

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 3 Отчёт по оценке транспортных средств
Май 2007



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Проект осуществляется
NEA и его партнерами
НПТИ, UMCО and Hoyer
Gaslog



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Титульный лист доклада

Название проекта:	Регулирование транспортировки опасных товаров вдоль коридора TRACECA (TRACECA)		
Номер проекта:	EUROPEAID/120569/C/SV/MULTI		
Страна:	Азербайджан, Грузия, Казахстан, Туркменистан, Украина		
Наименование	Партнер	Контрактор	
Адрес	Консорциум, возглавленный NEA Исследование транспорта и Тренинга (Нидерланды) Головной офис NEA в Нидерландах: Sir Winston Churchilllaan 297 2280 DZ Rijswijk		
Тел. номер:	+ 31 70 3988 340 (NEA office)		
Факс:	+ 31 70 3988 426 (NEA office)		
Телекс:			
Контактное лицо:	Менеджер проекта:	Лангевельд	Менно
Подписи			

Дата отчёта: Май 2007

Автор отчёта: Клаус Броема, Арндт фон Оерцен, Герве Ричард





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Содержание

1	Предисловие.....	6
1.1	Исходные данные.....	6
1.2	Цель Рабочего Доклада 3.....	6
1.3	Содержание доклада	7
2	Логистика сжиженного нефтяного газа	9
2.1	Общие замечания о транспортировке, хранении и обращении	9
2.1.1	Транспортировка сжиженного нефтяного газа	9
2.1.2	Хранение сжиженного нефтяного газа.....	9
2.1.3	Обращение со сжиженным нефтяным газом.....	10
2.2	Транспортное оборудование для сжиженного нефтяного газа для транспортировки по маршруту Восток-Запад.....	12
2.2.1	Железнодорожный вагон-цистерна	12
2.2.2	Контейнер на ж/д платформе.....	13
2.2.3	Перевалочный терминал для сжиженного нефтяного газа.....	14
2.2.4	Тягач с полуприцепом – танкер или контейнер для сжиженного нефтяного газа.....	15
3	Средства для транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА ..	16
3.1	Общие сведения.....	16
3.2	Логистика сжиженного нефтяного газа в стране производства	16
3.2.1	Логистика сжиженного нефтяного газа в Казахстане	16
3.2.2	Логистика сжиженного нефтяного газа в Туркменистане.....	17
3.3	Пересечение Каспийского моря.....	18
3.3.1	Оценка существующей способности транспортировки сжиженного нефтяного газа ..	18
3.3.2	Будущая перспектива – по отношению к увеличению мощности.....	22
3.4	Железнодорожный транспорт в наземном коридоре	24
3.4.1	Оценка существующей мощности транспортировки сжиженного нефтяного газа	24
3.4.2	Будущая перспектива – по отношению к увеличению мощности Маршрутные поезда.....	27
3.5	Морской портовый терминал для сжиженного нефтяного газа в Батуми.....	28
3.6	Конкуренция со стороны российских железнодорожных коридоров	29
4	Предварительная оценка стоимости транспортной цепи ТРАСЕКА для сжиженного нефтяного газа	33
4.1	RTS для сжиженного нефтяного газа и Каспийский ж/д паром	33
4.2	Контейнеры для сжиженного нефтяного газа и Каспийский ж/д паром	36
5	Особые соображения.....	36
5.1	Аспекты качества сжиженного нефтяного газа	37
5.2	Железнодорожные мощности	37
5.3	Транспортировка опасных грузов через Босфорский пролив.....	38
5.4	Транспортировка трубопроводом.....	39
5.5	Существующие цены на сжиженный нефтяной газ “с завода”	40
6	Заключения	42





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 1:	Основные свойства сжиженного нефтяного газа, характеризующие его как опасный груз.....	45
ПРИЛОЖЕНИЕ 2:	Данные по стоимости транспортировки сжиженного нефтяного газа по двум длинным маршрутам из Ашхабада (Туркменистан) до Киева (Украина) в вагон-цистернах.....	47
ПРИЛОЖЕНИЕ 3:	Детальный расчет стоимости ж/д-паром – сжиженный нефтяной газ в RTC (возможный верхний предельный вариант)	48
ПРИЛОЖЕНИЕ 4:	Информация о Логистике в Казахстане	49
ПРИЛОЖЕНИЕ 5:	Закупочные цены туркменского сжиженного нефтяного газа	51
ПРИЛОЖЕНИЕ 6:	Логистика сжиженного нефтяного газа на Украине	53
ПРИЛОЖЕНИЕ 7:	Аспекты качества сжиженного нефтяного газа	57
ПРИЛОЖЕНИЕ 8:	Цены на сжиженный нефтяной газ	62





