должны быть включены, в том числе, затраты на контроль за качеством и количеством МТР.

Первый и пятый блок логистических операций можно объединить с третьим блоком, поскольку операции при погрузке у поставщика и разгрузке в конечном пункте доставки практически тождественны операциям погрузки и разгрузки в местах перевалки груза, что определяет возможность разработки 3 (трех) соответствующих типа укрупненных нормативов затрат на логистические операции, которые охватывают практически всю логистическую цепочку движения МТР от поставщика к потребителю:

а) нормативы затрат на погрузочно-разгрузочные работы в логистике МТР;

б) нормативы затрат на транспортировку МТР;

в) нормативы затрат на хранение МТР на базах временного хранения.

Показатели, используемые при нормировании затрат на транспортировку грузов при поставках важнейших видов материально-технических ресурсов

Перевозка грузов для доставки МТР на приобъектные склады инвестиционных проектов осуществляется следующими видами транспорта:

а) железнодорожный;

б) автомобильный;

в) морской;

г) речной;

д) воздушный.

Основными показателями стоимости транспортных услуг являются тарифы и фрахтовые ставки. Для каждого вида транспорта применяются системы тарифов, имеющие специфические особенности.

Логистическая система на практике представляет собой не отдельную организацию с единым управлением, а совокупность взаимодействия заинтересованных сторон с определенными потенциальными возможностями и сферой компетентности. Успех производственной или торговой организации

связан с интересами и прибылью логистических звеньев. Системный подход к организации всего цикла жизни товара и связанных с ним мероприятий в период от момента производства его комплектующих до момента потребления осуществляет комплексная логистика. Это система управления материальными, информационными и финансовыми потоками, связанными с жизненным циклом товара. Выделяют два основных взаимосвязанных этапа логистической системы: транспортная и складская логистика.

Транспортная логистика - это система организации доставки каких-либо материальных предметов, веществ и пр. из одной точки в другую по оптимальному маршруту с минимальными затратами и в оптимальные сроки.

Задачи, решаемые транспортной логистикой:

- выбор вида транспортного средства;
- определение маршрутов;
- организация транспортировки груза.

Складская логистика - система процессов приемки, обработки, хранения и отгрузки товаров на складах. Складская логистика определяет правила организации складского хозяйства, процедуры работы с товаром и соответствующие им процессы управления ресурсами (человеческими, техническими, информационными).

Задачи, решаемые складской логистикой:

- приемка товара на склад, учет, размещение;
- ответственное хранение товаров на складе;
- обработка товаров;
- управление запасами;
- маркировка;
- комплектование и упаковка товаров.

Логистика на операционной фазе проекта:

- Необходимо организовать доставку природного газа на берег;

- Необходимо организовать доставку жидких углеводородов (газовый конденсат) на берег;
- Необходимо организовать доставку природного газа потребителям;
- Необходимо организовать доставку продукции газопереработки потребителям.

Возможные схемы доставки со Штокмановского месторождения на берег:

- Подводный газопровод (при условии переработки в море);
- Подводный продуктопровод (смесь газа и конденсата);
- Морская доставка жидких углеводородов (при условии переработки в море);
- Подводный конденсатопровод (при условии переработки в море).

Возможные схемы доставки продукции с берегового комплекса (рис. 2.6):

- Магистральный газопровод
- Завод по сжижению газа и поставка СПГ морским путем
- Поставка жидких углеводородов по железной дороге
- Поставка жидких углеводородов морским путем.

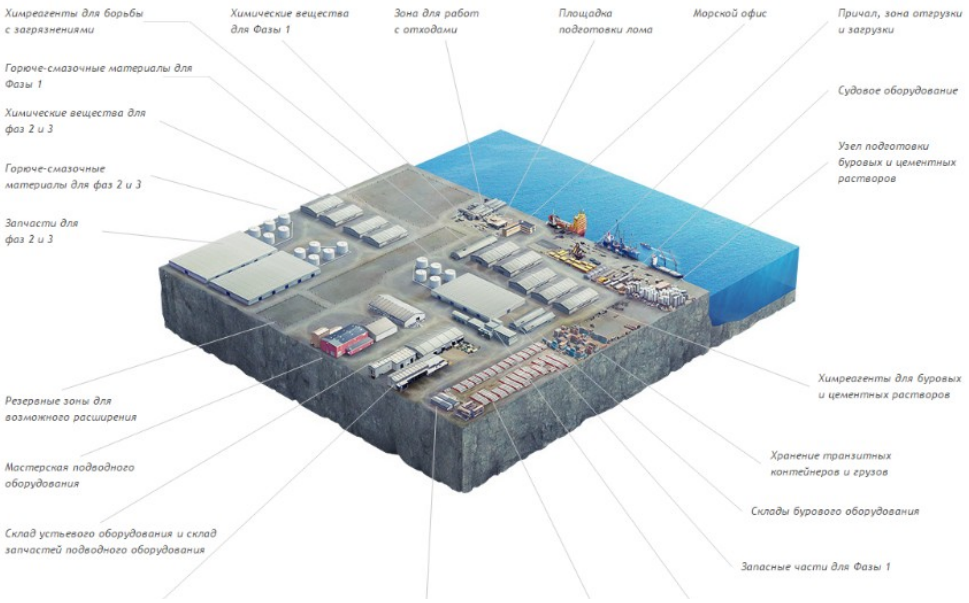

Рисунок 2.6.Схема берегового логистического комплекса [15]

На *операционном этапе* в разработанной в рамках настоящего диплома модели реализованы следующие варьируемые переменные: опция на учет спроса на трубопроводный природный газ, опция на динамику изменения спроса и вероятность подтверждения спроса. Проблема неопределенности спроса на трубопроводный газ связана с тем, что мощности Штокмановского проекта являются частью мощностей российских месторождений, ориентированных на российский рынок в зоне единой системы газоснабжения (ЕСГ) и на европейский рынок, включая страны бывшего СССР. При этом спрос на европейском рынке, равно как и на внутреннем рынке России, ограничен и, следовательно, возможна ситуация с превышением предложения в зоне ЕСГ над спросом, что может привести к недозагрузке мощностей магистрального транспорта и добычи на Штокмановском месторождении. В случае реализации газа в виде СПГ ограничение спроса отсутствует, так как всегда при снижении цены возможна продажа СПГ на мировом рынке.

Таким образом, необходимо исследовать весь диапазон возможного спроса на трубопроводный газ и определить оптимальное количество линий СПГ для каждого уровня спроса.

Также на операционной фазе учитывались эффекты, ранее обозначенные на инвестиционной фазе: дополнительная выручка при реализации конденсата по железной дороге.

Детальные расчеты зависимости оптимального количества линий СПГ от вероятности подтверждения спроса на магистральный газ приведены в Главе 3.

2.4 Логистика поставок сжиженного природного газа (СПГ) на мировой рынок

Учитывая, что перспектива истощения запасов углеводородного сырья и других минеральных ресурсов на континенте предопределяет ориентацию разведки и добычи ресурсов полезных ископаемых на континентальный шельф и, далее, вглубь Мирового океана, организация транспортировки газа с использованием морских путей становится весьма важной задачей.

Морская судовая транспортировка также становится решением многих проблем при разработке сложных месторождений в удаленных районах и на шельфе. В таких проектах часто возникают условия, когда строительство трубопроводов может быть экономически невыгодным, экономически опасным, либо может негативно влиять на сроки ввода месторождения в промышленную эксплуатацию.

Отсутствие инфраструктуры в начальный период освоения удаленных месторождений, а также значительные расстояния до потребителей газа определяют стратегию освоения, основанную на организации морской транспортной составляющей, а также сооружении плавучих установок и объектов подводного обустройства промыслов. Такой подход, как правило, оправдан с экономической точки зрения, так как приводит к существенному сокращению капитальных затрат и сроков освоения удаленных месторождений.

На фоне растущей потребности в экологически чистых источниках энергии при одновременном истощении месторождений в традиционных районах добычи природного газа и нефти континентальный шельф России в ближайшие десятилетия может стать одним из основных источников энергоресурсов не только для самой России, но и для большинства индустриально развитых стран мира.

