

Программа Тасис ТРАСЕКА Европейского союза
для Армении, Азербайджана, Болгарии, Грузии, Казахстана, Киргизстана,
Молдовы, Румынии, Таджикистана, Турции, Туркменистана, Украины, Узбекистана

EUROPEAID/120569/C/SV/MULTI

Регулирование транспортировки опасных грузов вдоль коридора ТРАСЕКА

Азербайджан, Грузия, Казахстан, Туркменистан и
Украина

Рабочий Доклад 2 Отчёт о возможных вариантах
транспортировки (сжиженного нефтяного газа)

Декабрь 2006



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Проект осуществляется NEA
и его партнерами НРТИ, UMCO
and Hoyer Gaslog



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



СОДЕРЖАНИЕ

1	Введение.....	4
1.1	Общие сведения о сжиженном нефтяном газе.....	4
1.2	Параметры сжиженного нефтяного газа, которые являются причиной дороговизны транспортировки	4
1.3	Транспортировка сжиженного нефтяного газа в регионе ТРАСЕКА.....	5
1.4	Некоторые общие экономические данные и перспективы.....	5
2	Существующие потоки сжиженного нефтяного газа по коридорам ТРАСЕКА.....	7
2.1	Из Казахстана.....	7
2.1.1	От месторождений до ж/д станций Казахстана.....	7
2.1.2	Из казахстанских ж/д станций до рынков.....	8
2.2	Из Туркменистана	8
2.3	Украина	9
2.4	Транспортировка сжиженного нефтяного газа через Азербайджан-Грузию.....	10
2.5	Перевалка сжиженного нефтяного газа в Грузии	10
2.6	Промежуточные полученные данные	10
3	Транспортировка сжиженного нефтяного газа в будущем	12
3.1	Общие замечания о транспортировке грузовиками	12
3.2	Общие замечания о транспортировке железной дорогой	12
3.3	Общие замечания о транспортировке судами и паромом	13
3.4	Общие замечания о транспортировке трубопроводом	13
3.5	Общие замечания о транспортировке сжиженного нефтяного газа в специальных контейнерах-цистернах	13
3.6	Из месторождений до ж/д станций в Казахстане.....	13
3.7	Из казахстанских ж/д станций на рынки сбыта	14
3.8	Терминалы для сжиженного нефтяного газа на востоке Каспийского моря в Казахстане.....	14
3.9	Погрузка танкеров и паромом в Туркменистане	16
3.10	Транспортировка сжиженного нефтяного газа с Каспийского моря	16
3.10.1	Ж/д паромы.....	17
3.10.2	Танкеры.....	18
3.10.3	Контейнеры-цистерны	20
3.10.4	Перевалка сжиженного нефтяного газа в Баку	20
3.11	Транспортировка сжиженного нефтяного газа через Азербайджан-Грузию.....	22
3.11.1	Железные дороги.....	22
3.11.2	Контейнеры.....	24
3.11.3	Трубопровод	24
3.12	Перевалка сжиженного нефтяного газа на погрузочных терминалах Грузии, Черное море Грузия	28
3.13	Перевозка груза/размеры, Грузия	29
3.14	Из Грузии/Украины на конечные рынки	31
3.15	Анализ украинского транзита сжиженного нефтяного газа	31
3.16	Первая экономическая оценка транспортировки туркменского сжиженного нефтяного газа по существующему маршруту	31
3.17	Анализ конкурентоспособности.....	33
3.17.1	Промежуточные полученные данные	33
3.17.2	Маршруты, конкурирующие с ТРАСЕКА	33
4	Выводы, рекомендации, перспективы.....	34



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Объем работ по предварительному технико-экономическому обоснованию для проекта
трубопровода сжиженного нефтяного газа Азербайджан-Грузия 36



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



1 Введение

1.1 Общие сведения о сжиженном нефтяном газе

Два коммерческих продукта – бутан и пропан (вместе называемые сжиженный нефтяной газ) – находятся в газообразном состоянии при температуре и давлении окружающей среды, а при хранении и транспортировке под давлением или в охлажденном виде - в жидком состоянии. Поэтому цистерны, суда и все другие средства транспортировки должны быть специально оборудованы с учетом этих свойств.

	Удельная масса	Температура перевозки (°C)
Пропан	0.583	-43
Бутан	0.602	-1

Обычно, сжиженный нефтяной газ состоит из смеси двух фракций в пропорции от 50%/50 % до 80 %/20 %. Необходимо отметить, что производители стран ТРАСЕКА должны приложить усилия для обеспечения соответствия качества продукции требованиям потребительских рынков. Турция, будучи одним из наиболее строгих рынков относительно требований по качеству, не признает некоторые спецификации сжиженного нефтяного газа, например из Туркменистана. (Умеренные) инвестиции на местах производства могут улучшить качество и сделать продукцию приемлемой для рынков. Консультант предполагает, что такие инвестиции на местах производства могут быть возвращены посредством более высоких цен и лучшей реализуемости.

Резервуары для хранения сжиженного нефтяного газа могут быть герметичными (под давлением) либо охлаждаемыми. Большинство крупных хранилищ на заводах, производящих сжиженной нефтяной газ посредством переработки газа, являются охлаждаемыми.

Суда для сжиженного нефтяного газа могут быть герметичными (под давлением), полностью охлаждаемыми или частично охлаждаемыми (которые могут перевозить груз как из охлаждающихся, так и из хранилищ под давлением). Судам, с полностью охлаждающимися емкостями, требуется охладитель для понижения температуры “теплого” сжиженного нефтяного газа в порту погрузки или нагреватель для поднятия температуры сжиженного нефтяного газа, сливаемого в хранилище под давлением.

Эти проблематичные свойства обусловили запоздалое развитие сжиженного нефтяного газа в углеводородном бизнесе. Первое коммерческое производство началось только в 1920 гг., а международная торговля – лишь в 1950 гг. 1960 г. морские перевозки составляли 1 миллион тон в год. Эта цифра возросла до 17 миллионов тон к 1980 г., а к 2000 г. составила более 47 миллионов.

1.2 Параметры сжиженного нефтяного газа, которые являются причиной дороговизны транспортировки

При обычной температуре и давлении сжиженный нефтяной газ испаряется. Поэтому сжиженный нефтяной газ поставляется в герметичных или охлаждаемых стальных баллонах, цистернах, контейнерах, трубопроводах. Для теплового расширения баллоны не должны быть полностью заполнены – что, уменьшает объемы транспортировки и вызывает повышение цен; обычно заполняются на 80-85% от его объема.

Пропорция между объемом испаренного газа и сжиженного газа различается в зависимости от состава, давления и температуры, но обычно приблизительно следующая: 250:1. Давление, при котором сжиженный нефтяной газ становится жидкостью, называется давлением насыщенного пара и также изменяется в зависимости от состава и температуры; например, для чистого бутана при 20°C это 220 кГПа (2,2 бар), и приблизительно 2,2 мГПа (22 бар) для чистого пропана при 55°C. Газ пропана тяжелее воздуха и, таким образом, будет растекаться по полу и стремится осесть в низких местах, например в подвалах. Это должно быть принято во внимание для избегания случайного



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



возгорания или удушья. Сильнодействующее пахучее вещество, этантиол, добавляется для того, чтобы утечки выявлялись легко. Удельная масса сжиженного нефтяного газа ниже 0,6. Для сравнения, удельная масса дизеля – приблизительно 0,84. Сжиженный нефтяной газ легко возгорается и при смешении с воздухом становится взрывоопасным. Уже 1,5 -11 % сжиженного нефтяного газа в воздухе могут создать взрывчатую смесь. Вышеуказанное, обычно, является причиной повышения транспортных расходов по сравнению с дизельным топливом.

1.3 Транспортировка сжиженного нефтяного газа в регионе ТРАСЕКА

Типичная транспортировка сжиженного нефтяного газа в странах ТРАСЕКА (из Казахстана и Туркменистана) выглядит следующим образом:

- Автотранспортом от места производства в Казахстане до ближайшего ж/д пункта погрузки (в действительности эта часть, в настоящее время, является существенной проблемой в Казахстане)
- Из казахского ж/д пункта погрузки сжиженный нефтяной газ транспортируется железнодорожными цистернами в различные пункты назначения, такие как украинские морские порты (для транзитных перевалочных операций для последующего экспорта), Польша, Китай и др.
- Из Туркменистана сжиженный нефтяной газ грузится в железнодорожные цистерны, которые отправляются к иранской границе, в Китай, посредством специальных ж/д паромов в Махачкалу для последующего транзитного экспорта в Польшу, черноморские и украинские морские порты, посредством специальных ж/д паромов в Баку для последующей транспортировки до Батуми

Из приемных терминалов для сжиженного нефтяного газа в странах-потребителях, сжиженный нефтяной газ распределяется посредством следующих специальных установок:

- установки, наполняющие газовые баллоны, для их последующего использования в домашних хозяйствах
- автоцистерны
- железнодорожные цистерны
- контейнеры для сжиженного нефтяного газа

Сжиженный нефтяной газ, используемый в качестве автогаза может доставляться небольшими наливными распределительными танкерами до хранилищ на места розничной торговли.

1.4 Некоторые общие экономические данные и перспективы

Цены на сжиженный нефтяной газ (не включая налоги) сравнимы с ценами на дизель, который является основным конкурентом сжиженного нефтяного газа на Авто рынке.

Сравнения сжиженного нефтяного газа с дизелем относительно транспортных расходов:



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



	LPG	Дизель
Плотность	0,55	0,84
Вместимость (обыч.) RTC т	30	57
Стоимость 1 RTC \$	70-120.000	30-50.000
Затраты/вопросы по безопасности	Высокие	Низкие
Стоимость танкера	Высокая напр. US\$ 65 т в сравнении с	Низкая US\$ 25 т
Стоимость перевалки	Выше 2 х	Низкая

Вышеуказанные факторы 2-3 раза увеличивают стоимость транспортировки сжиженного нефтяного газа по сравнению с дизелем. Поэтому производители сжиженного нефтяного газа более щепетильно относятся к поиску решения вопроса о долгосрочной, стабильной и конкурентоспособной (недорогой) транспортировке по сравнению с другими нефтепродуктами.