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Аббревиатуры

BAР	Трубопроводы Бургас-Александрополис
BLEVE	Взрыв пара расширяющейся кипящей жидкости
СНГ	Содружество независимых государств
КСК	Каспийская судоходная компания
ЕК	Европейская комиссия
ЕС	Европейский союз
ф	Фут
КТ	Тысяча тонн
LNG	Сжиженный природный газ
LPG	Сжиженный нефтяной газ
MT	Метрическая тонна
MTCE	Содержание и техническое обслуживание
RTC	Железнодорожный вагон-цистерна
TAP	Транс-Анатолийский трубопровод
ТСО	Тенгизшевройл





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



1 Предисловие

1.1 Исходные данные

Настоящий Рабочий Доклад 3 является частью серии Рабочих Докладов, которые подготовлены в качестве части проекта Регулирование Транспортировки Опасных Грузов Вдоль Коридора ТРАСЕКА. Особой целью проекта является предоставление анализа предварительной целесообразности¹, который включает техническую, экономическую, финансовую, правовую/институциональную оценки и оценку окружающей среды для транспортировки сжиженного природного газа по коридору ТРАСЕКА.

Настоящий отчет изучает целесообразность транспортировки от 1.0 до 2.3 тонн сжиженного нефтяного газа в год по коридору ТРАСЕКА, как указывалось в Рабочем Докладе 2, с учетом, в основном, с технической точки зрения существующих и будущих транспортных инфраструктур. Вместе с рабочим докладом 4, который изучает условия безопасности транспортировки сжиженного нефтяного газа, определена основа технической схемы для транспортировки сжиженного нефтяного газа.

1.2 Цель Рабочего Доклада 3

Целью настоящего отчета является получение точного представления о технической целесообразности и существующей ситуации, касающейся транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА, а также о необходимом увеличении мощностей для транспортировки большего объема сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА. В этом отчете представлены некоторые предварительные оценки возможного уровня затрат транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА. Все показатели себестоимости или издержек на данном этапе, приведенные в РД 3, являются предварительными и могут подвергнуться значительным колебаниям из-за того, что :

- Опубликованные тарифы не (всегда) содержат все затраты
- Более всесторонние факты и показатели будут получены в ходе работы над РД 6
- Возможна значительная разница в цене в зависимости от отправляемых объемов.
- Долгосрочные ссуды при льготной процентной ставке, предоставленные организациями ЕС могут изменить основу финансовой калькуляции затрат – например, более долгие периоды выплаты и более низкие процентные ставки позволят снизить (и сделать конкурентоспособными) транспортные расходы.

На данном этапе консультант составляет базу данных затрат. Этот рабочий доклад и начальная оценка затрат являются связующим звеном с финансово-экономической оценкой транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА, которая будет детально рассмотрена в Рабочем Докладе 6. В настоящем докладе также будут рассмотрены некоторые важные контекстуальные аспекты, влияющие на целесообразность.

Аспект поставки сжиженного нефтяного газа в Казахстане и Туркменистане потенциально избыточен, как было показано в Рабочем Докладе 1, и, по всей вероятности, не является ограничивающим фактором для осуществимости проекта при условии, что качество сжиженного нефтяного газа будет соответствовать стандартам ЕС.

Основной проблемой является поиск потребительских рынков на западном конце коридора ТРАСЕКА, как указывалось в Рабочем Докладе 2, и это, в значительной степени, определяется транспортной стоимостью сквозной доставки (от двери до двери) с места производства

¹ Доклад начальной фазы определяет статус анализа предварительной целесообразности.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



сжиженного нефтяного газа на востоке до конечного потребителя на западе. Следовательно, оценка реалистичной транспортной стоимости (от двери до двери/всей цепи) является важнейшей деятельностью проекта.

Потенциал транспортировки сжиженного нефтяного газа коридора ТРАСЕКА будет оценен путем сравнения “Основных” и “Проектных” маршрутов, согласно таблице 1.1, ранее представленной в Докладе начальной фазы (ст. 13), но слегка измененной принимая во внимание Казахстан и Туркменистан.