Основные проблемы освоения Арктических месторождений, в общем, определяются удаленностью перспективных районов добычи от берега и индустриальных центров, слабо развитой береговой инфраструктурой,

сложными природно-климатическими условиями, включая низкие температуры и ледовую обстановку.

Применить в арктических условиях традиционные технологии добычи газа на шельфе, заключающиеся в строительстве стационарных добычных сооружений и использующих подводные трубопроводы для транспортировки газа на берег, технически крайне сложно и экономически чрезвычайно затратно. Поэтому для широкомасштабной добычи природного газа в Арктике требуется создание принципиально новых нетрадиционных технологий добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья.

Представляется, что основу такой технологии будут составлять морские мобильные добычные и перерабатывающие комплексы, газотранспортные суда и суда обеспечения.

Такой подход обеспечивает следующие преимущества:

- резко сокращаются сроки освоения новых месторождений;
- строительство большинства сооружений ведется в заводских условиях;
- увеличивается инвестиционная привлекательность и экономическая надежность проектов за счет вложения основной доли средств в мобильные компоненты и существенного уменьшения доли долговременных вложений;
- обеспечивается гибкость транспортировки продукции в соответствии с изменениями мировой конъюнктуры.

Таким образом, речь идет о создании в 21 веке в России нового специализированного флота, как основы глобальной морской системы газоснабжения. Плацдарм для этого создан трудом многих поколений, осваивавших российскую Арктику и Северный морской путь.

Перспективность и масштабность этой задачи, сложность научно-технических проблем, которые должны быть решены для ее практической реализации, служат основанием для рассмотрения ее в качестве важной народно-хозяйственной задачи. Судостроительная и газовая отрасли России

и ее ВПК в целом имеют необходимый научно-технологический опыт и производственные ресурсы для ее успешного решения.

Перспективная потребность к СПГ-танкерах может быть определена в соответствии со схемой на рис. 2.7.

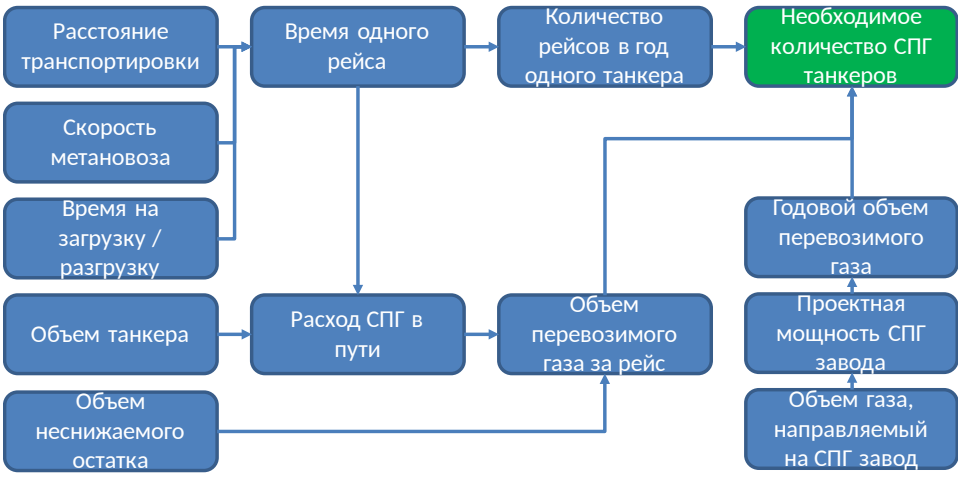

Рис2.7. Алгоритм оптипизации количества СПГ танкеров

Разработка программы работ по созданию такого флота потребует усилий многих организаций, но уже сейчас можно говорить, что ключевым фактором будет являться создание эффективной морской системы транспортировки газа.

Как уже отмечалось выше, в настоящее время морским путем перевозится, в основном, сжиженный по технологиям СПГ природный газ.

Выбор оптимальной системы транспортировки сжиженного газа во многом зависит от технико-экономических характеристик судов-газовозов. Появление LNG-танкеров нового поколения, значительно более экономичных, но непригодных для работы в Арктике, в том числе в рамках Мурманского транспортного узла [6], требует новой оценки сравнительной эффективности магистральной и фидерной систем.

Сезонное наличие ледовых участков в Карском и Баренцевом море вынуждает использовать суда ледового класса, экономичность которых на открытой воде уступает обычным судам. Логичным было бы использовать

арктические LNG-танкеры только для челночных рейсов в ледовой акватории, т.е. использовать фидерную систему (от английского «to feed» – питать). В этом случае, суда ледового класса обеспечат доставку СПГ в порт за пределами распространения льдов, для последующей транспортировки на обычных (неарктических) судах-газовозах. Перевалочным портом может стать Териберка, где к началу реализации проекта по производству СПГ на Ямале, уже будет действовать крупный комплекс по производству сжиженного газа на базе Штокмановского месторождения. Интеграция транспортных составляющих обоих проектов позволит сократить суммарные затраты на инфраструктуру.

Основным преимуществом фидерной системы является меньшая стоимость транспортного флота. Однако необходимость перегрузки СПГ с арктических LNG-танкеров на обычные, потребует времени и сократит оборачиваемость флота. Альтернативой является магистральная система транспортировки, с прямой доставкой СПГ в порт назначения.

Обе системы имеют свои преимущества и недостатки. Выбор более эффективной из них зависит от двух основных факторов:

1. Протяженность маршрута транспортировки;
2. Соотношение стоимости арктических и неарктических LNG-танкеров.

В настоящее время, происходит переход на качественно новый уровень эффективности морских перевозок СПГ, что связано с появлением судов-газовозов и приемных терминалов нового поколения. Наибольшее значение имеет создание LNG-танкеров увеличенной вместимости с мембранными танками.

Существуют два основных типа судов-газовозов: со вкладными сферическими танками (система Kvaerner-Moss) и встроенными призматическими мембранными (система Gas Transport – Technigas). В настоящее время преобладают газовозы со сферическими танками. До недавнего времени наиболее крупные танкеры имели сферические

резервуары, однако, за последние тридцать лет максимальная вместимость газовозов оставалась неизменной и не превышала 140-145 тыс. куб. м. Это объяснялось, в том числе, двумя техническими аспектами - осадка газовозов не могла превышать 12-12.5 метров, что определялось глубинами портов, в которых расположены приемные и отгрузочные терминалы. Использование сферических танков диктует определенные пропорции основных размеров судна, его вместимость нельзя увеличить за счет ширины, в то время как увеличение длины судна ограничивалось прочностными характеристиками.

Танки мембранного типа имеют значительно меньшую толщину: 0.7-1.2 мм вместо 40-200 мм у сферических танков и позволяют более рационально использовать внутреннее пространство корпуса судна, что уменьшает металлоемкость конструкции и увеличивает вместимость судна при равном водоизмещении. Это снижает стоимость строительства, величину портовых сборов и платы за транзит через Суэцкий и Панамский каналы. Малая толщина танков достигается за счет конструкции судна, в которой вес груза через слой теплоизоляции передается на корпус корабля. Однако мембранным танкерам противопоказаны сжатия и ударные нагрузки, возникающие при преодолении ледовых полей, что исключает их применение в ледовых условиях.

Одновременно, появился второй путь увеличения вместимости LNG-танкеров – за счет увеличения осадки. Новые возможности открывают рейдовые терминалы, расположенные на плавучих сооружениях и искусственных островах на удалении от береговой черты. Такие терминалы могут принимать суда со значительной осадкой, не менее 20-25 метров, а глубоководные рейдовые терминалы не имеют ограничений по осадке принимаемых судов.

Наиболее эффективными из существующих LNG-танкеров являются суда типов судов типов Q-Max (вместимость 260-266 тыс. куб. м) и Q-Flex (вместимость 210 тыс. куб. м), строящиеся в Южной Корее по заказу компании Qatar Gas Transport. Увеличение вместимости судов, а также использование более экономичной дизельной энергетической установки вместо обычных для

LNG-танкеров паровых турбин, позволили сократить затраты на транспортировку СПГ на 40%.