Поэтому консультант прилагает разумные усилия для исследования различных возможностей транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА с целью:

- найти решение вопроса о стабильной и конкурентоспособной транспортировке
- определить выгодные возможности для всех сторон
- возможно, инициировать совместную деятельность стран-участниц ТРАСЕКА по постройке конкурентоспособных транспортных маршрутов и разработать “много-сторонний подход команды ТРАСЕКА” для конкурирования с другими странами



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



2 Существующие потоки сжиженного нефтяного газа по коридорам ТРАСЕКА

2.1 Из Казахстана

2.1.1 От месторождений до ж/д станций Казахстана

Произведенный сжиженный нефтяной газ обычно транспортируется грузовиками для сжиженного нефтяного газа до близлежащих ж/д станций. Проблема заключается в том, что существует нехватка грузовиков и погрузочных установок для сжиженного нефтяного газа на ж/д станциях. Местами погрузки в Казахстане являются:

- Нефтеочистительные заводы Чимкента/Павлодара/Атирау
- **Тенгизское месторождение**
Шеврон и Республика Казахстан разрабатывают гигантское Тенгизское и близлежащее Королевское месторождения. Это историческое товарищество, названное Тенгизшевройл (ТСО), было основано в 1993 как совместное предприятие с уставным капиталом 20 миллиардов долларов США сроком на 40 лет. Тенгиз, одно из крупнейших нефтяных месторождений в мире, содержит от 6 до 9 миллиардов баррелей промышленных запасов нефти
- **Карачаганское месторождение**
В 1997 компания Техасо объединились с партнерами Agip/Eni, BG International и ЛУКОЙЛ для разработки карачаганского месторождения, которое содержит приблизительно 1,2 миллионов баррелей нефти и конденсата и более 1,35 триллионов м3 газа. Месторождение, расположенное в 10 милях от города Аксаи, было впервые открыто в 1979 г.; новое оборудование для переработки газа и жидких продуктов и нагнетания газа было запущено в 2003 г. В том же году было завершено строительство 365 километрового (393 миль) нефтепровода, соединяющегося с нефтепроводом Атирау и каспийским нефтепроводом.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- Из района Кумкол (вблизи Кызыл Орда)



2.1.2 Из казахстанских ж/д станций до рынков

1 миллион тон сжиженного нефтяного газа в год транспортируется в Молдову, Грузию (очень небольшие количества), Киргизстан, Афганистан и транзитом через Россию в Польшу и Украину. Вопрос о том, будет ли сжиженный нефтяной газ транспортироваться в Китай в каких количествах, остается открытым. Всего подвижных (только частных) “стандартных” по ГОСТ SNG RTC – 3-4.000 шт.

2.2 Из Туркменистана

800.000 тон сжиженного нефтяного газа транспортируется из Туркменистана следующим образом:

приблизительно 400.000 т/г в Иран посредством RTC.

- посредством RTC в Афганистан
- посредством RTC в Китай
- Паромом до Баку и далее железной дорогой до Батуми для дальнейшего экспорта морем.



"Дагестан"
"Меркурий-1"
"Академик Топчубашов"
"Азербайджан"
"Академик Гасан Алиев"
"Профессор Гул"
"Нахчиван"

*Фрахтовые и пассажирские морские ж/д паромы типа "Дагестан"
Каспийская Судоходная Компания, функционирующая на маршрутах Актау-Баку и
Туркменбаши-Баку*



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- Паромом до Махачкалы для дальнейшего экспорта в Польшу, Украинские и Российские морские порты (например, порт Темрюк, который скоро начнет функционировать)
- Каспийская Судоходная Компания (CSC) и Железные Дороги Грузии и Азербайджана заключили соглашение о перевозке приблизительно 18,000 т сжиженного нефтяного газа из Туркменбаши в Грузию (Батуми). Были осуществлены 2 перевозки приблизительно по 1000 т каждая. По-видимому, третья перевозка подготовлена, но, по сообщениям, операции были прекращены (Азербайджанскими властями) до прояснения вопросов, связанных с угрозой безопасности. Должно быть отмечено, что из-за конструкции паромов типа Дагестан (закрытый паром с закрытыми транспортными отсеками и объединенный с пассажирским транспортом, а также как и небольшая вместительность груза – меньше 1.000 тон сжиженного нефтяного газа – и высокие бункеровочные расходы (Дизельное топливо смешенное с нефтяным топливом), использования таких паромов не может быть долгосрочным, стабильным и экономным транспортным решением для сжиженного нефтяного газа. Каспийская Судоходная Компания переоборудовала два парома для перевозки сжиженного нефтяного газа – в основном, частично открыв грузовую палубу



Паром, принадлежащий Морскому Порту Махачкала (группа компаний Сафинат) и функционирующий на маршрутах Туркменбаши-Махачкала и Актау-Махачкала (для наглядности-лучший паром на Каспийском море)

2.3 Украина

Украина является транзитной страной для потоков сжиженного нефтяного газа из Казахстана, России и Туркменистана через принадлежащие ей черноморские порты. Порт Одесса обрабатывает приблизительно 400 КТ/г сжиженного нефтяного газа, отправляемого Казахстанским “гигантом” ТСО в Турцию. Транспортировка сжиженного нефтяного газа из Грузии в Украину, в качестве возможного транзитного пункта в Европу,



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



может осуществляться паромными или танкерами.

2.4 Транспортировка сжиженного нефтяного газа через Азербайджан-Грузию

В прошлом году (2005) перевозная способность грузинской ж/д достигла 24 миллиона тон, планируется что эта цифра возрастет до 26 миллионов тон в этом году. Также прогнозируется рост объема до 30 миллионов тон к 2010 г, тем не менее, остается неясным как повлияет функционирование нефтепровода ВТС на эти объемы. Транспортировка сжиженного газа составляет только 30 ж/д вагонов в месяц от общего объема. В основном это импорт на местный рынок Грузии. Так как грузинская ж/д не имеет специальных ж/д вагонов для перевозки сжиженного нефтяного газа, транспортировка, в основном, осуществляется собственными вагонами импортеров или вагонами, принадлежащими железной дороге страны-экспортера. На этом этапе Грузия не заинтересована инвестировать в закупку собственных вагонов, так как они занимаются только транзитными перевозками и импортом. Согласно их предложению, если возникнет необходимость в увеличении ж/д парка специальными вагонами, это должны сделать страны-производители или страны-импортеры должны быть заинтересованы инвестировать в приобретение собственного ж/д парка.

2.5 Перевалка сжиженного нефтяного газа в Грузии

Единственный терминал для сжиженного нефтяного газа на береговой линии Грузии находится в Батуми; в настоящее время терминал способен грузить на суда до 3,000 т сжиженного нефтяного газа. Вместимость резервуаров - также 3 КТ.



Терминал для сжиженного нефтяного газа в Батуми

2.6 Промежуточные полученные данные

- В настоящее время, по существу, транспортировка сжиженного нефтяного газа из Казахстана и Туркменистана через Азербайджан и Грузию не осуществляется. Причиной является нехватка транспортных средств на Каспийском море. Единственно возможная крупная операция может быть осуществлена с Каспийского моря посредством вышеуказанных паромов, принадлежащих России - но они не функционируют по направлению к Баку.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- С целью увеличить объем транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА должны быть проведены все исследования и приготовления для финансирующих сторон, которые осуществят необходимые инвестиции



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3 Транспортировка сжиженного нефтяного газа в будущем

3.1 Общие замечания о транспортировке грузовиками

По мнению консультанта транспортировка сжиженного нефтяного газа грузовиками эффективна только для транспортировки с мест добычи нефти (сжиженного нефтяного газа) до близлежащих ж/д станций в Казахстане.

В северо-западной Европе грузовики для сжиженного нефтяного газа используются только для расстояний максимум 400-500 км (в одну сторону). Стоимость – от 1,3 до 1,4 Евро/км/т при ежемесячном обороте приблизительно 14,000км.



Западные грузовики для сжиженного нефтяного газа (для наглядности)

3.2 Общие замечания о транспортировке железной дорогой

Транспортировка сжиженного нефтяного газа железной дорогой является, в краткосрочной перспективе, основным транспортным маршрутом в коридоре ТРАСЕКА. При средней цене приблизительно 8 центов за км остается рассмотреть как может осуществляться конкурентоспособная ж/д транспортировка. Очевидно, что эти расценки очень низки по сравнению с европейскими ж/д тарифами. В Европе ж/д транспортировка сжиженного нефтяного газа железной дорогой стоит приблизительно 35-55% от стоимости перевозки грузовиками – например за тону (зависит от количества и железной дороги). Консультант исследует разницу между тарифными и фактическими расходами. Из-за различных факторов уже сейчас можно сказать, что фактическая средняя скорость ж/д системы должна быть улучшена с целью повышения ее конкурентоспособности для такого чувствительного к транспортным расходам продукта как сжиженный нефтяной газ.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.3 Общие замечания о транспортировке судами и паромом

Очевидно, что этот вопрос отдельно изучается в данном проекте, так как Каспийское море должно быть пересечено. Консультант сравнит две альтернативы – морские танкеры и паромы, перевозящие RTC для сжиженного нефтяного газа.

3.4 Общие замечания о транспортировке трубопроводом

Консультант проведет предварительные исследования о целесообразности строительства трубопровода для сжиженного нефтяного газа из Баку до черноморского побережья Грузии. Очевидно, что для рассмотрения вопроса о строительстве трубопровода необходимо стабильные долгосрочные потоки продукта в существенных количествах приблизительно 1,5 миллионов т/г.

3.5 Общие замечания о транспортировке сжиженного нефтяного газа в специальных контейнерах-цистернах

Транспортировка сжиженного нефтяного газа в контейнерах, возможно, будет иметь преимущество, по крайней мере, как наименее чувствительное решение относительно стабильных поставок. Кроме того, будет возможно использовать существующее оборудование для переработки сухого груза и транспортировка может быть начата после уведомления за короткий срок. После тщательного анализа всех расходов консультант сможет только сообщить в РД 6 будет ли транспортировка сжиженного нефтяного газа в контейнерах жизнеспособной.

3.6 Из месторождений до ж/д станций в Казахстане

Как видно на прилагаемых картах большое количество сжиженного нефтяного газа, произведенного в Казахстане должно транспортироваться грузовиками до ближайших ж/д станций. Это дорогостоящее “препятствие”. Консультант в дальнейшем изучит возможности снизить затраты такой транспортировки.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.7 Из казахстанских ж/д станций на рынки сбыта

Расстояния от казахстанских месторождений до рынков сбыта следующие :

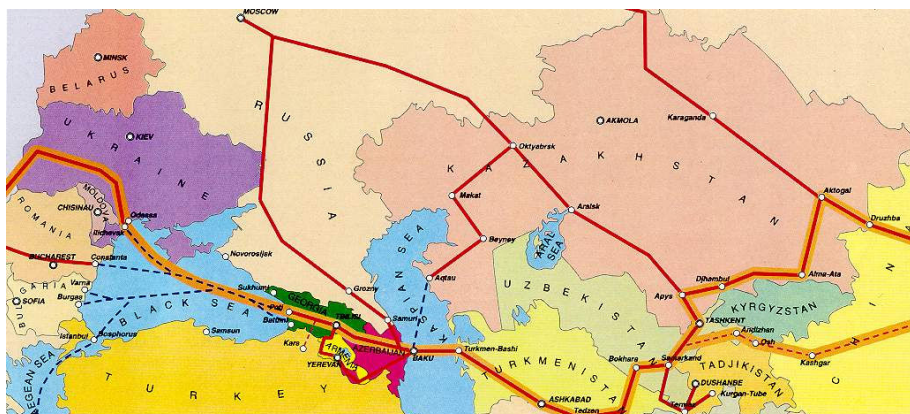
Одесса	>	Рени	: 434 км
Одесса	>	Чоп	: 1018 км (до Венгрии)
Одесса	>	Чоп	: 1020 км (до Словакии)
Тенгиз	>	Актау	: 616 км.
Уральск	>	Атурау	: 1075 км.
Карачаганак	>	Уральск	: 118 км.
Атурау	>	Архангельская (Россия)	: 323 км.
Атурау	>	Дружба (Китай)	: 3250 км.
Кызыл Орда	>	Архангельская (Россия)	: 1784 км.
Кызыл Орда	>	Актау	: 2039 км.
Актау	>	Дружба (Китай)	: 3836 км.