Таблица 1.1 Определение основных и проектных маршрутов

Производство	Коридор	Потребление
Казахстан	Основной маршрут: С пунктов налива в центральном Казахстане – казахстанская ж/д – российская ж/д – Черное море через Одессу (сегодня) или через Темрюк/Сафинат (в ближайшем будущем²) и/или Проектный маршрут: С пунктов налива в центральном Казахстане, например Кызыл Орда или Тенгиз Шевройл ж/д погрузочных станций до Актау Каспий – ТРАСЕКА ж/д – Черное море (побережье Грузии)	Турция Восточные страны балканского полуострова, и по выбору центральная Европа через Украину
Туркменистан	Основной маршрут = Проектный маршрут³: Туркменбаши Каспий – ТРАСЕКА ж/д – Черное море Модернизация существующего коридора	Турция Восточные страны балканского полуострова, и по выбору центральная Европа через Украину
Азербайджан	Основной маршрут = Проектный маршрут: Баку – ТРАСЕКА ж/д - Черное море Модернизация существующего коридора	Турция Восточные страны балканского полуострова, и по выбору центральная Европа через Украину

1.3 Содержание доклада

Вторая глава настоящего доклада концентрируется на общих замечаниях о транспортировке, хранении и обращении со сжиженным нефтяным газом, включая описание транспортного оборудования для сжиженного нефтяного газа и операционные элементы затрат на такое оборудование.

² Альтернатива: С пунктов налива в Казахстане до Актау – Каспий (Махачкала) - российская ж/д – Черное море через Таман/Отеко и/или Темрюк/Сафинат (в будущем)

³ Сжиженный нефтяной газ, экспортируемый на юг из Туркменистана в Иран возможно заменит иранский экспорт в Турцию (“своп” сжиженного нефтяного газа), но это не рассматривается как часть основного маршрута



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



В главе 3 описывается существующая ситуация по транспортировке сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА, уделяя особое внимание транспорту из Туркменистана и Казахстана, а также необходимому увеличению мощностей для транспортировки будущих потоков сжиженного нефтяного газа, как указывалось в Рабочем Докладе 2. В главе 4 представлена предварительная оценка транспортной цепи сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА Казахстан/Туркменистан – Черное море, в качестве вклада для последующего экономического анализа. В главе 5 описаны некоторые особые аспекты, которые могут влиять на целесообразность транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА, например, последующие ограничения на транспортировку опасных грузов через Босфорский пролив. В главе 6 представлены заключения.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



2 Логистика сжиженного нефтяного газа

2.1 Общие замечания о транспортировке, хранении и обращении

2.1.1 Транспортировка сжиженного нефтяного газа

Сжиженный нефтяной газ является опасным, очень легким продуктом и может транспортироваться только под высоким давлением и/или при низкой температуре. Все средства транспортировки, такие как железнодорожные цистерны RTC, грузовики, контейнеры или суда для сжиженного нефтяного газа должны использоваться в:

- закрытых системах
- специально предназначенных цистернах и безопасном окружении

Сжиженный нефтяной газ перевозится морем в больших количествах. Судно для сжиженного нефтяного газа перевозит газ в жидком виде. Он может быть под давлением, частично под давлением или полностью охлажденным. Крупные транспортеры для газа, используемые в международной торговле, которые транспортируют подавляющее большинство сжиженного нефтяного газа, могут в среднем перевозить 80 000 м³ сжиженного нефтяного газа. Как правило, после попадания в грузовые резервуары, газ полностью охлаждается до точки кипения, и груз хранится в охлажденном виде посредством повторного сжижения испарений. Температура при транспортировке - около минус 44 градуса Цельсия для пропана и минус 5 градусов Цельсия для бутана.

Более детальная информация об оборудовании для транспортировки сжиженного нефтяного газа представлена в Части 2.2.

2.1.2 Хранение сжиженного нефтяного газа

К хранению и транспортировке сжиженного нефтяного газа применяются строгие технические требования. Материал резервуаров должен быть тщательно отобран, систематические проверки качества должны быть выполнены во время производства, и всесторонние тесты должны быть произведены на завершенных резервуарах. Спецификации резервуаров для сжиженного нефтяного газа представлены в Таблице 2.1

Таблица 2.1 Спецификации резервуаров для сжиженного нефтяного газа

Категория	Спецификации
Стандарт для баллона со сжатым газом	ASME Секция VIII - Отделение 1 и DOT MC-331 (только для резервуара для транспортировки сжиженного нефтяного газа)
Материал для оболочки и головки резервуара	SPV-490 Q, JIS 3115, ASTM-517 B или эквивалентный
Внутренняя отделка	подвергнутый пескоструйной обработке + покрытие, устойчивое к воздействию сжиженного нефтяного газа
Наружная отделка	подвергнутый пескоструйной обработке + покрытие эпоксидной смолой + покрытие полиуретаном



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Рисунок 2.1 Резервуары для хранения сжиженного нефтяного газа до 3.000 МТ – тип, распространенный на западе (“сфера”)



Рисунок 2.2 Резервуары для хранения сжиженного нефтяного газа приблизительно 1,000 МТ - тип, распространенный в СНГ (“сигара”)