Использование паровой котлотурбинной установки позволяло решить проблему утилизации испаряющегося в ходе перевозки СПГ, который сжигался в паровых котлах, покрывая до 70% потребности корабля в топливе. По расчетам проектировщиков, при доставке СПГ из Персидского залива в США, в результате испарения было бы потеряно до 5% груза. На судах типов Q-Max и Q-Flex проблема решена за счет бортовой установки по сжижению газа, наличие которой позволяет почти полностью исключить потери СПГ при транспортировке – испаряющийся газ вновь сжижается и возвращается в грузовые танки.

Хотя бортовая установка по сжижению увеличивает стоимость судна, благодаря увеличенной вместимости и более дешевым дизельных двигателям, стоимость постройки кораблей типа Q-Max, в расчете на единицу грузоподъемности, сокращена на 25%. Можно предположить, что постройка судов еще большей вместимости, с увеличенной до 20-25 метров осадкой, позволит снизить их стоимость примерно на 1/3 по сравнению с газовозами вместимостью 145 тыс. куб. м со сферическими танками.

«Идеальный» LNG-танкер для работы на протяженных маршрутах будет обладать следующими характеристиками: вместимость 250-350 тыс. куб. м, мембранные танки с улучшенной теплоизоляцией, дизельные двигатели и бортовая установка по сжижению газа. Однако для транспортировки СПГ с полуострова Ямал такие танкеры не могут быть применены. Ледовые условия исключают применение судов с мембранными танками, а мелководность акватории ограничивает осадку 10-12 м. Здесь придется использовать LNG-танкеры ледового класса, вместимостью не более 145-165 тыс. куб метров, что является экономически обусловленным пределом для судов со сферическими танками. Для вывоза СПГ с Кольского полуострова (Териберка), LNG-танкеры, обладающие всем комплексом новейших технических достижений могут и должны быть использованы.

Появление нового поколения судов, способных значительно повысить эффективность морской транспортировки СПГ, но неприменимых в условиях Карского моря, ведет к увеличению эффективности фидерной системы. В фидерной системе, более дорогие танкеры будут работать только на коротких челночных рейсах Ямал – Териберка, а дальнейшую транспортировку будут вести более дешевые и экономичные мембранные танкеры увеличенной вместимости. При использовании магистральной системы, весь транспортный флот будет состоять из более дорогих и менее эффективных танкеров ледового класса со сферическими танками. При сравнении проектов систем транспортировки, стоимость судов, вывозящих СПГ, можно оценить в $1500 за куб. м вместимости, а стоимость судов, вывозящих СПГ из Териберки - $1100 за куб. м.

Помимо стоимости кораблей, следует учесть еще ряд факторов. Суда, работающие в тяжелых ледовых условиях, гораздо чаще нуждаются в доковом ремонте, чем суда, работающие на открытой воде. Эксплуатационный период для судов, используемых в магистральной системе, составит 330 суток в год. Для судов фидерной системы, совершающих челночные рейсы на Ямал, эксплуатационный период также составит 330 суток в год, а для судов, совершающий рейсы в неарктических морях – 360 суток в год.

В тоже время, фидерная система проигрывает по времени оборота судов, из-за необходимости перегрузки СПГ в Териберке с арктических танкеров на обычные. На 150 километров увеличится протяженность маршрута, из-за необходимости захода в Териберку. Потребуются дополнительные затраты на портовую инфраструктуру: расширение акватории порта, причальные сооружения, оборудование для перегрузки СПГ и дополнительную емкость хранилищ. Но основное – это дополнительные затраты времени. Время погрузки-разгрузки составляет LNG-танкера составляет 12 часов, весь цикл портового обслуживания составит около 18 часов и еще несколько часов составят потери времени за счет удлинения маршрута для захода в Териберку. Общее увеличение длительности кругового рейса составит 41 час.

Для расчетов скорость судов на участке трассы западнее Териберки принимается за 37 км/ч (20 узлов). В качестве примера рассматривается завод СПГ на мысе Харасавэй, мощность 24 млн. т. сжиженного газа в год.

Преимуществами фидерной системы являются:

1. Использование более дешевых и экономически эффективных танкеров на большей части маршрута;

2. Больший эксплуатационный период для танкеров, работающих на чистой воде (360 суток в год вместо 330 суток);

3. Использование более дорогих и менее экономически эффективных танкеров ледового класса со сферическими танками только на ледовом участке маршрута.

К преимуществам магистральной системы относятся;

1. Меньшие затраты времени на погрузочно-разгрузочные операции;

2. Сокращение протяженности маршрута;

3. Отсутствие дополнительных затрат на портовую инфраструктуру в Териберке.

Расчеты показывают, что на всех расстояниях, начиная с 2000 км, транспортный флот фидерной системы будет стоить дешевле, чем магистральной. Если учесть дополнительные затраты на портовую инфраструктуру (150-250 млн. долл.) и иные дополнительные расходы на перевалку СПГ в Териберке, то при поставках на северо-запад Европы, стоимость систем будет примерно одинаковой. При поставках в более отдаленные страны Европы и в Америку, преимущество фидерной системы бесспорно.

Сокращение стоимости морских перевозок СПГ, благодаря появлению более крупных и эффективных судов-газовозов и глубоководных терминалов, станет шагом к глобализации мирового газового рынка. Поставки СПГ получат преимущество перед «трубным» газом, увеличатся расстояния экономически рентабельной транспортировки сжиженного газа, что предоставит импортерам право выбора поставщиков и возможность

диверсифицировать источники поставок, и в конечно счете, приведет к увеличению конкуренции. Перспективные газотранспортные системы должны проектироваться исходя из необходимости диверсификации поставок и возможности гибкого их изменения по объемам и направлениям. Вне всякого сомнения, для этого лучше подходит фидерная система, которая благодаря использованию более крупных и эффективных танкеров обеспечит конкурентоспособность российского СПГ на всех возможных рынках сбыта. Следовательно, при вывозе СПГ с полуострова Ямал должна быть использована фидерная система, преимуществами которой являются: меньшая капиталоемкость, более низкая стоимость перевозок и большая гибкость в организации поставок.

Фидерная система дает России шанс стать лидером в использовании LNG-танкеров с увеличенной осадкой. Это позволит сократить стоимость транспортировки СПГ на глубоководные приемные терминалы в Северной Америке, а в перспективе и в Европе. Страны Персидского залива вынуждены ограничивать осадку своих LNG-танкеров величиной 12-12.5 метров, что определяется глубинами отгрузочных терминалов. Новый терминал в Териберке должен быть рассчитан на обработку перспективных типов судов-газовозов с осадкой до 25 метров, что позволит российскому сжиженному газу получить конкурентные преимущества на рынках основных стран-импортеров.

Выводы по Главе 2

Проведенный анализ позволил сформулировать совместную оптимизационную задачу по развитию логистической инфраструктуры как на инвестиционной фазе, так и на операционной фазе проекта. В качестве основных варьируемых переменных на инвестиционной фазе выделяются опцион на расширение железной дороги и опцион на расширение мощностей по сжижению природного газа.

На операционной фазе проекта реализуются эффекты дополнительной выручки при реализации жидких углеводородов по железной дороге и дополнительной выручки при реализации СПГ.

Кроме того, на операционной фазе реализована вероятностная постановка задачи в части подтверждения спроса на трубопроводный газ. Указанный фактор существенно влияет на загрузку проекта в части трубопроводного транспорта и добычи.

В качестве критерия оптимизации выступает чистый денежный поток, генерируемый проектом.

Детальные расчеты экономической эффективности различных логистических схем и их сочетаний проведены в Главе 3.

ГЛАВА 3. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ СИСТЕМЫ ЛОГИСТИКИ КАК ИНСТРУМЕНТА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНО УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

3.1 Предлагаемые мероприятия по совершенствованию системы логистики в проекте освоения Штокмановского месторождения

Предлагаемые мероприятия:

- Расширение железной дороги обеспечит сокращение затрат на инвестиционной фазе и, в тоже время, может быть использовано для вывоза продукции газопереработки (жидких углеводородов) железнодорожным транспортом;
- Отказ от строительства магистрального газопровода в пользу расширения строительства СПГ завода, учитывая преимущество СПГ завода в районе Мурманска (не замерзающий порт) в сравнении с альтернативными СПГ проектами в России: Ямал СПГ, Арктик СПГ и другие.
- Локальная газификация Мурманской области сетевым газом со Штокмановского проекта
- Указанные мероприятия отсутствуют в базовых проектных решениях по Штокмановскому проекту

На рис. 3.1. приведены возможные логистические опции.