Консультант может рассмотреть альтернативные транспортные схемы отличные от ж/д схем – тем не менее они не представляются осуществимыми

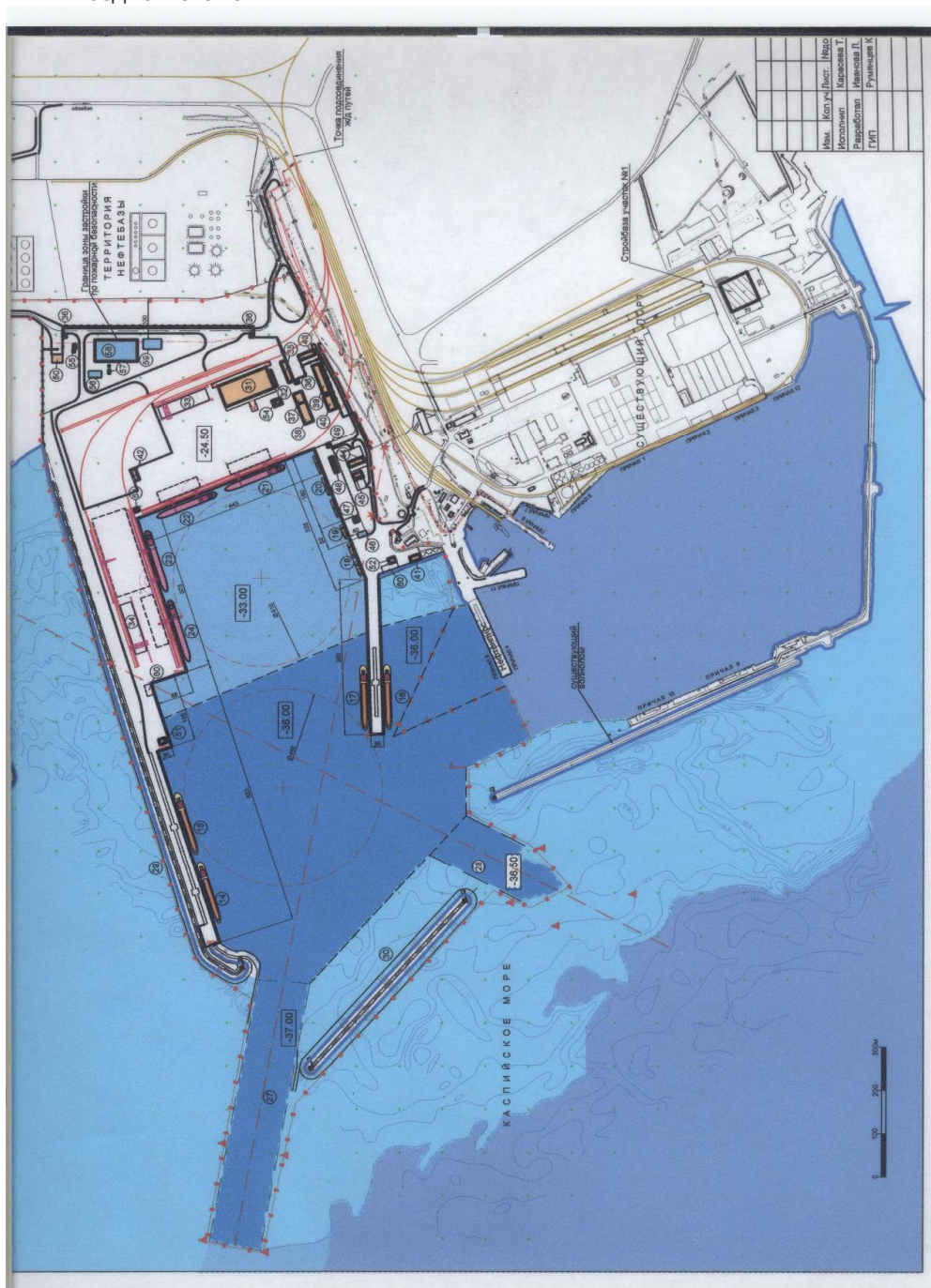
3.8 Терминалы для сжиженного нефтяного газа на востоке Каспийского Моря в Казахстане

Существующее положение может быть описано следующим образом:

- На данный момент Порт Актау с максимальной осадкой 7 м является единственным казахским портом на Каспийском море и перерабатывает нефтепродукты и сухой груз – все грузы перерабатываются
- Установка для погрузки вагонов находится приблизительно в 30 м от пристани для погрузки сырой нефти. Тем не менее, необходимая безопасная дистанция – 100 м. Следовательно, остается неясным может ли эта установка быть использована для погрузки RTC со сжиженным нефтяным газом на паромы – в настоящий момент, данный вопрос изучается. Во всем остальном, пристань, очевидно, имеет мощности для отгрузки значительных объемов сжиженного нефтяного газа



- Порт Актау обслуживается 4 частными ж/д линиями, соединяющими его с Мангисчлагом, центральной ж/д сортировочной станцией в регионе. Каскор-транссервис является единственным оператором этой 18 км частной ж/д между Мангисчлагом и портом Актау и в порту Актау. Тем не менее, должно быть отмечено, что во время пика до 2500 RTC простаивают на территории (!!). Причиной являются погодные условия, не позволяющие судам входить в порт/”проблемы” получателей (например, Иран/другие причины). В случае, если груз (сжиженный нефтяной газ)





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- нефтяного газа контейнерами-цистернами. Консультант изучит этот вопрос на более позднем этапе, а в настоящее время он активно проверяет возможные альтернативы с портом Актау
- Новый терминал для нефти строится в Курике, приблизительно в 50 км к югу от Актау. Первоначально терминал был специально спроектирован для перевалки нефти, но возможно постройка также дополнительного терминала для перевалки сжиженного газа на танкеры.
- Согласно официальной информации, предоставленной начальником порта Актау, строительство терминала для сжиженного нефтяного газа на каспийском побережье Казахстана предусмотрено в южной части порта Актау а не в порту Курик.
- Консультант изучит запланированные точные месторасположения в Казахстане. Как оказалось, на данном этапе, существует противоречивая информация. Во время завершения РД 6 консультант также сможет представить лучшие рекомендации относительно жизнеспособности терминалов для погрузки танкеров и/или паромов, так же как и о перевалке контейнеров для сжиженного нефтяного газа

3.9 Погрузка танкеров и паромом в Туркменистане

Главным портом Туркменистана является Туркменбаши, где RTC и контейнеры для сжиженного нефтяного газа могут быть погружены на паромы. Других погрузочных установок для сжиженного нефтяного газа в Туркменистане нет. Консультант считает, что погрузочные установки являются недостаточными для более крупных объемов.



3.10 Транспортировка сжиженного нефтяного газа с Каспийского Моря

Консультант не считает реальной возможность постройки трубопровода через Каспийское море по политическим и экономическим причинам и, следовательно, не рассматривает эту альтернативу. Каспийское море должны пересекать суда. На данный момент и в обозримом будущем “политическая” ситуация в связи с вопросом о перевозках на Каспийском море является следующей:

Суда под российским флагом могут входить в порты Казахстана (Актау), Туркменистана (Туркменбаши), Ирана (Нека/Анзали) и России (Махачкала/Астрахань) – но не в порт Баку, в том числе из-за запретительных портовых расценок



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Суда под азербайджанскими и другими флагами могут входить во все порты - тем не менее, российские портовые сборы для азербайджанских судов являются отчасти запретительными

Порты/правительства склонны взимать различные – вплоть до запретительно высоких – портовые сборы для защиты собственных флотов и/или действовать в зависимости от политических конфликтов

Так же надо иметь в виду, что на Каспийском море дуют очень сильные ветры и часто бывают “агрессивные” короткие и крутые волны, что является серьезным фактором, который должен быть принят во внимание.

Следовательно, транспортными средствами являются:

3.10.1 Ж/д паромы

4 ж/д парома, эксплуатируемые российской компанией (www.safinat.com), перевозят 52 RTC на двух палубах (без постороннего груза/пассажиров на борту) - палубы (полностью) не закрыты для соответствия стандартам безопасности. Поэтому транспортировочная мощность для сжиженного нефтяного газа составляет приблизительно 1500-1700 т, что, как указано ранее, составляет примерно 50% от объема дизеля, который можно перевозить тем же паромом. Паромы являются современного типа и построены в Болгарии. Они рентабельно работают на горючем. Консультант считает, что железнодорожные паромы соответствуют современным экономическим стандартам и правилам техники безопасности. Паромы большего размера, возможно, будут способствовать понижению расходов – это должно быть рассчитано в РД 6. Азербайджанские паромы (построенные в 1987 г.), как было указано выше, перевозят около 28 RTC вместе с пассажирами и другим грузом (грузовиками), что означает, что возможно транспортировать приблизительно 800-900 тонн сжиженного нефтяного газа. Были переоборудованы два парома каспийского судоходства (как мы поняли, закрытое железнодорожное пространство было «частично» открыто). Паромы перевозят дизельное топливо – поэтому их экономичность по сравнению с российскими паромами остается сомнительной - 50% вместительности груза и приблизительно 100% больше расхода топлива. Очевидно, паромы каспийского судоходства будут обслуживать только порт Баку. Последующие два года паромы такого типа будут единственно жизнеспособным и возможным путем транспортировки сжиженного нефтяного газа через Каспийское море. В случае если объемы возрастут, надо будет тщательно улучшить следующие условия посредством интенсивного надлежащего обследования и возможных инвестиционных программ:

- Погрузочная пристань в Туркменистане подлежит закрытию по причине закрытия порта из-за сильных ветров. Надо исследовать возможности и пути исправления данной ситуации
- Расстояние между пристанью и нефтеперегонным заводом составляет приблиз. 10 километров. Возможно сократить фактическое время, требующееся для оборота судна.
- Общий координированный подход и контрольная система между всеми перегонными судами может повысить продуктивность погрузочных операций.
- Все паромы имеют следующую комбинированную теоретическую транспортировочную мощность: 4 российских парома с 52 RTC со средним оборотом в 4,5 дня и 11 операционных месяцев равны приблизительно 500.000 т. ежегодной транспортировочной мощности сжиженного нефтяного газа. Два каспийских парома с 52 RTC со средним оборотом 3,5 дней и 11 операционных месяцев – приблизительно 150.000 тонн ежегодной транспортировочной мощности сжиженного нефтяного газа
- В случае, если паромы окажутся долгосрочно жизнеспособным и конкурентоспособным транспортировочным решением, существующих мощностей будет недостаточно для возрастающих объемов производства. Надо будет составить соответствующие бизнес планы для обоснования дальнейших инвестиций в дополнительные паромы и погрузочные пристани.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.10.2 Танкеры

Общие навигационные и прочие условия на Каспийском море следующие:

- Размер имеющихся в распоряжении судов 2-3 КТ тонн (типа «Нефтерудовоз»); 4-5 КТ тонн (типа «Волгонепфть» и «Олег Кошевой»); 7 КТ тонн и максимальный объем 12 КТ тонн, которые, до настоящего времени, могут грузиться на полную мощность только в Актау; тем не менее, на Каспийском море НЕ функционируют танкеры для сжиженного нефтяного газа.
- Планируется доставить специальные сборные части судна на Каспийское море, которые будут смонтированы на месте в большие 20-40 КТ суда. Эти суда не будут больше входить в порты, а будут загружаться и разгружаться на швартовочных установках QBM, которые так же должны быть построены.
- Надо учесть так же ограничения, связанные с осадкой в различных портах.
- На реке Волге и соответственно Волго-Донском канале действует ограничение на максимальный размер судна; бимс, осадка (3-4 метра; фактический размер 3,4 метра), тяга воздуха, ограничения на погрузку допускают на Каспийское море только приблизительно 12 КТ суда в балласте.
- Танкеры можно рассматривать в качестве конкурентов паромов.
- Обычная «формула» для сравнения затрат между танкерами (т) и паромами (п) выглядит следующим образом: перевалка при погрузке + фрахт + перевалка при разгрузке = X каспийские расходы т (хт). Доставка на/с парома + фрахт = X каспийские расходы п (хп)
- хт можно оценить в US\$ 45-65 МТ. Хп можно оценить в US\$ 55-75 МТ. Указанные цифры являются приблизительной оценкой и основаны на существующих рыночных тарифах и отображают возможные (более низкие) расходы для судовладельцев.

Судовладельцами являются Каспийское Судостроение, Казмортрансфлот, Волготанкер, Сафинат и другие частные владельцы

Танкеры для сжиженного нефтяного газа, которые могут функционировать на Каспийском море (для наглядности)

Омегагаз



МС "Омегагаз" это транспортер сжиженного нефтяного газа, построенный в Германии. Танкер, с транспортировочной мощностью 3600 м³, достигает скорости 15,0 узлов. Общая длина судна 95,0 м и 15,2 м траверзом.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Эпсилонгаз



МТ «Эпсилонгаз» с
транспортировочной мощностью 5600
м³ является более крупным (общая
длина 108,0 м и 16,4 м траверзом) и
быстрым судном (16,4 узлов) по
сравнению с МТ «ОмегаГаз»

Надо так же отметить, что для Каспийского моря характерны очень сильные ветры и «агрессивные» короткие и крутые волны и это серьезный фактор, который надо учесть. Приблизительная закупочная цена танкера для сжиженного нефтяного газа в регионе - 10-30 миллионов долларов США – цена колеблется в зависимости от размера и срока службы танкеров. Учитывая вышесказанное, перспектива для танкеров сжиженного нефтяного газа является следующей:

- Консультант изучит и рассчитает идеальный размер судов для танкеров сжиженного нефтяного газа в РД 6. Однако, по-видимому, танкеры вместимостью 7 КТ сжиженного нефтяного газа - максимальный размер.
- В РД 6 будет так же рассмотрена возможность использования новых или бывших в употреблении танкеров для сжиженного нефтяного газа.
- Среднее полное время оборота около 5-и дней. Следовательно, для каждого танкера для сжиженного нефтяного газа необходим стабильный поток 300 КТ сжиженного нефтяного газа ежегодно (вместительность 5 КТ; функционирует 11 месяцев в году). Любое инвестиционное решение будет основано на подобной долгосрочной стабильной поставке продуктов.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.10.3 Контейнеры-цистерны

На сегодняшний день, кроме варианта транспортировки сжиженного нефтяного газа паромом в коридоре ТРАСЕКА, так же существует альтернативный вариант транспортировки контейнерами-цистернами. Здесь нужно учесть следующее:

- По существу в регионе нет контейнеров для сжиженного нефтяного газа, но их нужно купить и/или арендовать.
- Транспортировочные мощности, существующие в Актау, Туркменистане и Баку ограничивают объемы
- Приблиз. 9 сухогрузов имеются в наличии на Каспийском море (транспортировочный объем каждого судна – приблиз. 80-100 контейнеров)
- Контейнеры для сжиженного нефтяного газа можно купить, что, в короткое время, может стать приемлемым транспортным решением, поскольку – при условии соблюдения параметров безопасности – на месте имеется необходимая инфраструктура для переработки контейнеров
- Транспортные расходы на контейнеры для сжиженного нефтяного газа могут быть чрезмерно высокими – это выяснится после наших расчетов и полученных данных согласно РД 6

3.10.4 Перевалка сжиженного нефтяного газа в Баку

В настоящее время есть два пути перевалки сжиженного нефтяного газа в Баку:

- Посредством RTC, прибывающих на парамах. Погрузочно-разгрузочный пункт для RTC расположен в центре Баку. Консультант оценивает максимальную годовую пропускную способность оборудования как, приблизительно, 100-300 КТ сжиженного нефтяного газа, учитывая существующие потоки перевозок и перегрузки.
- Контейнеры для сжиженного нефтяного газа на контейнерном терминале в Баку с приблизительной пропускной способностью сжиженного нефтяного газа 50-200 КТ в год.

Оба этих объекта требуют проведения капитального ремонта в случае увеличения объемов транспортировки сжиженного нефтяного газа. Наверняка, все-таки, надо предусмотреть постройку новых сооружений.

Что касается перевалки танкеров для сжиженного нефтяного газа в Азербайджане в будущем, надо принять во внимание две существующие установки по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов, так как:

- Порты уже существуют
- Железнодорожные линии тоже
- Имеется различная необходимая инфраструктура



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Сангачальский терминал расположен рядом с районом Сангачал в 45 км к югу от Баку, в Карадагском районе. Терминал предназначен для получения и обработки 115,000 баррелей сырой нефти ежедневно (5.75 МТА) с платформы Ширак -1. Максимальная мощность терминала 140,000 баррелей (прибл. 19,170 т) сырой нефти в день. На терминале имеются установки по обработке жидкого топливного газа. Были приняты меры для установки перевалочных мощностей для сжиженного нефтяного газа – с входящих танкеров на RTC – или в трубопровод.

Терминал Дубенди расположен на побережье Каспийского моря в Азербайджане, приблизительно в 50 км к северо-востоку от Баку. С текущей перевалочной мощностью 10 миллионов тонн ежегодно, терминал Дубенди является главным центром транзитной транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов с каспийского региона на мировые рынки. Терминал Дубенди получает сырую нефть и нефтепродукты, транспортируемые танкерами из других портов Каспийского моря. Порт Дубенди естественный морской порт, расположенный поперек острова Пиралахи, который исполняет роль волнореза. Остров Пиралахи защищает порт Дубенди от частых мощных ветров и высоких волн Каспийского моря и это делает терминал Дубенди уникальным местом для пункта приема транзитной сырой нефти и нефтепродуктов. Отдаленность порта Дубенди от центра города и населенных мест дает другие преимущества в смысле защиты окружающей среды и безопасности в эксплуатации. В порту Дубенди могут одновременно разгружаться 4 судна. Порт может принять 12.000 DWT суда Каспийской судоходной компании, которые в настоящее время являются самыми большими танкерами на Каспийском море. В будущем планируется сооружение SPM для разгрузки более крупных танкеров до 30.000 DWT. Складские мощности терминала Дубенди - 150.000 m³ для чистых нефтепродуктов (бензин, дизель, нефтя, топливо для реактивных двигателей и т.д.) и 150.000 m³ для темных нефтепродуктов (сырая нефть и нефтяное топливо). Нефтебаза чистых нефтепродуктов была полностью обновлена и введена в действие в августе 2002 г. компанией «Middle East Petrol».

Параллельно с капиталовложениями в Порт и складские помещения, Middle East удвоила мощность железнодорожной погрузочной установки в Дубенди путем постройки наливной эстакады для чистых нефтепродуктов в качестве продолжения к эстакаде темных нефтепродуктов. В Дубенди могут одновременно грузиться 78 ж/д цистерн в течении 2-х часов.

Следовательно, возможно будет решено построить терминал для сжиженного нефтяного газа (из танкеров в нефтепровод/на железную дорогу) в районе между Сангачалем и Дубенди.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.11 Транспортировка сжиженного нефтяного газа через Азербайджан-Грузию

3.11.1 Железные дороги

Общие условия транспортировки LPG по железной дороге в Азербайджан и Грузию являются следующими:

- Промежуток между Гардабани и Тбилиси является географически сложным участком с крутыми склонами
- В этом районе, по существу, отсутствуют RTC для сжиженного нефтяного газа. Железные дороги не берут на себя приобретение и/или аренду RTC.
- Расстояния: Баку-Булкесик 502 км; Гардабани-Батуми 396 км и до Поти 360 км.
- Локомотивы заменяются на границе.
- Фактическая средняя скорость – приблизительно 10-15 км/ч
- Российские/ТРАСЕКА RTC для сжиженного нефтяного газа имеют на верхней части погрузочно-разгрузочные клапаны – диаметр DN 32. Если поток груза ниже 3 кубм (кубических метров) отдельные предохранительные клапаны прекращают слив автоматически.
- Европейские RTC разгружаются через гидравлические нижние клапаны диаметром DN 80 с ручными предохранительными кнопками для прекращения слива
- Следовательно, оборот европейских RTC выше. Целесообразно проверить возможно ли соответственно изменить новые RTC, функционирующие в коридорах ТРАСЕКА.
- Максимально допустимая норма веса состава в Азербайджане (на главной линии в Грузию) - 3,000 т. Суммарная масса маршрутного поезда 'RTC для сжиженного нефтяного газа', состоящего из 28-и вагонов с VL-8 или VL-11 электро-локомотивом (в основном, там преобладают локомотивы «советского» типа, которые технически довольно устаревшие), не превышает 1,600 т. Обычное кол-во вагонов в (смешанных) товарных поездах в Азербайджане - приблизительно 35 (напр. в октябре 2006 г.: 772 товарных вагонов на 23-х поездах; максимально зарегистрированное кол-во 57).
- в 2005 и 2006 г.г. железные дороги функционировали на пределе с общим транспортировочным объемом около 24 миллионов тонн общего груза между Азербайджаном и Грузией. Возможно, что нефтепровод BTC вызовет снижение объемов железнодорожной транспортировки и соответственно железные дороги смогут иметь достаточно мощностей для перевозки прогнозируемого дополнительного количества около 1,5-3 млн. тонн сжиженного нефтяного газа ежегодно.
- Лимит пропуска поездов на грузинской границе – приблизительно 25 поездов (грузовместимость каждого – приблизительно 3 КТ (дизель) или 2 КТ (сжиженный нефтяной газ) в день.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Следовательно, будущие усовершенствования железнодорожной системы, с целью создания конкурентоспособных условий для транспортировки сжиженного нефтяного газа в коридоре ТРАСЕКА, должны быть следующими:

- Сжиженный нефтяной газ должен перевозиться только в специальных маршрутных поездах. Нужно предложить\определить типичный поезд, состоящий из 48 RTC вагонов для сжиженного нефтяного газа и движимый электровозом (равноценным) VL-8 или VL-11. Локомотивы в Батуми/ других разгрузочных терминалах Грузии должны ждать разгрузки RTC и повезти пустые составы обратно сразу же после разгрузки.
- Нужно повысить скорость железной дороги. Должны быть специальные транспортные коридоры для сжиженного нефтяного газа с соответствующими локомотивами, диспетчерами и системой, чтобы, по возможности, обходить другие железнодорожные заторы. Даже если это пока не будет обычным режимом, нужно достигнуть следующего:

Максимум 16 часов для Баку-Грузинская граница (почти 500 км)

Максимум 2 часа для пересечения Азербайджанско-Грузинской границы

Максимум 16 часов для Азербайджанско-Грузинская граница→Черноморский терминал (так же ~500 км). Всего 36 часовая (1.5 дня) железнодорожный рейс Баку-Черное море. Такое же время нужно для возвращения RTC

- Модернизированную конструкцию RTC, соответствующую западным стандартам нужно рассмотреть для усовершенствования а. вместимости до 40 т на RTC и б. с технической стороны дела повысить скорость погрузки-разгрузки
- Рассмотрение исправленных технических спецификаций для покупки локомотива
- Желание и понимание создания интегрированной конкурентоспособной сети транспортировки сжиженного нефтяного газа из мест добычи в Туркменистане и Казахстане до потребителей.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.11.2 Контейнеры

Консультант сможет дать свое заключение насчет этого вопроса и жизнеспособности контейнеров для сжиженного нефтяного газа в районе в надлежащее время, после того как будут произведены более точные калькуляции для РД 6.

3.11.3 Трубопровод

Ниже приводятся несколько соответствующих соображений консультанта насчет главных работ, таких как, постройка трубопровода для сжиженного нефтяного газа между Баку и Грузинским побережьем. Следующие главные параметры должны быть соблюдены, для того чтобы продвинуть эту идею дальше:

- Обязательства от производителей сжиженного нефтяного газа поставлять требуемые минимальные количества в эти трубопроводы – мы предполагаем мин. около 1.5 млн. тонн в год.
- Такое обязательство будет принято производителями только в том случае, если этот трубопровод будет иметь требуемые низкие транспортные расходы для обеспечения получения лучшего дохода на долгосрочной основе.
- Очевидно, что соответствующие исследования, подобные этому, и последующий анализ экономической целесообразности подтверждают (жизнеспособность) такого трубопровода

Для иллюстрирования возможностей консультант описывает некоторые вопросы, связанные с трубопроводами для сжиженного нефтяного газа в Индии, которые могут служить в качестве ссылки:

- Gas Authority of India Ltd (GAIL), владеет 4,000 км трубопроводом и приблизительно 95% доли рынка в бизнесе натурального газа в Индии. GAIL является так же одним из крупнейших производителей сжиженного нефтяного газа в Индии, с производством жидкого углеводородного топлива (включая сжиженный нефтяной газ), превышающим по объему 1 млн. тонн в год. Компания также эксплуатирует крупнейший в стране завод по добыче сжиженного нефтяного газа. GAIL внедрил в Индии концепцию трубопроводов для сжиженного нефтяного газа и в настоящее время эксплуатирует длиннейший в мире – 1,250 км – эксклюзивный трубопровод, пролегающий от Гуджарата в западной Индии до Лони рядом с Нью Дели в северной Индии. Расходы по проекту в 2001 г. составили около 12.5 миллиардов рупий или около 300 млн. долларов США
- Indian Oil Corp. (IOC) объявили о своих планах проложить через Индию трубопроводы для сжиженного нефтяного газа подготовив технико-экономический доклад с описанием возможных проектов. «Трубопроводы для сжиженного нефтяного газа могут стать нашей будущей основной сферой. Мы уже создали группу по изучению возможностей проведения трубопроводов для сжиженного нефтяного газа через страну. Согласно подсчетам компании, трубопроводная сеть понизит транспортировочные расходы сжиженного нефтяного газа по крайней мере на 10% (консультант считает это незначительной экономией). Как часть плана, компания предлагает соорудить 275 км трубопровод для сжиженного нефтяного газа от нефтеперегонного завода Панипат в Уттар Прадеш до Джаладхара в Пенджабе. На предстоящей встрече планируется представить правлению IOC проект стоимостью 34 миллионов долларов США.

Ниже следуют текущие полученные данные о трубопроводе для сжиженного нефтяного газа через Азербайджан и Грузию:

После проведения анализа альтернатив трубопровода из каспийского региона до черноморского побережья Грузии, мы выяснили, что наилучшим вариантом постройки трубопровода для сжиженного нефтяного газа будет использование существующего



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



коридора вдоль WREP (западный маршрут экспортного нефтепровода Баку – Супса, который принадлежит AIOC (Азербайджанская международная нефтяная компания, консорциум 7 мировых нефтяных гигантов).

1. *Общая информация (о нефтепроводах в Грузии)*

Нефтепровод проложен от Гардабани (грузинская/азербайджанская граница) до Супса, в 10 км к югу от Поты, где расположен терминал для сырой нефти вместимостью в 160 000 м³.

Общая длина нефтепровода - 375 км, диаметр - 20" (OD=530 мм).

Всего на грузинской части нефтепровода построены 2 насосные станции.

Максимальная мощность нефтепровода - 160,000 bpd (приблизительно 7 миллионов тон сырой нефти в год).

Нефтепровод WREP пересекает долины, горные системы, населенные территории, лесные и сельскохозяйственные зоны. Минимальная глубина, в которой проложен нефтепровод – 1,5 м и углубляется до 2,5 м в местах пересечения рек.

По маршруту нефтепровод пересекает 16 основных районов:

- Гардабани
- Мцхета
- Каспи
- Гори
- Карели
- Хашури
- Сачхере
- Чиатура
- Зестапони
- Терджола
- Багдади
- Вани
- Самтредия
- Чохатаури
- Абаша
- Ланчхути

Кроме вышеперечисленных основных районов, нефтепровод пересекает 95 административных центров и приблизительно 120 сел.

Географические координаты нефтепровода – между широтой 41°. 22' N / долготой 45°.03' и широтой 41.5° / долготой 42°. Минимальная высота – в Супса уровень моря и максимальная – в Чиатура 600 м над уровнем моря. Средняя высота по маршруту нефтепровода – 250-300 м над уровнем моря.

Нефтепровод пересекает 80 (средних и небольших) рек, среди которых наиболее крупными и важными являются:

- Арагви
- Ксани
- Лехура
- Тортла
- Лиахви
- Дзирула
- Квирила (пересекает дважды)
- Супса



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Климат в Грузии субтропический. Максимальная и минимальная температура вдоль нефтепровода:

В горах

Зимой -15°C /мин./;

Летом +35°C/макс./.

В долине

Зимой - 2°C /мин./;

летом + 40°C /макс./.

Сама зона постройки нефтепровода – 33 м, и зона безопасности – 50м (по 25 м с каждой стороны). Всего нефтепровод занимает территорию 1,875.000 м², из которых 1/3 находится в частном владении и 2/3 принадлежит государству. Примерно 50% процентов государственной земли сдано в аренду разным физическим лицам и компаниям.

Согласно соглашениям (HGA и PSA) о транзите нефти через Грузию (принятым Парламентом Грузии в 1998 г.) по безопасной зоне, 50 м которой отдано под косвенно эффективный сервитут. Это означает, что на всей территории зоны безопасности действуют ограничения на любую деятельность/бизнес/строительство, кроме сельскохозяйственных работ. Какие-либо контрактные работы могут осуществляться только после предоставления на рассмотрения проекта властям и AIOC и получения разрешения от AIOC (Консорциум).

Существует возможность построить новый трубопровод для сжиженного нефтяного газа рядом с существующим нефтепроводом WREP, но потребуются специальное соглашение с правительством, AIOC и компаниями консорциума. Трубопровод должен будет соответствовать стандартам строительства/эксплуатации. На данном этапе в Грузии действуют 2 вида стандартов (австрийский и голландский). Австрийский используется в горных районах, а голландский - в долинах.

На основе проведенного нами анализа нескольких существующих проектов трубопроводов для сжиженного нефтяного газа, и некоторых, которые строятся на Ближнем Востоке, были сделаны следующие заключения.

На основе проведенного нами анализа нескольких существующих проектов трубопроводов для сжиженного нефтяного газа, и некоторых, которые строятся на Ближнем Востоке, были сделаны следующие заключения:

1. Наши расчеты основаны на ежегодной пропускной способности трубопровода - 1.5 миллиона метрических тонн (ММТРА) сжиженного нефтяного газа.
2. Общая длина трубопровода от Баку до Супса/Батуми будет равняться примерно 1000км с диаметром 14 "-16".

Согласно нашим расчетам, необходимо построить 3 насосные станции в Грузии. Насосы должны быть рассчитаны на поддержания необходимого порогового давления 20 бар в трубопроводе. Насосы должны иметь следующую спецификацию: 760 kWa с вместимостью 300 м³/ч, 830 kWa с вместимостью 320 м³/ч и 200 kWa с вместимостью 260 м³/ч.

Один из главных компонентов на насосной станции - оборудование диспетчерского контроля и сбора и накопления данных (SCADA) и телекоммуникационная система. Они требуются для дистанционного контроля и компьютеризированного управления работы трубопровода.