2.1.3 Обращение со сжиженным нефтяным газом

Контейнеры для сжиженного нефтяного газа – т.е. любой тип стальной цистерны/RTC/ контейнер-цистерны для сжиженного нефтяного газа – которые подвержены достаточно длительному и интенсивному огню могут подвергнуться взрыву пара расширяющейся кипящей жидкости (BLEVE). Это обычно является предметом беспокойства крупных нефтеочистительных и нефтехимических заводов, которые обслуживают очень большие контейнеры. Способом устранения неисправности является оснащение этих контейнеров таким образом, чтобы создать предел огнестойкости. В случае, если форма контейнеров цилиндрическая и горизонтальная, они называются “сигары”, тогда как круглые именуются “сферами”. Толщина стальных стенок больших, сферических контейнеров для сжиженного нефтяного газа может достигать 15 см. Обычно такие контейнеры оснащены апробированными предохранительными клапанами расположенными наверху в центре. Одна из главных опасностей заключается в том что, случайно пролитые углеводороды могут воспламениться и нагреть контейнер для сжиженного нефтяного газа, что увеличит его температуру и давление, вследствие основного закона идеального газа. Предохранительный



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



клапан предназначен для выпуска избыточного давления с тем, чтобы предотвратить разрыв самого резервуара. При достаточно длительном и интенсивном огне давление, нагнетаемое кипением и расширением газа, может превысить способность клапана выпускать избыток. Когда это происходит, передержанный резервуар может резко разорваться, выбрасывая части на высокой скорости, в то время как высвобожденный продукт может также загореться, потенциально нанося бедственные повреждения всему, находящемуся поблизости, включая другие резервуары. В случае "сигар", поперечный разрыв может послать две "ракеты" в разные стороны, с большим количеством топлива в каждой, двигая каждую часть с большой скоростью, пока хватает топлива.

Меры снижению уровня риска включают отдаление резервуаров для сжиженного нефтяного газа от потенциальных источников огня. В случае ж/д транспортировки, цистерны для сжиженного нефтяного газа могут быть расположены в шахматном порядке так, чтобы другие товары были помещены между ними. Это не всегда делается, но это действительно является дешевым средством решения проблемы⁴. Ж/д вагоны для сжиженного нефтяного газа легко определить по предохранительным клапанам, расположенным наверху и обычно огражденными перилами вокруг.

В случае с новыми контейнерами для сжиженного нефтяного газа, их можно просто зарыть, оставив на поверхности только клапаны и арматуру для более легкой эксплуатации. Однако следует проявлять большую осторожность, так как заливочный насос подвергается механическим повреждениям, что влечет опасную коррозию контейнера. В случае с зарытым контейнером, обработка испытанными огнеупорными материалами, такими как вздувшиеся и или эндотермические покрытия, или даже огнеупорные пластыри, необходимо только для наземных частей. Остальные достаточно защищены почвой. Специальные съемные крышки существуют для легкого доступа к дискам и компонентам, к которым нужно получить доступ для надлежащего обслуживания и эксплуатации оборудования.

Контейнеры для сжиженного нефтяного газа подвергаются существенному движению из-за расширения, сокращения, заполнения и слива – даже с очень толстыми стальными стенами. В конечном счете, использование зарытых контейнеров при таком эксплуатационном движении менее привлекательно, потому что нельзя определить механическое повреждение внешней гидроизоляции через почву. Простая галька, царапающая корпус, окрашенный эпоксидной смолой, может удалить гидроизоляцию и стать причиной коррозии.

Если на бумаге можно рассчитать и обосновать использование неорганических пластырей для покрытия всей сферы, то возможно будет трудно поддерживать пластыри в действующем состоянии в течении долгого времени. Основные ошибки с этой точки зрения также были сделаны в прошлом, поскольку предполагалось, что стальная основа будет соответственно защищена от коррозии путем использования щелочных пластырей. Щелочность в таких пластырях определяется присутствием цементного камня. Однако, это щелочность обычно непостоянна, что означает, что гидроизоляция с высококачественным эпоксидным материалом очень важна. Кроме того, для некоторых огнеупорных пластырей необходима внешняя гидроизоляция, поскольку сниженная щелочность в незащищенных пластырях может негативно влиять на цементный камень, который, в первую очередь, связывает пластырь. В отличие от этого, основой вздувающихся и эндотермических покрытий обычно является эпоксидная смола, что означает, что коррозия основания не является вообще никакой проблемой.