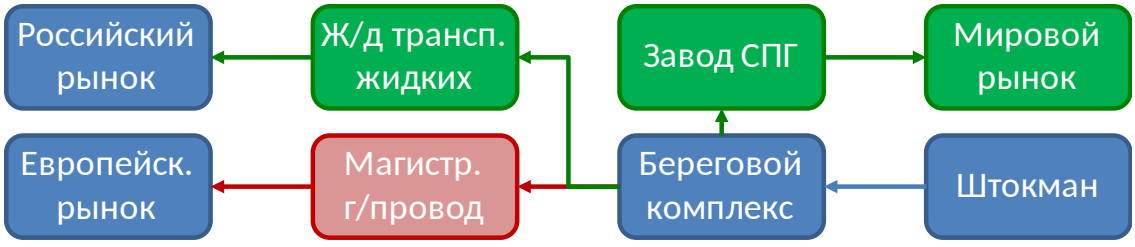

Рисунок 3.1. Схемы доставки конечной продукции

3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

Оценка экономической эффективности мероприятий:

- Расширение ж/д и строительство ветки до пос. Териберка оценивается в 1400 млн долл.
- Сокращение затрат на доставку грузов на инвестиционной фазе проекта за счет использования железной дороги (вместо альтернативного автомобильного транспорта и морской доставки) оценивается в 5579 млн долл.
- Дополнительный доход при доставке продукции газопереработки (жидких углеводородов) за счет использования железнодорожного транспорта в сравнении с морской транспортировкой оценивается в 915 млн долл.
- Сокращение мощности и, соответственно, затрат на строительство магистрального газопровода Мурманск – Волхов оценивается в 3447 млн долл.
- Стоимость расширения завода СПГ, как альтернатива магистральному транспорту, оценивается в 12404 млн долл.
- Дополнительная выручка при реализации СПГ в сравнении с реализацией через магистральный транспорт оценивается в 15486 млн долл.

Итого экономический эффект оценивается в 11 623 млн долл.

В приложении 2. приведены таблицы с расчетом указанных эффектов, а также с расчетом дисконтированного экономического эффекта.

Выбор количества линий СПГ был сделан на основе оптимизационных расчетов с учетом различной вероятности подтверждения спроса по магистральному транспорту.

Таблица «ЧДД в зависимости от числа линий СПГ при различной вероятности подтверждения спроса по магистральному транспорту»:

Таблица 1

ЧДД в зависимости от числа линий СПГ при различной вероятности подтверждения спроса по магистральному транспорту.

Число линий	Вероятность подтверждения спроса по магистральному транспорту, %					
	100%	80%	60%	40%	20%	0%
0	9 779	8 508	3 656	-3 529	-12 491	-23 951
1	10 047	9 730	7 690	1 551	-6 210	-16 040
2	10 290	10 290	9 268	5 974	-581	-9 595
3	**10 424**	**10 424**	**10 316**	8 691	3 924	-3 594
4	9 994	9 994	9 994	**9 222**	**7 393**	836
5	8 999	8 999	8 999	8 999	**7 515**	3 961
6	7 248	7 248	7 248	7 248	6 725	**4 740**
7	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	2 416
8	677	677	677	677	677	91
9	-2 881	-2 881	-2 881	-2 881	-2 881	-3 193
10	-6 959	-6 959	-6 959	-6 959	-6 959	-7 270

В таблице выделены максимальные значения ЧДД для каждого уровня вероятности подтверждения спроса. Как видно, на достаточно большом диапазоне значение, равное 3 линиям завода СПГ, является оптимальным. Поэтому в рамках дипломного проекта именно это значение и было использовано в качестве оптимального.

3.3 Сравнение предлагаемых мероприятий с лучшими международными практиками

North Star – месторождение, расположенное в 12 милях (~ 19 км.) к северо-востоку от залива Прадо Бэй и 6 милях (~10 км) от побережья Аляски, глубина моря в районе месторождения составляет приблизительно 37-39 футов (~ 12 м). Месторождение было открыто компанией Shell в 1984 году разведочной скважиной, пробуренной с искусственного острова. Геологические запасы месторождения оцениваются в 247 млн. баррелей (40 млн. м3) легкой нефти, 480 млрд. куб. футов (13,5 млрд. м3) газа.

Месторождение разрабатывается с искусственного гравийного острова площадью 5 акров (~15 тыс. м2). Его основой стал искусственный остров Seal, с которого ранее велось разведочное бурение. В течение зимы 1999-2000 гг. остров был восстановлен и расширен. Источником гравия для строительства острова служили близлежащие карьеры на побережье Аляски. Зимой гравий завозился автотранспортом на строительную площадку, а затем для защиты ото льда откосы острова были укреплены бетонными плитами. Чтобы предотвратить наползание на остров обломков льда были сооружены гравийные уступы, которые рассеивают энергию волн, и позволяют льду ломаться и образовывать естественное ограждение на безопасном расстоянии от рабочих площадок острова. Для дополнительной защиты по периметру острова было сооружено металлическое шпунтовое ограждение высотой 27 футов (9 метров).

Логистика проекта являла собой наибольшую проблему, как для безопасности ведения работ, так и для их эффективности. Например, доставка расходных материалов для бурения может осуществляться в течение открытой воды (приблизительно 2 месяца) и зимой по ледовой дороге (2,5 месяца). Кроме того, необходимые материалы должны быть размешены на небольшой площади. Для остальной части года снабжение острова осуществлялось вертолетами грузоподъемностью 2400 фунтов (1,09 тонн) и грузовиками-

амфибиями грузоподъемностью 7000 фунтов (3,17 тонн), которые в случае необходимости могли быть использованы для эвакуации персонала.

Оборудование для добычи было доставлено по морю в течение лета 2001 г., добыча к 2004 году вышла на уровень приблизительно 70 тыс. баррелей в сут. Компания-оператор (BP) планирует добыть на месторождении 176 млн. баррелей нефти, применяя заводнение, закачку газа и методы увеличения нефтеотдачи. Эксплуатационный фонд месторождения состоит из 22-х скважин (16 добывающих, 5 – для закачки газа и одну для закачки добытой и отработанной воды). В течение всего периода разработки месторождения (16 лет) закачка газа и воды должна полностью компенсировать отбор нефти. Для закачки используется как попутный газ, так и газ, поставляемый по трубопроводу с месторождения Прадо-Бэй.

Транспорт добываемой нефти и поставки газа для закачки в пласт и энергообеспечения осуществляются по 10-дюймовым трубопроводам. Трубопровод, связывающий месторождение с материком, был первым подобным сооружением в Арктике. Трубопроводы были заглублены в грунт на глубину 7-11 футов (при максимальной столетней глубине выпахивания в 3,5 футов). Трубопровод обладает сравнительно большой толщиной стенки (0,594 дюйма), обусловленной необходимостью обеспечить устойчивость трубопровода при укладке. Перед закачкой в трубопровод нефть охлаждается до температуры 50º F (10º C) для того, чтобы избежать растепления грунта (теплоизоляция установлена только на наземном участке трубопровода). Для обнаружения возможных утечек трубопровод оборудован системой LEOS, которая при тестировании успешно идентифицировала учебную утечку нефти объёмом всего 1 литр на расстоянии 6 миль от месторождения. Для защиты от коррозии на трубопроводе применяется катодная защита.

В процессе анализа зарубежных и отечественных проектов, использующих подводные технологии добычи углеводородов, были рассмотрены месторождения, находящиеся в условиях, близких к условиям месторождений, включенных в Программу освоения ресурсов углеводородов

на шельфе Российской Федерации до 2030 года с позиции применения подводных технологий, обеспечения транспорта продукции скважин на значительные расстояния, природных условий в районе расположения месторождений и т.д.

Подводные технологии добычи в настоящее время широко применяются в практике освоения морских месторождений. Системы подводной добычи в сочетании с плавучими нефтегазопромысловыми сооружениями позволяют осуществлять разработку удаленных от берега месторождений, расположенных на больших глубинах. В регионах с неблагоприятными гидрометеорологическими и ледовыми условиями возможно применение подводных скважин при условии реализации защиты подводных систем от воздействия ледовых образований.