3. Проектная оценка стоимости +/-50 % как потребуется в объеме работ





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



4. Стоимость труб вычислена согласно текущей цене российского производителя 101 доллар США за метр (14").

1. Трубопровод	\$101	миллионов
2. Защитное покрытие трубы	\$15.7	
3. Оснащение линии	\$1.55	
4. Клапаны	\$10.0	
5. Насосы	\$11.70	
6. Укладка труб	\$80.00	
7. Пересечение реки	\$0.40	
8. Вспомогательный компрессор, станции и отгрузки и ответвлений	\$14.50	
9. Электропитание	\$18.10	
10. Строительные лагеря и/или поселки	\$2.60	
11. Исследования	\$1.45	
12. Разработка и управление	\$12.25	
13. Консультации и тренинги	\$0.85	
14. Менеджмент проекта	\$16.95	
15. SCADA и телекоммуникационные системы	\$29.50	
16. Другое (Разработка, банковский процент, ROW, Фрахт, таможенная пошлина и налог, и т.д ...)	\$87.45	

Полная проектная стоимость – приблиз. \$404 миллионов

Строительство трубопровода для сжиженного нефтяного газа из Баку в Супса/Батуми длиной около 1,000 км и диаметром 14" - производительность около 1.5 - 2 млн т/г – по грубой оценке будет стоить мин. 400 млн. долларов США – более вероятно 500 млн долларов США.

Адекватные складские сооружения и портовые терминалы так же должны быть на обоих (Каспийское и Черное море) концах - и приемных концах, поскольку их пока нет (в настоящее время только в Самсуне); Строительство типичного терминала для сжиженного нефтяного газа с мин.6-7,000 тонн. складской емкостью (количество перекачиваемое ежедневно!) оценено стоимостью в мин. 20 млн. долларов США. Годовая стоимость капитала (с наиболее экономичным сроком службы 30 лет и процентной ставкой 12% - ежегодный доход 0.1241) и годовые расходы по хозяйственно-техническому обслуживанию 1% от восстановительной стоимости) будет приблизительно $(0.1241 + 0.01) \times (500 + 2 \times 20) = 72.5$ млн. долларов США, что включает себестоимость единицы продукции 36-48 долларов США за тонну сжиженного нефтяного газа исключая текущие расходы трубопровода и терминалов - только лишь для покрытия расходов по инвестициям и хозяйственно-техническому обслуживанию. Всего расходы на транспортировку сжиженного нефтяного газа Баку-Черное море (Грузия) будут приблизительно в порядке 60 долларов США за тонну при годовом пропускном уровне приблиз. 1.5 – 2 млн т/год – и значительно выше при явно более низком соотношении пропуск/запрос.

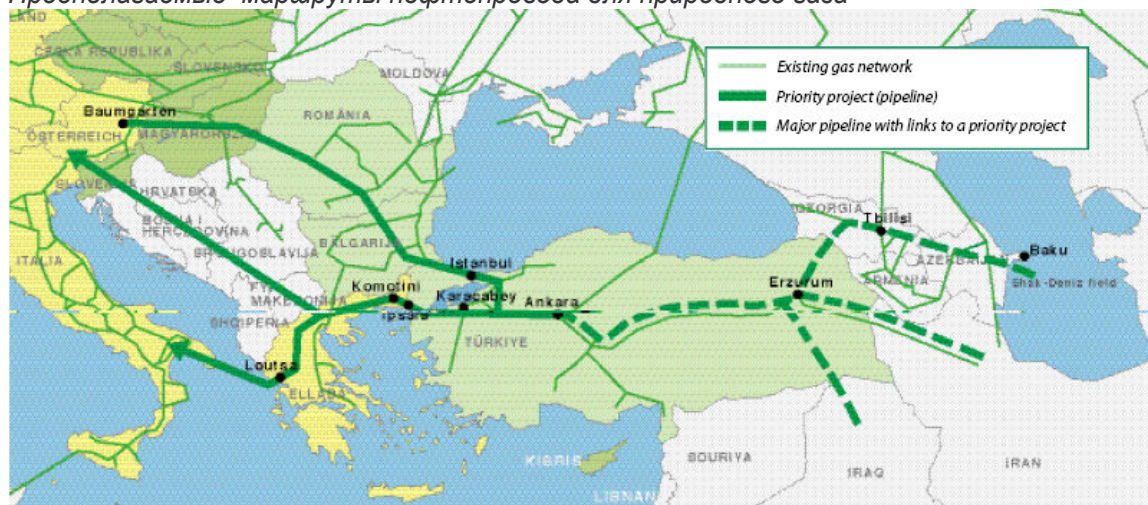
Консультант продолжит более тщательные расчеты в РД 6 варианта нефтепровода для представления рекомендаций о целесообразности продолжения работы над этим вариантом . В настоящее время мы можем предусмотреть возможность снижения себестоимости на 10-30%, что может оправдать проведение дальнейшего анализа экономической целесообразности этого нефтепровода. Анализ должен покрывать следующие аспекты :



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Предполагаемые маршруты нефтепровода для природного газа



3.12 Перевалка сжиженного нефтяного газа на погрузочных терминалах Грузии, Черное море Грузия

В Батумском порту, владельцем которого является Messrs. Greenoaks Holding, находится единственный современный терминал для сжиженного нефтяного газа в Грузии. Оборудование современное с европейской технологией и стандартами. Максимальный размер загружаемого судна составляет приблизительно 2500 тонн. В настоящее время через Батуми экспортируется только азербайджанский сжиженный нефтяной газ. В скором времени для экспорта может появиться туркменский сжиженный нефтяной газ. Общее количество еще не очень большое.



Терминал сжиженного нефтяного газа в Батуми



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Для того чтобы справиться с возрастающими объемами и предоставить конкурентоспособные услуги, будущее для перевалки сжиженного нефтяного газа в Грузии, по мнению консультанта, видится следующим образом:

- Существующий Батумский терминал должен быть расширен
- В районе Поти должны быть сооружены альтернативные терминалы
- Другие терминалы, кроме как в Батуми и/или Поти, не видятся эффективными
- Терминалы должны принимать суда максимально возможных размеров, с тем, чтобы общие подсчеты по транспортным расходам вплоть до конечного пользователя стали выгодными.

3.13 Перевозка груза/размеры, Грузия

Внизу приводятся примеры некоторых расходов, связанных с перевозкой сжиженного нефтяного газа судами с грузоподъемностью 1500-3000 тонн, на основе существующего рынка:

- Из Батуми в Албанию 70-75 долларов США/MT
- Из Одессы в Самсун 60-65 долларов США/MT

В настоящее время крупные танкеры для сжиженного нефтяного газа перевозят около 23.000 тонн. Поэтому фрахтовые ставки для этих судов значительно ниже вышеуказанных цифр. При подготовке РД 6 консультант проанализирует какой будет результат в случае загрузки более крупных судов и рассчитает какие расходы и работы потребуются для погрузки таких судов.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



KOREA

Almarona: first LPG tanker completed by STX

AS part of a continuing campaign to diversify into more value-added contracts, STX Shipbuilding was successful in winning orders for two LPG tankers from Qatar Shipping. The first of these, and the first such ship to be built in this medium-sized Korean yard based at Chinhae, was completed in May. *Almarona* is a 23,000m³ design and will be followed by her sister in December this year. The newly delivered vessel is sailing on a five-year charter with Qatar Fertiliser Co, transporting Qatari ammonia to India and countries in the Near East. STX, which had 100 vessels on order at July 1 this year, has already diversified from its bulk carrier and product tanker base into container ships, as we reported in our 2003 and 2002 features. Nevertheless, product tankers still form the main backlog - at July 1 the total was 71, plus six Panamax bulk carriers.

The new LPG designs were created in association with the German gas handling specialist Tractebel Gas Engineering (TGE), which supplied a complete equipment package, including not only the pumps, valves, and skid-mounted modules but also the three prismatic IMO Type A cargo tanks able to load LPG as well as VCM and NH₃ cargoes. The tanks were fabricated at a special facility operated by Tractebel in the Jiangnan Shipyard, Shanghai, China.

In addition, TGE supervised construction of the cargo-handling plant and carried out pre-commissioning, commissioning, and performance tests. A subsidiary company, Tractebel Marine Engineering, additionally



Almarona is the first of two new 23,000m³ LPG tankers - the first of this type to be built by STX - for Qatar Shipping.

designed the critical steel structures in the vicinity of the cargo area, as well as the cargo tanks themselves.

TGE will supply a similar package for the sister tanker but this will differ in one aspect - the ship will additionally be fitted with deck tanks to allow gas changes between cargoes, thus increasing the ship's flexibility.

The tanks in the hull of each tanker are made from low-temperature carbon steel (NV2-4) and

TECHNICAL PARTICULARS QATAR 23,000m³ LPG TANKERS

Length, ca.....	164.80m
Breadth.....	26.20m
Depth.....	15.30m
Draught.....	8.40m
Deadweight, max.....	17,000dwt
Cargo capacity.....	23,000m ³
Main engine.....	STX-MAN B&W 6S50MC-C
Output.....	9480kW at 127rev/min
Speed service at 85% MCR.....	16.50knots
Classification.....	Det Norske Veritas

All three IMO Type A prismatic cargo tanks and the complete gas-handling package for *Almarona* were supplied by the German specialist Tractebel (TGE).



TECHNICAL PARTICULARS CLIPPER 11,000DWT TANKERS

Length, ca.....	116.50m
Length, bp.....	109.00m
Breadth, moulded.....	20.00m
Depth, moulded.....	11.70m
Draught, design.....	8.05m
Draught, scantling.....	8.40m
Deadweight, design.....	10,250dwt
Deadweight, scantling.....	11,000dwt
Cargo tanks.....	12,400m ³
Slop tanks.....	600m ³
Water ballast.....	4500m ³
Heavy fuel.....	650m ³
Diesel oil.....	55m ³
Tankcleaning fresh water.....	100m ³
Main engine.....	STX-MAN B&W 6S35MC
Output, MCR.....	4440kW at 173rev/min
Complement.....	20 plus 4 Suez crew
Flag.....	Bahamas
Classification.....	ABS

THE NAVAL ARCHITECT OCTOBER 2004

13





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.14 Из Грузии\Украины на конечные рынки

Согласно консультанту, любой анализ должен быть основан на наиболее выгодных экономических возможностях:

- 'ТРАСЕКА сжиженный нефтяной газ' должен попасть на как можно большее количество конечных рынков по конкурентоспособным ценам.
- Предпочтительность европейским рынкам согласно TOR не должна ограничивать какие-либо экономические соображения – тем не менее, по очевидным причинам, европейские рынки будут ключевыми целевыми рынками.
- Должны быть предприняты все меры для понижения транспортных расходов из мест производства до конечного потребителя

3.15 Анализ украинского транзита сжиженного нефтяного газа

Консультант рекомендует изучить также возможности развития конкурентоспособного коридора из Грузии в Среднюю Европу (Польша\Венгрия\Словакия\Австрия и др.), так как:

- Обеспечение «большой» Европы поставкой сжиженного нефтяного газа из коридора ТРАСЕКА
- Изучение возможностей развития конкурентоспособной линии снабжения через Украину

На текущий момент представлена следующая информация:

- "Укрферри" - (ж/д паром) эксплуатирует крупные ж/д паромы из Поти\Батуми до Ильичевска - расходы приблизительно составляют (2280 долларов США за 1 цистерну-вагон (2 дня перевозки по морю); (0,75 долларов США за 1 тонну в вагоне + 150 долларов США) – плата за погрузку товаров на терминале в порту Поти\Батуми; 2,5 долларов США за 1 тонну – плата за погрузку товаров на терминале в порту Ильичевск)
- Только 22 цистерн-вагонов могут быть загружены и только на верхней палубе парома (как опасный груз)
- За неделю только 2 рейса
- Железнодорожный тариф - 35,46 долларов США за 1 тонну из Ильичевска в Европу (Ягодин, Батено, Чоп). Транзитное время 5 дней (200 км в день или меньше 10 км/час.