Противопожарная обработка, мало чем отличаясь от всех пассивных продуктов противопожарной защиты, подлежит строгому ограничению. Проблема состоит в том, что, внешние структуры такого типа не подчиняются строительным нормам и правилам или правилам противопожарной охраны, означая, что большинство контейнеров для сжиженного нефтяного газа все еще не имеют какой-либо противопожарной обработки вообще, поскольку, часто, нет никакого местного регламентирования, уже не говоря о каком-либо органе власти, кроме страхового инспектора, которое бы обязало владельцев использовать надлежащие меры по снижению уровня риска. Страховые компании находятся также в затруднительном положении с точки зрения

⁴ Тем не менее, это увеличит транспортную стоимость единицы по сравнению с рейсовым составом поезда со сжиженным нефтяным газом.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



конкурентоспособности, поскольку они конкурируют не только на основе тарифов, но также и на строгости требований их инспекторов. Методы проверки противопожарной обработки судна для сжиженного нефтяного газа различны. Единственный реалистический тест был разработан на Брауншвейгском испытательном оборудовании "BAM" Берлин [2]. Процедура BAM состоит в том, чтобы подвергнуть небольшой контейнер для сжиженного нефтяного газа воздействию углеводорода и используя график результатов испытаний измерить конечный результат. Североамериканские методы основаны на UL1709. В то время как UL1709 использует правильную кривую времени/температуры для испытания, что ограничено испытанием стальных колонок, тогда как BAM в действительности испытывает реальный контейнер для сжиженного нефтяного газа, который был обработан сточки зрения огнеупорности. Независимо от метода противопожарной обработки, очень важно обратить пристальное внимание на ограничение и убедиться, что выбранный продукт имеет сертификацию, поскольку оригинальный тест включает воздействие факторов окружающей среды, которым продукт будет подвержен в течение операций. Что касается органических продуктов, типа эндотермических и вспучивающихся, необходимо детально проверить критерии окисления и быть в состоянии определить как долго продукт может быть пригодным к эксплуатации. Это - то, где UL1709 "блистает". Что-либо, что может противостоять воздействию ряда факторов окружающей среды до фактического испытания огнем, действительно является очень прочным продуктом. Идея заключается в том, что нужно исключить условия, которые могут сделать продукт негодным для эксплуатации прежде, чем он подвергнется воздействию огня. При использовании продуктов, которые прошли соответствующие тесты воздействия факторов окружающей среды СНАЧАЛА и испытание огнем впоследствии, используя один и тот же опытный образец, можно говорить о должной экспертизе, но не иначе. Также доказано, что квалификации окисления DIBt для вспучивающихся веществ – надежны. С должным вниманием к ограничению и воздействию окисления и факторов окружающей среды, вполне возможно сэкономить много времени на противопожарные меры ограждений контейнеры для сжиженного нефтяного газа от воздействия энергии от случайных возгораний и таким образом уменьшить вероятность BLEVE до максимальной возможной степени.

Вышеуказанное показывает сложность и соответственно дороговизну обращения со сжиженным нефтяным газом по транспортной цепи от двери к двери.

2.2 Транспортное оборудование для сжиженного нефтяного газа для транспортировки по маршруту Восток-Запад

В этой части представлено описание оборудования, которое считается соответствующим для безопасной транспортировки Бутана и Пропана из стран СНГ до западноевропейских стран, включая ценовые указания. Детали, включая положения об "основных" конструкциях оборудования и требованиях при транспортировке опасных грузов, содержаться в отдельном отчете⁵.

2.2.1 Железнодорожный вагон-цистерна

Производство и эксплуатация железнодорожного вагона-цистерны (RTC) регулируется "Règlement concernant le transport International ferroviaire des marchandises Dangereuses" (RID) для ж/д транспорта. Они имеются в наличии в Европе с объемом от 80 до 120 м³ (перевозящие 40 – 60 т сжиженного нефтяного газа). В Европе новый RTC с самым большим объемом (120 м³) на сегодняшний день стоит приблизительно € 140,000. Впоследствии, консультант выяснит существует ли в Европе рынок подержанных RTC, которые можно использовать в СНГ/РФ после адаптации к ж/д инфраструктуре с широкой колеей. Тем не менее, это может быть сложно из-за разных технических систем погрузки и разгрузки.

RTC для сжиженного нефтяного газа, производимые в Украине с грузоподъемностью 31-40 т, существенно дешевле и стоят в пределах US\$ 65-75,000.

⁵ См. специальный отчет о Современном оборудовании для сжиженного нефтяного газа, подготовленный для этого проекта.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



2.2.2 Контейнер на ж/д платформе

Другим возможным путем транспортировки сжиженного нефтяного газа (смесь), Бутана или Пропана является использование контейнер-цистерны. Производство и эксплуатация оборудования такого типа, в целом, регулируется положениями ADR и RID а также “International Maritime Dangerous Goods Code” (IMDG) для комбинированного транспорта включая все виды перевозок.