Более чем сорокалетний опыт применения систем подводной добычи позволяет выделить следующие преимущества такого подхода при освоении морских месторождений:

- сокращение времени ввода месторождения в эксплуатацию, по сравнению с решениями, включающими строительство стационарных платформ;
- возможность активного дренирования залежи, за счет более равномерного размещения забоев скважин на площади месторождения;
- достижение больших величин коэффициента извлечения газа;
- большие гибкость и вариантность технических решений при проектировании верхних строений морских платформ за счет выполнения части технологического процесса на морском дне;
- возможность рентабельного освоения небольших по запасам месторождений за счет снижения капитальных и эксплуатационных затрат по сравнению с применением стационарных платформ.

В процессе проведения анализа основное внимание было уделено действующим и запланированным к реализации в ближайшее время проектам добычи углеводородов с применением скважин с подводным расположением

устьев. При проведении анализа были выделены следующие схемы освоения месторождений:

- схема «subsea – to – shore» транспорт продукции подводных скважин на береговой технологический комплекс, отсутствие на месторождении стационарных или плавучих технологических платформ;
- схема освоения месторождения, предусматривающая скважины с подводным расположением устьев, продукция которых направляется на стационарную технологическую платформу, расположенную непосредственно на месторождении или на незначительном удалении от него;
- схема освоения месторождения, включающая скважины с подводным расположением устьев и плавучую технологическую платформу, на которой выполняется подготовка добываемых углеводородов.

В рамках концепции, предполагающей транспорт продукции подводных скважин непосредственно на береговые технологические сооружения без предварительного сбора на плавучих или стационарных платформах, расположенных на месторождении, были рассмотрены проекты Laggan-Tormore, Ormen Lange, Snohvit, и отечественный проект по освоению Киринского ГКМ.

Laggan-Tormore

Название проекта Laggan-Tormore отражает включение в проект двух газовых месторождений Laggan и Tormore, расположенных в море 125 километрах от Шетландских островов. Глубина воды в районе месторождений составляет около 600 метров. Первоначально в рамках проекта начало добычи было запланировано на 2014 год, но в последствии было перенесено на 2015 год. Данный проект является самым глубоководным на шельфе Великобритании.

Схема освоения месторождений предполагает многофазный транспорт продукции скважин от подводных манифольдов до береговых объектов по подводным трубопроводам протяженностью 143 километра. Необходимо

отметить, что с точки зрения перепада глубин по трассе трубопровода сырого газа, проект близок рассмотренному ниже месторождению Ormen Lange, где также имеет место существенное увеличение глубины воды в районе расположения месторождения.

Добыча на месторождении осуществляется с применением подводных фонтанных арматур, оснащенных запорной арматурой, штуцером, многофазным расходомером, клапанами для подачи химреагентов и подводным модулем управления.

В дополнение к добывающим скважинам, расположенным в рамках конструкций темплетов, на месторождении Tormore одна из разведочных скважин запланирована к переводу в эксплуатационный фонд и будет подключена к манифольду отдельным трубопроводом. Для обвязки устьев скважин использована фонтанная арматура вертикального типа класса 10К с подвеской НКТ 5”.

Проектом обустройства месторождения предусмотрена возможность запуска/приема очистных поршней с берега для очистки 18” трубопровода. Для обеспечения транспорта потока скважинной продукции на стадии падающего давления предусмотрены узлы подключения подводной компрессорной станции. Данные решения привели к необходимости установки оконечных устройств трубопровода и оборудования их защитной конструкцией.

Максимальный уровень добычи газа проекта Laggan-Tormore составляет 14 млн м3/сутки.

Для исключения возможности гидратообразования в трубопроводах на каждый манифольд осуществляется подача МЭГ. Подача МЭГ осуществляется с берега по трубопроводу диаметром 8”. Производительность системы МЭГ обеспечивает возможность 50% увеличения подачи ингибитора на каждую скважину по сравнению с проектными значениями в режиме нормальной эксплуатации.

Ormen Lange

Газовое месторождение Ormen Lange расположено на норвежском шельфе на расстоянии 120 км от берега, что на 23 километра меньше чем месторождение Tormore. В тоже время глубина моря на месторождении Ormen Lange несколько больше и составляет порядка 800-1100 м. С точки зрения решения задачи обеспечения стабильности потока продукции подводных скважин месторождения Laggan-Tormore и Ormen Lange находятся в аналогичных условиях, что на определенном этапе требует применения подводных технологий компримирования газа.

Площадь месторождения составляет 320 км2. Проектная добыча газа на месторождении Ormen Lange составляет 20 млрд м3 в год. Освоение месторождения осуществляется с помощью 24 подводных скважин [6]. Конструкция скважин включает НКТ диаметром 9 5/8” и рассчитана на достижение рабочего дебита скважин до 10 млн м3/сутки. Скважины с подводным заканчиванием объединены в четыре подводных куста, каждый из которых реализован в виде темплета со сборным манифольдом, как и на проекте Laggan-Tormore. Темплеты были установлены на месторождении в течение 2011-2012 годов. В каждом темплете может быть размещено до восьми устьев скважин. Три манифольда подключены к трубопроводам через тройники, один темплет подключен к оконечному устройству трубопровода. Сложный профиль морского дна потребовал проведения специальных подводных земляных работ с использованием дистанционно управляемых агрегатов для подготовки площадок под размещение подводного оборудования. Общий вид подводного промысла месторождения Ormen Lange приведен на рисунке 2.4. От манифольдов, расположенных в рамках конструкции темплетов, продукция скважин поступает в два 30″ (762 мм) трубопровода, по которым транспортируется на береговые сооружения. Оконечный манифольд трубопровода оборудован петлей для прохождения запускаемых с берега поршней. На берегу на выходе трубопровода установлены два пробкоуловителя, каждый объемом 1500 м3.

Система управления подводным оборудованием мультиплексная электрогидравлическая. Для управления скважинами и манифольдами, как и в проекте Laggan-Tormore, с берега проложены две нитки электрогидравлического шлангокабеля. Подача на месторождение МЭГ осуществляется по отдельному трубопроводу диаметром 6”. Транспорт продукции скважин до берега осуществляется в трехфазном состоянии.

Основные сложности при реализации проекта Ormen Lange связаны с обеспечением стабильности транспорта потока продукции скважин. Сложный рельеф морского дна, низкая придонная температура (минус 1,2 °С), значительная глубина моря и наличие жидкой фазы (газовый конденсат, вода, МЭГ) обуславливают высокие требования к управлению работой подводного промысла и реализации мер по предотвращению гидратообразования.

Первоначальная концепция освоения месторождения подразумевала при достижении порогового уровня устьевого давления установку на месторождении подводной компрессорной станции. В рамках реализации концепции подводного компримирования на протяжении 2011 – 2013 годов был построен и успешно испытан на полигоне терминала Nyhamna подводный компрессорный модуль, эквивалентный одной линии будущей станции. Для испытания компрессорного модуля был построен бассейн размером 42 на 28 метров и глубиной 14 метров. Помимо непосредственно компрессора данный модуль включал подводный сепаратор и систему энергообеспечения компрессорной станции. Несмотря на успешно проведенные испытания, в апреле 2014 года компания Shell, являющаяся оператором проекта Ormen Lange, приняла решение о приостановке всех работ по подводному компримированию вследствие высоких капитальных затрат и снижения рентабельности проекта.

Snohvit

Проект Snohvit является первым газовым проектом в Баренцевом море схема реализации которого основана на использовании только подводных технологий. Проект включает три месторождения Snohvit, Askeladd и

Albatross, которые расположены в Баренцевом море на расстоянии от 140 км до 178 км от берега, на глубинах моря 250 – 340 м. Запасы газа проекта составляю 317 млрд м3, извлекаемые запасы – 193 млрд м3, конденсат – 17,9 млн м3. Необходимо отметить, что КИГ для проекта Snohvit составляет всего 0,6, что обусловлено, прежде всего, отсутствием в схеме освоения месторождения подводного компрессорного комплекса. Суммарный уровень добычи месторождений Snohvit и Albatross составляет 6,7 млрд м3/год. По мере истощения запасов для поддержания заданной полки добычи в разработку вводится месторождение Askeladd.