До настоящего времени явствует, что такие транзитные тарифы не конкурентоспособны. Скорость украинских железных дорог намного ниже стандарта – в том числе из-за того, что нужно пересечь 3 ж/д участка в пределах Украины с заменой персонала/локомотивов/проверкой документов/проверкой груза и т.д. каждый раз. Консультант изучит в РД 6 возможности для более конкурентоспособных решений, таких как:

- Перевозка груза судном на Украину
- Улучшение железнодорожных тарифов – см. другие приведенные выше рекомендации по ж/д

3.16 Первая экономическая оценка транспортировки туркменского сжиженного нефтяного газа по существующему маршруту

Первые расчеты транспортировки сжиженного нефтяного газа из Туркменистана на грузинское побережье сегодня выглядят приблизительно так, как указано ниже, но надо сделать следующие замечания:



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- Транспортная сеть работает следующим образом: RTC должны быть арендованы/куплены из Украины или России\ RTC должны быть «прикреплены» к месту загрузки в Туркменбаши/RTC скатят с парома Каспийского Судоходства и переправят на перерабатывающий завод, находящийся в 5 км, затем загрузят и отправят обратно и вкатят на паром (эта часть должна быть осторожно выполнена туркменской железной дорогой; далее RTC скатят в порте Баку и доставят в Батумский терминал для сжиженного нефтяного газа
- Расходы Туркменской стороны на вкатывание/скатывание RTC требуют точного подсчета; так же расходы по аренде RTC, расходы на Батумском терминале и другие издержки, например, такие как возврат пустых RTC; штрафы и бонусы за соблюдение сроков выше или ниже установленных лимитов и т.д.

Оценка транспортировки туркменского сжиженного нефтяного газа по существующему маршруту*

Ж/Д вагоны : сжиженный нефтяной газ

Маршрут : Туркменбаши – Махачкала - Батуми

Дней : 10

RTC в день : USD 30,00

Вместимость тонн : 29

	RTC паромом (USD)	Танкеры (USD)	Трубопровод (USD)
Вкат в Туркменбаши/Перевалка	15,00	12,00	12,00
Демередж RTC			
Фрахт с Каспийского моря		25,00	25,00
Азербайджанская ж/д, трубопровод и перевалка	89,00	36,00	33,00
Контроль RTC	1,00	1,00	
“Наем” RTC	10,34	5,75	
ж/д коды			
Возврат RTC		8,00	
Грузинская ж/д, трубопровод	20,00	20,00	20,00
Терминал в Батуми	15,00	15,00	11,25
Расходы/ дополнительная стоимость трубопроводом	1,00	1,00	9,00
Убытки	-	-	-
Всего ФОБ Батуми	151,3	123,75	110,25
Скидки при оптимистичном прогнозе	-12,00	-5,00	

*вышеуказанные цифры основаны на устных и письменных предложениях со стороны железных дорог, экспедиторов и судоходных компаний и представляют только предварительную оценку

Транспортные расходы из Актау до Батуми будут приблизительно на 10,- долларов США/MT выше, так как морское путешествие занимает в целом приблизительно на 3 дня дольше времени, чем из Туркменбаши.

В долгосрочной перспективе, консультант считает вышеуказанные цифры транспортировки паромом и танкерами/ж/д неконкурентоспособными для коридора ТРАСЕКА по отношению к альтернативным маршрутам.

Поэтому, консультант также исследует возможность постройки трубопровода. Возможно, годовой доход приблизительно 70-90 млн долларов США за 1,5 млн т сжиженного нефтяного газа, транспортируемого трубопроводом против инвестиций в 400-500 млн долларов США, оправдывает эти соображения.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.17 Анализ конкурентоспособности

3.17.1 Промежуточные полученные данные

Производители сжиженного нефтяного газа в Казахстане и Туркменистане будут транспортировать газ по коридору ТРАСЕКА по 3-м сценариям:

- Произведенные количества превышают транспортировочные возможности альтернативных логистических маршрутов
- Могут существовать экономические\политические соображения не транспортировать весь объем по одному маршруту и следовательно будет задействован коридор ТРАСЕКА
- Коридор предлагает более низкие транспортные расходы и производители получают более высокий чистый доход.

Консультант разработает в РД 6 сценарии, которые последуют только после последнего аспекта – коридор ТРАСЕКА должен предложить производителям более низкую полную логистическую стоимость, чем другие. Это является (единственным?!) безопасным путем привлечь и окончательно гарантировать требуемые инвестиции посредством стабильного, безопасного и долгосрочного потока груза. Производители должны поощряться производить сжиженный нефтяной газ и поставлять его по коридору ТРАСЕКА.

3.17.2 Маршруты, конкурирующие с ТРАСЕКА

Главные альтернативные маршруты – с которыми должен конкурировать ТРАСЕКА – являются следующими:

- Через Махачкала\Россия и дальше к Черному морю или в Центральную Европу железной дорогой.
- Через железную дорогу в Центральную Европу/Черное море
- Через Иран для транзита в Персидский залив и/или для собственного потребления в Иране

Другие маршруты, такие как перевозка в Китай будут рассмотрены, но могут не быть соответственно конкурентными. Будет довольно трудно оценить китайское “влияние” в случае, если их внутренний спрос резко возрастет и другие импортные ресурсы не будут задерживать этот процесс, и Китай может предпринять стратегический мировой покупательский бум углеводородов как это произошло в нефтяном бизнесе.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



4 Выводы, рекомендации, перспективы

Консультант подытоживает ситуацию в коридоре ТРАСЕКА в связи с рабочими докладами следующим образом:

- Существующее материально-техническое обеспечение для сжиженного нефтяного газа не достаточно и не конкурентоспособно для больших объемов сжиженного нефтяного газа, которые должны быть произведены до 2015 году.
- Должны быть осуществлены значительные инвестиции в паромы, терминалы, железные дороги, трубопроводы, танкеры и т.д., если планируется более широкомасштабная транспортировка сжиженного нефтяного газа
- Сумма капиталовложений для транспортировки 1,5-3 млн. тонн через запланированные маршруты оценена приблизительно в 150-600 млн. долларов США
- Учитывая более чувствительную ситуацию цен и более высокие инвестиционные требования к транспортировке сжиженного нефтяного газа по сравнению с другими нефтепродуктами, все вовлеченные (заинтересованные) стороны (производители и все стороны, связанные с транспортировкой) должны следовать единому подходу, для того чтобы быть конкурентоспособными и привлечь и гарантировать количества (объемы) для коридора ТРАСЕКА.
- Инвесторы и банки могут быть уже приглашены для презентации РД 6

В заключении, для вышеупомянутых инвестиций, надо провести анализ экономической целесообразности и подготовить бизнес планы. РД 6 может создать базу для этого. Заинтересованные стороны – особенно органы ЕС могут уже подготовить и информировать о проекте такие финансовые организации как ЕБРД.

Окончательные итоги могут быть подведены следующим образом:

- Транспортировка нефти в коридоре ТРАСЕКА выросла с практически нулевой отметки в 1992 г. до 1,2 млн тонн в месяц в 2006 г.
- Для размещения этих объемов были осуществлены инвестиции в следующие объекты: Терминал в Батуми (модернизация/реконструкция) / Терминал в Потти (новый)/ железные дороги (модернизация/ реконструкция/определенное количество новых RTC – возможно также локомотивов) / Дубенди (модернизация/реконструкция) / Танкеры (модернизация/реконструкция/ некоторое количество новых)
- Всего осуществленные в течении 16 лет инвестиции оцениваются в 150-300 млн долларов США, объем транспортировки до 50-80 млн тонн (1992-2006) и общий доход 2,5-3,5 миллиардов долларов США
- На сегодняшний день техническое состояние железной дороги и танкеров, в связи с транспортировкой нефти, намного отстает от западных стандартов, тем не менее некоторые усовершенствования были осуществлены
- Нехватка координации, планирования, другие иррациональные действия и, также политическая “турбулентность” вызывали частично хаотичные (и дорогостоящие) логистические простои танкеров и RTC (во время пика простаивали до 1000 RTC и 10 танкеров) – и потерю пропускной способности
- Такая ситуация неприемлема при транспортировке сжиженного нефтяного газа из-за того, что а. Простои при транспортировке сжиженного нефтяного газа являются более чем в два раза дорогостоящие по сравнению с нефтью (нефтепродуктами) б. Инвесторы не будут (и не должны) вкладывать необходимые суммы без заслуживающего доверия анализа и предложения инвесторам со стороны ТРАСЕКА структур для транспортировки нефти (нефтепродуктов), отличных от существующих. Возможно, нет другого пути – кроме как создания интегрированной транспортной цепи – для обеспечения быстрого, надежного и конкурентоспособного потока груза сжиженного нефтяного газа, который гарантирует возврат инвестиций



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- Возможно, ТРАСЕКА рассмотрит создание централизованной координационной структурной единицы, которая объединит все стороны и будет координировать и предлагать услуги и контракты по сквозной перевозке товара, осуществляемую единым перевозчиком, от грузоотправителя (напр. EXW Казахстан) до грузополучателя (ФОб Грузинское черноморское побережье)
- Постоянная “реструктуризация” транспортных организаций неприемлема в случае, если транспортные перевозки сжиженного нефтяного газа возрастут
- Для транспортировки 20-25 млн тонн сжиженного нефтяного газа, которые могут принести 2,5-3,5 миллиардов долларов США общей прибыли, сумма необходимых инвестиций возможно будет равняться приблизительно 800 млн долларов США, которая может быть вложена в течении следующих 5 лет – при условии, что производители сжиженного нефтяного газа обязуются отгрузить такие объемы.
- Следовательно, консультант рассматривает ситуацию, отличную от существующих возможностей транспортировки нефти и предлагает вышеуказанный подход – строительство трубопровода при условии, что результаты в РД 6 оправдают вложение таких инвестиций



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ОБЪЕМ РАБОТ ПО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМУ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ДЛЯ ПРОЕКТА ТРУБОПРОВОДА СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА АЗЕРБАЙДЖАН-ГРУЗИЯ

НАМЕРЕНИЕ И ЦЕЛИ

Целью настоящего исследования является предоставление предварительного анализа маршрута, природных препятствий, предварительного определения основных установок и оценки стоимости с точностью +/- 50% для нового проекта трубопровода сжиженного нефтяного газа Азербайджан-Грузия.