Одним типом является 40ф контейнер-цистерна, который описывается как цилиндрический резервуар высокого давления встроенный в 40ф ISO- навойную раму, и дополнительно оборудованный 20ф краевым углом согласно UIC специальной стали E STE 420, с навесом и 6 свинченными щитами. Максимальная масса полезной нагрузки – приблизительно 23.4 тонн сжиженного нефтяного газа (до 50 м³). Вес конструкции - 9.8 тонн и ограничение по общему весу контейнер-цистерны - 34 т. Стоимость в западной Европе - приблизительно € 85,000.

Альтернативой является 20ф контейнер-цистерна, который описывается как цилиндрический резервуар высокого давления встроенный в 20ф ISO- навойную раму, с навесом и 2 свинченными щитами. Максимальная масса полезной нагрузки – приблизительно 11.7 тонн сжиженного нефтяного газа (до 25 м³). Вес конструкции колеблется от 6.4 до 7.7 тонн и ограничение по общему весу контейнер-цистерны - 20 т. Стоимость в западной Европе - приблизительно € 40,000. Более дешевая альтернатива 20ф контейнер-цистерны предлагается в Эстонии по цене приблизительно € 25,000.

Две или даже три 20ф контейнер-цистерны могут транспортироваться на ж/д платформе. Новая российская платформа стоит приблизительно US\$ 40,000.

Таким образом, необходимое инвестирование в платформу и три 20ф контейнер-цистерны с грузоподъемностью 35 т (3 x 11.7 Т) будет, по меньшей мере € 110-120,000. То что делает платформу с (тремя 20ф) контейнер-цистернами⁶ еще более дорогой, с точки зрения капитальных расходов, это долгое время оборота (от двери до двери) контейнер-цистерн, которые доставляются конечному потребителю и которые затем необходимо вернуть на место производства.

Врезка 2.1 *Стоимость транспортировки контейнер-цистерны по маршруту Казахстан – Балканский полуостров*

Например, время для оборота контейнер-цистерн между Тенгизшевройл (Казахстан) и клиентом на Балканах, перевозимых на (разных, местных) платформах на участках (i) Казахстан, (ii) Баку – Черное море, и (iii) Балканы и перерабатываемых на (4) контейнерных терминалах в Актау, Баку, грузинский черноморский порт и болгарский или румынский черноморский порт и перевозимых через Каспийское и Черное море в (по возможности наиболее дешевых) контейнеровозах⁷, занимает приблизительно 40 -55 дней (4 дня в Казахстане, 1,5 дня через Каспийское море; 4 дня в Грузии; 3 дня через Черное море, 3 дня на таможнях, плюс доставка порожняка и резервное время), даже в том случае, если вся транспортная цепь контролируется одним и тем же оператором. Это означает, что довольно дорогие контейнеры будут иметь очень низкий коэффициент использования (6-7 раз в год), и следовательно, очень высокие годовые капитальные затраты.

⁶ Главным преимуществом контейнеров, т.е. цистерн высокого давления в (20 or 40ф) ISO-навойной раме, является уверенность в качестве продукта, доставляемого потребителю, так как сжиженный нефтяной газ транспортируется от двери до двери в одном и том же контейнере без промежуточной обработки.

⁷ Контейнеры для сжиженного нефтяного газа обычно грузятся на “рейсовые” суда, но только на верхнюю палубу.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



2.2.3 Перевалочный терминал для сжиженного нефтяного газа

Основными характеристиками “операционных эксплуатационных качеств” типичного перевалочного терминала для сжиженного нефтяного газа, т.е. с железной дороги до терминала и с терминала на танкер, являются (уделяя особое внимание операционным этапам и определяя приблизительные цены):

- Ежегодная проектная пропускная способность: 200-300,000 т (первый этап)
- Хранение: один большой резервуар (7,000-11,000 м³, приблизительно 3,300-5,000 т) и/или гибкое число меньших цистерн (2,000 м³, приблизительно 950 т каждая) – обычно используются различные небольшие цистерны.
- Соотношение между ежегодной проектной пропускной способностью и складской мощностью: оборот складкой мощности 30-40 – т.е. в среднем 3 грузооборота в месяц
- Приемное оборудование для поезда: 2х20 RTC максимум (18 м длина)
- Время разгрузки поезда: приблизительно 8-16 часов на поезд, состоящий из 35-45 RTC.
- Обработка приблизительно 250 поездов и 10.000 RTC в год (в среднем)
- Приемное оборудование для танкерного судна: желательное водоизмещение 12 (м) (минимум 6-9) и грузоподъемность 20 КТ (минимум 5-10)
- Время разгрузки танкерного судна: 1 день
- Количество перерабатываемых танкерных судов для сжиженного нефтяного газа: 50-100 в год (в среднем)
- Общие инвестиционные затраты: US\$ 25-45 миллионов.
- Общие годовые эксплуатационные расходы: US\$ 900.000-2 миллионов в год.
- Приблизительные расходы по переработке грузов/цена за тону сжиженного нефтяного газа: US\$ 18-30 тонн