Реализация проекта ведется в три фазы и осуществляется с использованием скважин с подводным расположением устьев. Первая фаза проекта была реализована в 2005 – 2006 годах и включала месторождения Snohvit и Albatross. Схема обустройства месторождений первоначально включала четыре темплета, в которых размещены девять добывающих скважин (6 на Snohvit и три на Albatross) и одна скважина для закачки CO2. Вес каждого темплета составляет 260 тонн. На второй фазе в уже установленных темплетах дополнительно на месторождении Snohvit будет пробурено 2 скважины и одна на месторождении Albatross.

На месторождении Askeladd будет установлено три темплета, и после ввода месторождения в разработку эксплуатационный фонд скважин проекта составит 20 скважин, оснащенных подводными фонтанными арматурами производства компании Vetco Gray (GE Oil&Gas). Продукция скважин от расположенных в темплетах манифольдов по подводным системам сбора и магистральным трубопроводам диаметром 26” и протяженностью 147 км поступает на завод сжижения газа. Отличительной особенностью проекта является то, что углекислый газ, получаемый на заводе при сжижении газа, по подводному трубопроводу поступает обратно на месторождение и закачивается в пласт, что позволяет сократить затраты на квоты на эмиссию парниковых газов в атмосферу.

Управление скважинами, подводными модулями осуществляется дистанционно с берега с использованием мультиплексной электрогидравлической системы управления. Передача данных в системе управления от подводных распределительных устройств до берегового пункта управления осуществляется по оптоволоконному кабелю, входящему в состав шлангокабеля управления, без применения повторителей. Приводы задвижек на фонтанных арматурах имеют гидравлическое управление. В проекте использована гидравлическая система открытого типа, рабочая жидкость которой при выполнении команд не возвращается в емкость, а сбрасывается в море.

Выводы по Главе 3

Проведенные расчёты показали более высокую эффективность проекта при условии реализации опциона на расширение железной дороги. Сравнение ЧДД по базовому варианту и по варианту с опцией на расширение железной дороги дает значения 8,5 и 9,8 млрд долл. соответственно. Таким образом, предлагаемое в дипломном проекте решение по опережающему расширению железнодорожной ветки обеспечивает повышение эффективности проекта на 1,3 млрд долл. с учетом дисконтирования денежных потоков.

Анализ опциона на расширение мощностей по сжижению природного газа был выполнен функционально в зависимости от вероятности подтверждения спроса на трубопроводный газ. Расчёты показали оптимальное количество ниток завода по производству СПГ от 3 до 5 в зависимости от вероятности подтверждения спроса. Очевидно, что при снижении вероятности спроса на трубопроводный газ увеличивается значение оптимального количества ниток.

Более того, проведенный анализ чувствительности выявил зону отрицательной эффективности проекта, которая реализуется как при недостаточном количестве ниток, так и при избыточном количестве ниток.

В сравнении с базовым вариантом экономический эффект от опции на расширение мощностей по производству СПГ оценивается в 10,3 млрд долл. в сравнении с базовым вариантом.

Суммарный экономический эффект по всем опциям оценивается в 11,6 млрд долл.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе проведен анализ специфики управления логистикой для территориально удаленных нефтегазовых проектов, предложен механизм совмещения логистической инфраструктуры, создаваемой на инвестиционной фазе проекта, с потребностями логистики на операционной фазе.

На примере Штокмановского газового проекта предложены логистические мероприятия, повышающие эффективность проекта и выполнен расчет экономической эффективности предлагаемых логистических новаций.

Проведено сравнение с лучшими мировыми практиками для проектов – аналогов.

В рамках настоящей дипломной работы проведен обзор современных логистических концепций; проведен анализ и выделены необходимые звенья логистических цепей, соответствующие специфике нефтегазовых проектов; предложена дополнительная классификация для логистических операций на инвестиционной и на операционной стадиях проекта; учтена специфика логистики для территориально-удаленных нефтегазовых проектов, включая специфику логистики шельфовых проектов; предложены сценарии и варианты управленческих решений для синтеза оптимальных логистических схем на последующих этапах дипломного проекта.

Проведенный анализ позволил сформулировать совместную оптимизационную задачу по развитию логистической инфраструктуры как на инвестиционной фазе, так и на операционной фазе проекта. В качестве основных варьируемых переменных на инвестиционной фазе выделяются опцион на расширение железной дороги и опцион на расширение мощностей по сжижению природного газа.

На операционной фазе проекта реализуются эффекты дополнительной выручки при реализации жидких углеводородов по железной дороге и дополнительной выручки при реализации СПГ.

Кроме того, на операционной фазе реализована вероятностная постановка задачи в части подтверждения спроса на трубопроводный газ. Указанный фактор существенно влияет на загрузку проекта в части трубопроводного транспорта и добычи.

В качестве критерия оптимизации выступает чистый денежный поток, генерируемый проектом.

Проведенные расчёты показали более высокую эффективность проекта при условии реализации опциона на расширение железной дороги. Сравнение ЧДД по базовому варианту и по варианту с опцией на расширение железной дороги дает значения 8,5 и 9,8 млрд долл. соответственно. Таким образом, предлагаемое в дипломном проекте решение по опережающему расширению железнодорожной ветки обеспечивает повышение эффективности проекта на 1,3 млрд долл. с учетом дисконтирования денежных потоков.

Анализ опциона на расширение мощностей по сжижению природного газа был выполнен функционально в зависимости от вероятности подтверждения спроса на трубопроводный газ. Расчёты показали оптимальное количество ниток завода по производству СПГ от 3 до 5 в зависимости от вероятности подтверждения спроса. Очевидно, что при снижении вероятности спроса на трубопроводный газ увеличивается значение оптимального количества ниток.

Более того, проведенный анализ чувствительности выявил зону отрицательной эффективности проекта, которая реализуется как при недостаточном количестве ниток, так и при избыточном количестве ниток.

В сравнении с базовым вариантом экономический эффект от опции на расширение мощностей по производству СПГ оценивается в 10,3 млрд долл. в сравнении с базовым вариантом.

Суммарный экономический эффект по всем опциям оценивается в 11,6 млрд долл.

Результаты работы можно разделить на два уровня. На первом уровне представлены подходы к системному анализу комплексных территориально-

удаленных нефтегазовых проектов. Эти подходы могут быть использованы в будущем при решении задач поиска оптимальных схем развития инфраструктуры, включая логистическую инфраструктуру, для проектов на шельфах арктических морей или в зонах вечной мерзлоты.

На втором уровне представлены конкретные результаты оптимизации для перспективного проекта освоения Штокмановского месторождения с предложением конкретных управленческих решений по целевой инфраструктуре проекта, включая предложения по целесообразности развития железнодорожного транспорта и оптимальной доли реализации продукции в виде СПГ. Указанные предложения имеют количественный анализ эффективности в виде модели, реализованной в среде MS Excel, которая может быть актуализирована по мере появления уточненных данных или параметров будущего проекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мясникова, О.В. Распределительная логистики: учеб. Пособие - Минск, Вышэйшая школа, 2016, стр. 20
2. Афанасенко, И.Д., Борисова В.В. Экономическая логистика: Учебник для вузов. Стандарт третьего поколения - Санкт-Петербург, Питер, 2013, стр. 7
3. Волгин В.В. Склад: логистика, управление, анализ - Дашков и К, стр. 10
4. Яшин А.А., Ряшко М.Л. Логистика. Основы планирования и оценки эффективности логистических систем, - Уральский федеральный университет, 2017, стр. 5
5. Левкин Г.Г., Куршакова Н.Б., Контроллинг и управление логистическими рисками, - Москва-Берлин: Директ-Медиа, 2015, стр. 27
6. Транспорт и логистика в Арктике. Альманах 2015. Выпуск 1, под ред. Новикова С.В., - Москва, Техносфера - 2015, стр. 31
7. Моргунов В., Джабраилов А. Маркетинг. Логистика. Транспортно-складские логистические комплексы, 2017
8. Бардин А.А., Кувшинов Е.С. Правовое регулирование инвестиционного сотрудничества между российскими и иностранными компаниями при разработке недр Российской Федерации, - Москва-Берлин: Директ-Медия, 2015, стр. 27
9. Научное и техническое обеспечение исследований и освоения шельфа Северного Ледовитого океана: вторая всероссийская научно-техническая конференция, - Веди, 2012
10. Грудницкий Г.В и др. Морские нефтегазовые точечные причалы, - Москва, 2011, стр. 110
11. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки, - СО РАН, Интеграционные проекты, вып. 12, 2007, стр.88
12. Крылов Т.А. Нефть & газ. Учебный курс, 2017