BASIC DATA AND ASSUMPTIONS

Должны быть определены (ДБО)

ОБЪЕМ РАБОТ

Разработка и нанесение на карту маршрута трубопровода и препятствий

Разработка и нанесение на карту маршрута трубопровода и препятствий будет состоять из анализа маршрутного коридора и выбора теоретического исследования, используя уже имеющиеся данные о существующей инфраструктуре, топологии, геологии, сейсморазведке, территориях с охраной окружающей среды, населенных пунктах, использовании земли и т.д.

Выбор маршрута должен быть определен исходя из предварительного обзора технических, эксплуатационных, экономических вопросов, а также вопросов охраны окружающей среды и безопасности принимая во внимание оптимальные расходы постройки и эксплуатации системы трубопровода.

На этом этапе предварительного технико-экономического обоснования, для разработки маршрута, контракты с региональными или местными властями не будут заключены, а также не будут рассмотрены аспекты пространственного развития.

Основные полученные данные о разработке и нанесении на карту маршрута трубопровода и препятствий будут суммированы следующим образом:

- Топографические карты, показывающие коридор нефтепровода (ширина 10 км) и указывающие длину и возвышенности (масштаб не менее 1:250,000);
- Геологическая оценка маршрута, а также оценка разных типов геологических источников опасности для трубопровода во время строительства и эксплуатации, например, землетрясения, вулканические извержения и т.д. Карты сейсморазведки должны быть представлены в масштабе не менее 1:250,000;
- Анализ типов местности и состоянии грунта вдоль маршрута и оценка возможности производить на них земляные работы (например, рыхлые отложения, сцементированные осадочные горные породы, коренная подстилающая порода и т.д.);
- Анализ населенных территорий вдоль маршрута трубопровода, включая археологические раскопки, культурное наследие, туризм, уязвимые территории с социальной и этнической точки зрения;
- Анализ поверхностных и грунтовых водных ресурсов и путей вдоль маршрута;
- Анализ использования земли вдоль маршрута и территорий с особым использованием земли, например виноградарство или садоводство, леса и т.д.;
- Анализ особо охраняемой фауны и флоры вдоль маршрута;
- Список пересечений вдоль маршрута (например, реки, меньшие водные пути, ж/д линии, автодороги, кабели и т.д.) Общее описание существенных природных пересечений будет представлено.;





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- Общая карта, показывающая препятствия на маршруте (технические, геотехнические, использования земли, социальные, по безопасности и в связи с охраной окружающей среды и т.д.)

Общие меры по уменьшению воздействия на окружающую среду и социального воздействия будут определены. Они могут состоять, например, из: перенос маршрута трубопровода для обхода критических мест, ограничения во времени по строительным работам, альтернативные методы постройки (например, при пересечении рек с ценной флорой и фауной), увеличение толщины стенок труб на критических участках (например, в городских районах), установка клапанных станций на критических участках (для уменьшения загрязнения в случае утечки) и т.д.

На этом этапе предварительного технико-экономического обоснования не будет осуществлен выбор мест для наземных установок (AGI), таких как насосные станции, блокировочные клапанные станции и т.д.

Гидравлическое моделирование и предварительное определение величины системы трубопровода
На этой предварительной фазе будет выполнено гидравлическое моделирование для труб различных диаметров, диапазона рабочего давления, и необходимого количества насосных станций, а также общая мощность накачки, необходимой для пропускной способности вышеуказанного количества по каждому случаю ДБО.

Гидравлический анализ по каждому варианту размера труб выявит необходимое количество насосных станций и общую мощность накачки для начальной мощности, этапы по увеличению мощности и предельную мощность нефтепровода.

Полученные технические варианты по каждому случаю ДБО будут показаны со следующими параметрами по различным этапам мощности:

- Диаметр трубы;
- Диапазон рабочего давления;
- Материал трубы и толщина стенок;
- Количество насосных станций и общая мощность накачки.

В соответствии с этими параметрами, полученными в результате гидравлического моделирования, исследование представит разработку современного нефтепровода в соответствии с общепринятой международной практикой по остальным установкам и расчетным параметрам.

Основные установки системы трубопровода будут описаны обобщенно и определены только необходимые детали с точностью до +/-50%. В числе прочих это относится к следующим установкам:

- трубопровод;
- насосные станции;
- блокировочные клапанные станции;
- катодная защита;
- телекоммуникации, SCADA и система, определяющая утечки;
- система очистки труб;
- станции измерения потребления газа.

Например, на основе опыта ILF в схожих международных проектах, будут оценены требования по резерву в насосных станциях, электроснабжению насосных и клапанных станций, а также разбивки системы очистки труб и клапанных станций.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ОЦЕНКА ПРОЕКТНОЙ СТОИМОСТИ

Общие положения

Предварительная стоимость капиталовложений и текущих расходов проекта для разработки технических решений оценивается с точностью +/- 50%.

Таким образом, оценка стоимости будет основываться на стоимости схожих международных проектов, осуществленных компанией ILF в последнее время, принимая во внимание местный уровень оплаты труда. Другие местные аспекты или требования не будут приняты во внимание при оценке стоимости.

Оценка стоимости капиталовложений и текущих расходов будет предоставлена по следующим категориям:

Капитальные расходы (capex)

Оценка капитальных расходов будет разбита на следующие категории:

- Основной трубопровод (материал и постройка);
- Насосные станции;
- Другие AGI, такие как клапанные станции и станции измерения потребления газа;
- Катодная защита, SCADA и система телекоммуникации (материал и постройка);
- Менеджмент проекта, основное проектирование, детальное проектирование, оценка влияния на окружающую среду и социального (EIA), управление и контроль строительства;
- Разрешения, сборы, право прохода через чужую землю/сервитут (ROW) и стоимость приобретения земли.

Текущие расходы (opex)

Текущие расходы проекта будут оценены и разбиты на следующие категории:

- Фиксированные текущие расходы: менеджмент, эксплуатация, расходы на техническое обслуживание и т.д.;
- Изменчивые (связанные с пропускной способностью) текущие расходы: стоимость электроэнергии.

Фиксированные текущие расходы будут оценены в процентном соотношении от капитальных расходов, которые должны быть скорректированы учитывая опыт работы ILF в схожих международных проектах.

Стоимость потребления электроэнергии будет оценена, принимая во внимание требования по потреблению электроэнергии согласно гидравлическому анализу и предполагаемую стоимость выработки электроэнергии на насосных станциях как указано выше TBD.

Технико-экономическая оптимизация

Целью технико-экономической оптимизации является сравнение разработанных технических вариантов с экономической точки зрения и выбор наиболее подходящей.

Экономическое сравнение технических вариантов будет основываться на трех основных факторах:

- Начальные капитальные расходы: система с небольшим размером трубы требует меньше начальных инвестиций, таким образом, способствует финансированию проекта и снижает риск для спонсоров;
- Стоимость транспортировки во время срока службы: система с небольшим размером трубы требует меньше начальных инвестиций, но увеличение мощности на последующей стадии является более дорогостоящим и потребует более высоких энергозатрат особенно при





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- больших пропускных объемах.
- Таким образом, основываясь на срок службы, выраженный как транспортировочная стоимость за тону, экономичность труб большего или меньшего размера диктуется производительностью и максимальным уровнем пропускной способности. Быстрый рост производительности и высокие пропускные объемы обуславливают более низкие затраты в течение срока службы труб большего размера, чем меньшего размера и наоборот;
- Максимальная экономическая производительность трубопровода: трубы большего размера, в конечном счете, могут быть более экономично расширены для пропуска больших объемов, чем трубы меньших размеров. Таким образом, система труб большего размера будет более полезной, если начальный прогноз по пропускным объемам окажется пессимистическим.

Стоимость транспортировки во время срока службы или тариф трубопровода будет определен методом “разбивки на уровни стоимости транспортировки во время срока службы”.

Этот метод широко используется при экономической оценке проектов. По этому методу постоянная стоимость транспортировки рассчитывается на необходимом уровне, после реализации проекта, с учетом текущих и капитальных расходов. Полученная постоянная стоимость транспортировки позволяет напрямую сравнивать варианты размеров труб, варианты пропускных объемов и другие альтернативы системы трубопровода.

В особенности, метод разбивки на уровни стоимости транспортировки во время срока службы рассчитывает стоимость транспортировки, на основе существующих рыночных цен, путем уравнивания текущих и капитальных расходов во время срока службы с “доходом”, который принесет общая постоянная (“разбитая по уровням”) стоимость транспортировки в течении срока службы, учитывая соответствующие определенные объемы для транспортировки.

Учетная ставка, используемая для дисконта затрат в течение срока службы до их существующей рыночной цены, является стоимостью капитала или необходимой прибылью на инвестиции проекта.

Рассчитанная таким образом разбитая на уровни стоимость транспортировки во время срока службы также может служить в качестве “тарифа”, которые третья сторона может потребовать от грузоотправителя. С данной производительностью этот “тариф” покроет капитальные и текущие расходы и принесет прибыль с инвестированного капитала равного примененной учетной ставке.

Упрощенная экономическая модель проекта

Будет разработана упрощенная экономическая модель проекта трубопровода сжиженного нефтяного газа Азербайджан – Грузия для расчета стоимости проекта или тарифов (в долларах США за тону). Эта модель учитывает в тарифе все проектные расходы, включая капитальные и текущие расходы в течение всего проекта. Модель также учитывает пропускную способность и необходимое увеличение мощности системы трубопровода, принимая во внимание различные технические решения по данному проекту, выработанные во время исследования.

Модель будет сконструирована в программе MS-Excel и спрограммирована на VBA. Электронная копия модели будет предоставлена с отчетов исследования клиенту, который сможет рассчитать разные варианты по пропускным объемам, прибыль на капитал, затраты на горючее, коммерческий срок службы проекта и т.д. для оценки экономических качеств различных технических решений при разных вариантах пропускных объемов.



Published March 2006

This publication has been produced with the assistance of the European Union.
The contents of this publication is the sole responsibility of NEA and its partners and can in no way be taken to reflect the views of the European Union.