Рисунок 2.3 Погрузка на судно для сжиженного нефтяного газа – специальная погрузочная стрела





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



2.2.4 Тягач с полуприцепом – танкер или контейнер для сжиженного нефтяного газа

Такой вид транспорта (обычно⁸) поставляется груз конечному потребителю.

Производство и эксплуатация специализированных полуприцепов для газов Пропана и Бутана в целом регулируется согласно европейским правилам “Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route” (ADR) для автодорожного транспорта.

Полуприцеп танкер с номинальным объемом 50-60 м³ (23.5-28 т грузоподъемность) стоит приблизительно € 127,000 в западной Европе. 40ф ходовая часть, перевозящая один 40ф или два 20ф контейнера для сжиженного нефтяного газа стоит приблизительно €30,000, в то время как более дешевые 20ф контейнеры для сжиженного нефтяного газа стоят € 25,000 каждый, т.е. € 80,000 капитальных расходов за полуприцеп с двумя 20ф контейнерами, дешевле, чем полуприцеп танкер. В обоих случаях, стоимость седельного тягача будет приблизительно € 90,000 в западной Европе.

Таким образом, полная цена нового комплекта (“поставки” автодорожного транспорта для сжиженного нефтяного газа) будет в пределах € 170,000 (полуприцеп плюс два 20ф контейнера) - € 217,000 (полуприцеп танкер).

⁸ Они также могут находиться на месте производства и доставлять сжиженный нефтяной газ до ж/д станций или портов Каспийского моря, но по очень высоким ценам.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3 Средства для транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА

3.1 Общие сведения

На сегодняшний день (начало 2007) вся транспортировка сжиженного нефтяного газа на “Запад”⁹ из Казахстана, поток приблизительно 60-80,000 тонн/месяц¹⁰, осуществляется через российскую железную дорогу. Транспортировка сжиженного нефтяного газа через Каспийское море на текущий момент практически не осуществляется. До настоящего времени Шеврон, как ключевой производитель сжиженного нефтяного газа в регионе, воздерживается от транспортировки сжиженного нефтяного газа по ж/д через Каспийское море. Администрация порта Актау не проявляла активность в выполнении транспортировки сжиженного нефтяного газа, тем не менее, сейчас порт Актау возможно более заинтересуется этим вопросом. В принципе ж/д паромные операции Актау-Баку можно было бы организовать согласно строго определенным мерам предосторожности, обеспечивающим безопасность и возможно с “минимальным” работам по усовершенствованию терминала (моста). Тем не менее, по сообщениям, какие-либо операции на Каспийском море, связанные со сжиженным нефтяным газом будет перенесены в (строящийся) терминал в Курике, но для этого требуется подтверждение от властей Казахстана на высшем уровне.

Существенным для коридора ТРАСЕКА является то, что Каспийская Судоходная Компания (CSC) и азербайджанская и грузинская железные дороги договорились о транспортировке приблизительно 18,000 т сжиженного нефтяного газа из Туркменбаши в Грузию (Батуми). К ноябрю 2006 г. Были осуществлены две отгрузки приблизительно по 1000 т (более точно 980 т в 28 вагонах, перевозящих по 35 т). Казалось, что третья партия готова к отправке, но операции были прекращены (Азербайджанскими властями) до выяснения вопросов по безопасности. По сообщениям операции были восстановлены в 2007 г. (но детали до сих пор неизвестны). Интересно, что сжиженный нефтяной газ транспортировался из Казахстана до Батуми в 2001/2002 и 2003 гг. По-видимому, на сегодняшний день лучше организованные и экономически равные или более привлекательные маршруты через Россию отвлекли транспортные потоки от коридора ТРАСЕКА.

3.2 Логистика сжиженного нефтяного газа в стране производства

3.2.1 Логистика сжиженного нефтяного газа в Казахстане

В этой части описывается транспортировка в Казахстане с месторождений, например, ТСО/ж/д погрузочная станция Кулсары, до порта, в особенности Актау, для перевозки сжиженного нефтяного газа через Каспийское море. В настоящее время сжиженный нефтяной газ экспортируется через Россию. Общее представление о существующих экспортных маршрутах сжиженного нефтяного газа приведено в Таблице 3.1.