13. Mark J Kaiser. Offshore Service Industry and Logistics Modeling in the Gulf of Mexico, - Springer, 2015, стр.107
14. Logistics Management and Strategy , Competing Through The Supply Chain, - CTI Reviews, 2016
15. http://www.shtokman.ru
16. https://ru.wikipedia.org/wiki/Штокмановское_газовое_месторождение
17. Арктика и Север. 2016. № 25 2 , ISSN 2221-2698 Арктика и Север / Arctic and North. 2016. № 25. CC BY-S
18. Федеральный закон от 30 июня 2003 г. № 87-ФЗ. «О транспортно-экспедиционной деятельности»;
19. Правила транспортно-экспедиционной деятельности (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 08 сентября 2006 г. № 554);
20. Отчет : Исследование механизма формирования затрат на логистику и разработка нормативов затрат на логистические операции по материально-техническим ресурсам . № 3089-1730-12-9 от 18.12.2012
21. Отчет : Технико-экономическая оценка возможности формирования системы морской транспортировки сжиженного и сжатого природного газа на внутренние и внешние рынки с нефтегазовых месторождений континентального шельфа в восточном арктическом регионе РФ. № 1177-08-9 от 28.11.2008 г
22. Отчет : Перспективы мировой нефтегазовой отрасли в условиях низких цен на нефть – исследование EY . 2016 г .
23. Федеральный закон от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации.

ПРИЛОЖЕНИЯ :

приложение 1



Рисунок 1. Карта лицензионных участков на шельфе морей

Приложение 2.

Таблица 3.1

«Базовый вариант», до оптимизации, предлагаемой в рамках работы

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Оптимизируемые переменные											
Количество линий СПГ завода, линий		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расширение ж/д ветки, да[1]/нет[0]		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Экономия на КВ за счет расширения ж/д ветки, %		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Спрос по магистральному газу, млрд м3		45,0	45,9	46,8	47,8	48,7	49,7	50,7	51,7	52,7	53,8
Вероятность подтверждения спроса по МГ, %		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Изменение спроса по МГ во времени, %		102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%
Мощность по добыче газа, млрд м3							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Мощность по транспорту газа, млрд м3							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Сжижение газа							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Справочно: сжижение газа на 1 линии							0,0	3,6	7,5	7,5	7,5
Магистральный газопровод (МГ)							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Реализация газа с учетом ограничений рынка, млрд м3							2,6	16,0	21,7	24,5	32,8
Реализация СПГ	0						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реализация через МГ	881						2,6	16,0	21,7	24,5	32,8
Собственные нужды, млрд м3							0,26	1,58	2,15	2,42	3,24

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Добыча							0,06	0,35	0,48	0,54	0,72
СПГ завод							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспорт							0,20	1,23	1,67	1,88	2,52
Добыча газа, млрд м3	968						2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Цена на газ, $/тыс.м3											
Цена СПГ							300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Цена на магистральный газ							250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Реализация газа, млн долл.							660	4 004	5 437	6 120	8 190
Реализация СПГ	0						0	0	0	0	0
Реализация через МГ	220 153						660	4 004	5 437	6 120	8 190
Мощности по добыче конденсата, млн т							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Транспорт морским путем							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Транспорт по ж/д							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Цена на конденсат, $/тонн											
Цена при реализации морским путем							365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Цена при реализации по ж/д							401,5	401,5	401,5	401,5	401,5
Реализация конденсата, млн долл.	9 153						0	183	256	300	442
Транспорт морским путем	9 153						0	183	256	300	442
Транспорт по ж/д	0						0	0	0	0	0
Инвестиции, млн долл.	40 388	3 199	2 007	1 607	2 532	5 939	4 477	2 335	3 165	2 388	880
Обустройство месторождения	29 633	3 199	2 007	1 607	2 097	3 733	3 532	1 885	1 800	618	880

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
СПГ завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Справочно: инвестиции в 1 линию СПГ	4 135			1 256	1 299	940	640				
Магистральный газопровод (МГ)	10 755				435	2 205	945	450	1 365	1 770	0
Железная дорога	0	0	0								
Инвестиции с учетом удешевления за счет ж/д, млн долл.	40 388	3 199	2 007	1 607	2 532	5 939	4 477	2 335	3 165	2 388	880
Операционные расходы, млн долл.	14 516	0	0	0	0	0	44	264	359	404	540
Добыча	9 677	0	0	0	0	0	29	176	239	269	360
СПГ завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магистральный транспорт	4 839	0	0	0	0	0	15	88	120	135	180
Выручка	229 306	0	0	0	0	0	660	4 187	5 693	6 420	8 632
EBITDA		0	0	0	0	0	616	3 923	5 334	6 017	8 092
Налоги (НДПИ, имущество)	60 183						626	1 353	1 719	1 915	2 351
НДПИ (с учетом нулевого НДПИ по СПГ проектам)	44 031						132	801	1 087	1 224	1 638
Налог на имущество	16 153						494	552	632	691	713
Аммортизация	32 305						988	1 105	1 263	1 382	1 426
Прибыль до налогооблажения	122 302	0	0	0	0	0	-998	1 465	2 352	2 719	4 314
Налог на прибыль	22 194	0	0	0	0	0	0	264	423	489	777
Прибыль после налогооблажения	100 108	0	0	0	0	0	-998	1 201	1 929	2 230	3 538
ВЫРУЧКА	229 306	0	0	0	0	0	660	4 187	5 693	6 420	8 632

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЯ НАЛОГИ	-96 893	0	0	0	0	0	-669	-1 881	-2 501	-2 808	-3 668
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	-40 388	-3 199	-2 007	-1 607	-2 532	-5 939	-4 477	-2 335	-3 165	-2 388	-880
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК	92 025	-3 199	-2 007	-1 607	-2 532	-5 939	-4 487	-29	27	1 224	4 084
Коэффициент дисконтирования (r=10%)		1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
Дисконтированный денежный поток	8 485	-3 199	-1 824	-1 328	-1 903	-4 056	-2 786	-16	14	571	1 732
ВНД	14,1%										
ЧДД на конец периода	8 485										

Таблица 3.2

«Вариант с железной дорогой»

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Оптимизируемые переменные											
Количество линий СПГ завода, линий		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расширение ж/д ветки, да[1]/нет[0]		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Экономия на КВ за счет расширения ж/д ветки, %		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Спрос по магистральному газу, млрд м3		45,0	45,9	46,8	47,8	48,7	49,7	50,7	51,7	52,7	53,8
Вероятность подтверждения спроса по МГ, %		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Изменение спроса по МГ во времени, %		102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%
Мощность по добыче газа, млрд м3							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Мощность по транспорту газа, млрд м3							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Сжижение газа							0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Справочно: сжижение газа на 1 линии							0,0	3,6	7,5	7,5	7,5
Магистральный газопровод (МГ)							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Реализация газа с учетом ограничений рынка, млрд м3							2,6	16,0	21,7	24,5	32,8
Реализация СПГ	0						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реализация через МГ	881						2,6	16,0	21,7	24,5	32,8
Собственные нужды, млрд м3							0,26	1,58	2,15	2,42	3,24
Добыча							0,06	0,35	0,48	0,54	0,72
СПГ завод							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Транспорт							0,20	1,23	1,67	1,88	2,52
Добыча газа, млрд м3	968						2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Цена на газ, $/тыс.м3											
Цена СПГ							300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Цена на магистральный газ							250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Реализация газа, млн долл.							660	4 004	5 437	6 120	8 190
Реализация СПГ	0						0	0	0	0	0
Реализация через МГ	220 153						660	4 004	5 437	6 120	8 190
Мощности по добыче конденсата, млн т							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Транспорт морским путем							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспорт по ж/д							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Цена на конденсат, $/тонн											
Цена при реализации морским путем							365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Цена при реализации по ж/д							401,5	401,5	401,5	401,5	401,5
Реализация конденсата, млн долл.	10 068						0	201	281	331	486
Транспорт морским путем	0						0	0	0	0	0
Транспорт по ж/д	10 068						0	201	281	331	486
Инвестиции, млн долл.	41 788	3 899	2 707	1 607	2 532	5 939	4 477	2 335	3 165	2 388	880
Обустройство месторождения	29 633	3 199	2 007	1 607	2 097	3 733	3 532	1 885	1 800	618	880
СПГ завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Справочно: инвестиции в 1 линию СПГ	4 135			1 256	1 299	940	640				
Магистральный газопровод (МГ)	10 755				435	2 205	945	450	1 365	1 770	0
Железная дорога	1 400	700	700								
Инвестиции с учетом удешевления за счет ж/д, млн долл.	37 609	3 509	2 436	1 447	2 279	5 345	4 030	2 101	2 849	2 149	792
Операционные расходы, млн долл.	14 516	0	0	0	0	0	44	264	359	404	540
Добыча	9 677	0	0	0	0	0	29	176	239	269	360
СПГ завод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Магистральный транспорт	4 839	0	0	0	0	0	15	88	120	135	180
Выручка	230 221	0	0	0	0	0	660	4 205	5 719	6 451	8 676
EBITDA		0	0	0	0	0	616	3 941	5 360	6 047	8 136
Налоги (НДПИ, имущество)	59 198						608	1 329	1 687	1 878	2 311
НДПИ (с учетом нулевого НДПИ по СПГ проектам)	44 031						132	801	1 087	1 224	1 638
Налог на имущество	15 167						476	529	600	654	673
Аммортизация	30 335						952	1 057	1 200	1 307	1 347
Прибыль до налогооблажения	126 173	0	0	0	0	0	-944	1 554	2 473	2 862	4 478
Налог на прибыль	22 881	0	0	0	0	0	0	280	445	515	806
Прибыль после налогооблажения	103 292	0	0	0	0	0	-944	1 274	2 028	2 347	3 672
ВЫРУЧКА	230 221	0	0	0	0	0	660	4 205	5 719	6 451	8 676
ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЯ НАЛОГИ	-96 595	0	0	0	0	0	-652	-1 873	-2 491	-2 796	-3 658
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	-37 609	-3 509	-2 436	-1 447	-2 279	-5 345	-4 030	-2 101	-2 849	-2 149	-792

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК	96 017	-3 509	-2 436	-1 447	-2 279	-5 345	-4 021	230	379	1 505	4 226
Коэффициент дисконтирования (r=10%)		1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
Дисконтированный денежный поток	9 779	-3 509	-2 214	-1 196	-1 712	-3 651	-2 497	130	194	702	1 792
ВНД	14,7%										
ЧДД на конец периода	9 779										

Таблица 3.3.

«Вариант с железной дорогой и 3 линиями завода СПГ»

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Оптимизируемые переменные											
Количество линий СПГ завода, линий		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Расширение ж/д ветки, да[1]/нет[0]		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Экономия на КВ за счет расширения ж/д ветки, %		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Спрос по магистральному газу, млрд м3		45,0	45,9	46,8	47,8	48,7	49,7	50,7	51,7	52,7	53,8
Вероятность подтверждения спроса по МГ, %		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Изменение спроса по МГ во времени, %		102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%	102%
Мощность по добыче газа, млрд м3							2,9	17,6	23,9	26,9	36,0
Мощность по транспорту газа, млрд м3							2,9	17,6	29,3	29,3	36,0
Сжижение газа							0,0	10,8	22,5	22,5	22,5
Справочно: сжижение газа на 1 линии							0,0	3,6	7,5	7,5	7,5
Магистральный газопровод (МГ)							2,9	6,8	6,8	6,8	13,5
Реализация газа с учетом ограничений рынка, млрд м3							2,6	15,5	20,7	23,2	31,6
Реализация СПГ	414						0,0	10,8	20,7	22,5	22,5
Реализация через МГ	446						2,6	4,7	0,0	0,7	9,1
Собственные нужды, млрд м3							0,26	2,12	3,65	3,71	4,37
Добыча							0,06	0,35	0,48	0,54	0,72

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
СПГ завод							0,00	1,30	2,70	2,70	2,70
Транспорт							0,20	0,48	0,48	0,48	0,95
Добыча газа, млрд м3	968						2,9	17,6	24,4	26,9	36,0
Цена на газ, $/тыс.м3											
Цена СПГ							300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Цена на магистральный газ							250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Реализация газа, млн долл.							660	4 409	6 217	6 922	9 034
Реализация СПГ	124 207						0	3 240	6 217	6 750	6 750
Реализация через МГ	111 433						660	1 169	0	172	2 284
Мощности по добыче конденсата, млн т							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Транспорт морским путем							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспорт по ж/д							0,00	0,50	0,70	0,82	1,21
Цена на конденсат, $/тонн											
Цена при реализации морским путем							365,0	365,0	365,0	365,0	365,0
Цена при реализации по ж/д							401,5	401,5	401,5	401,5	401,5
Реализация конденсата, млн долл.	10 068						0	201	281	331	486
Транспорт морским путем	0						0	0	0	0	0
Транспорт по ж/д	10 068						0	201	281	331	486
Инвестиции, млн долл.	50 817	3 899	2 707	5 375	6 430	7 138	5 451	1 885	2 806	2 388	880
Обустройство месторождения	29 633	3 199	2 007	1 607	2 097	3 733	3 532	1 885	1 800	618	880
СПГ завод	12 404	0	0	3 768	3 897	2 820	1 919	0	0	0	0

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Справочно: инвестиции в 1 линию СПГ	4 135			1 256	1 299	940	640				
Магистральный газопровод (МГ)	7 380				435	585	0	0	1 005	1 770	0
Железная дорога	1 400	700	700								
Инвестиции с учетом удешевления за счет ж/д, млн долл.	45 735	3 509	2 436	4 838	5 787	6 425	4 906	1 696	2 525	2 149	792
Операционные расходы, млн долл.	16 621	0	0	0	0	0	44	318	485	528	653
Добыча	9 682	0	0	0	0	0	29	176	244	269	360
СПГ завод	4 140	0	0	0	0	0	0	108	207,2	225	225
Магистральный транспорт	2 799	0	0	0	0	0	15	34	34	34	68
Выручка	245 707	0	0	0	0	0	660	4 610	6 498	7 252	9 520
EBITDA		0	0	0	0	0	616	4 292	6 013	6 724	8 867
Налоги (НДПИ, имущество)	41 543						829	974	803	891	1 333
НДПИ (с учетом нулевого НДПИ по СПГ проектам)	22 287						132	234	0	34	457
Налог на имущество	19 257						697	740	803	857	877
Аммортизация	38 513						1 395	1 480	1 606	1 713	1 753
Прибыль до налогооблажения	149 030	0	0	0	0	0	-1 608	1 838	3 604	4 120	5 781
Налог на прибыль	27 115	0	0	0	0	0	0	331	649	742	1 041
Прибыль после налогооблажения	121 916	0	0	0	0	0	-1 608	1 507	2 955	3 378	4 740
ВЫРУЧКА	245 707	0	0	0	0	0	660	4 610	6 498	7 252	9 520
ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ВКЛЮЧАЯ	-85 279	0	0	0	0	0	-873	-1 623	-1 937	-2 161	-3 026

	ИТОГО	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
НАЛОГИ											
ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	-45 735	-3 509	-2 436	-4 838	-5 787	-6 425	-4 906	-1 696	-2 525	-2 149	-792
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК	114 694	-3 509	-2 436	-4 838	-5 787	-6 425	-5 119	1 291	2 036	2 943	5 701
Коэффициент дисконтирования (r=10%)		1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
Дисконтированный денежный поток	10 424	-3 509	-2 214	-3 998	-4 348	-4 388	-3 179	729	1 045	1 373	2 418
ВНД	13,8%										
ЧДД на конец периода	10 424										