⁹ Отгрузки сжиженного нефтяного газа на “Восток” (в частности Китай) не рассматриваются.

¹⁰ В феврале 2007 г. (весь объем из Тенгизшевронойл): более 25,000 т в Польшу и 4,000 т в Финляндию, 24,000 т в Одессу, и 23,700 т в центральную Европу (Словакию, Венгрию и Румынию); это является приблизительно 40% от всего объема сжиженного нефтяного газа, перевозимого РФ железной дорогой.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Таблица 3.1 Существующие маршруты для экспорта сжиженного нефтяного газа из Казахстана

Наименование ГПЗ, станция	Маршрут транспортировки	Страна назначения	Станция назначения	Примечание
Тенгизкий ГПЗ (станция Кульсары)	Россия, Беларусь	Польша	Ст. Брест, ст. Брузги, ст. Изов, ст. Свислочь, ст. Ягодин.	В ряде случаев продажа осуществляется с условием поставки до границы
Тенгизкий ГПЗ (станция Кульсары)	Россия, Украина Порт Одесса	Турция		
Тенгизкий ГПЗ (станция Кульсары)	Россия, Украина	Румыния	Ст. Дьяково	
Тенгизкий ГПЗ (станция Кульсары)	Россия, Украина	Словакия	Ст. Чоп	
Тенгизкий ГПЗ (станция Кульсары)	Россия	Финляндия	Ст. Бусловская	
Павлодарский НХЗ, ст. Павлодар-Порт	Россия, Беларусь	Польша	Ст. Брест, ст. Брузги, ст. Изов, ст. Свислочь, ст. Ягодин.	

По маршруту ТРАСЕКА сжиженный нефтяной газ будет доставляться по железной дороге до Актау (или, в качестве альтернативы, до Курика если терминал для сжиженного нефтяного газа будет построен там, как обсуждалось в Части 3.3). Необходимо разработать систему маршрутных поездов, которая будет соответствовать вместимости ж/д парома, согласно указанному также в Части 3.3. Будет ли «обслуживание быстрого маршрутного рейсового поезда» между, например, Кульсары и Актау для 28-40 единиц RTC–всегда в соответствии с графиком парома вместимостью 28-52 RTC – конкурентоспособным, должно быть оценено¹¹.

3.2.2 Логистика сжиженного нефтяного газа в Туркменистане

На сегодняшний день, более 90% сжиженного нефтяного газа, производимого в Туркменистане, отгружается в Афганистан, Иран, Турцию и Пакистан. В январе 2007 г. было экспортировано 11068 т сжиженного нефтяного газа. В 2007 г. планируется произвести 140500 т сжиженного нефтяного газа в Туркменистане.

Выделяются следующие текущие события, связанные со сжиженным нефтяным газом в Туркменистане:

- Турецкая компания «ALP SAN» строит терминал для сжиженного нефтяного газа на востоке Туркменистана (станция Пелверт, Халачский етрап, район Лебап). По оценкам терминал сможет хранить до 3000 т сжиженного нефтяного газа. Он будет частью комплекса производства, переработки, хранения и погрузки сжиженного нефтяного газа. Газ будет направляться по трубопроводу на левое побережье Амударьи. Газопровод будет построен компанией "Caspro pipeline service AG" (Лихтенштейн). Стоимость постройки этих двух объектов – приблизительно \$ 16 миллионов.
- Предполагается, что новый комплекс по производству и переработке газа будет производить 50 000 т сжиженного нефтяного газа, 200 000 т газоконденсата и 1 миллион м³ газа. Этот

¹¹ Это будет предметом рассмотрения в Рабочем Докладе 6.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



проект осуществляет канадская компания "Thermo Design Engineering LTD". Стоимость проекта - \$ 42 миллионов.

- В 2006 г. начал производство газоперекачивающий комплекс в Багая, который будет производить 12 000 т сжиженного нефтяного газа. Он был построен канадской компанией "Thermo Design Engineering LTD" и туркменскими экспертами.
- Весной 2006 г. также начал функционировать терминал для хранения и погрузки в Сергетабаде (район Мари), который будет хранить 1,200 т сжиженного нефтяного газа. Терминал состоит из платформ для погрузки/разгрузки RTC, налива в автоцистерны, резервуары для хранения. Такой же терминал был построен в Серахсе (район Ахал). Эти два терминала были построены иранской компанией "Pars Energy".
- В Каспийском морском порту Киянлы "Pars Energy" строит нефтебазу мощностью в 3 000 т сжиженного нефтяного газа и пирс для погрузки двух судов одновременно. Планируется, что терминал будет перегружать 1,2 миллионов тонн сжиженного нефтяного газа, направляемого в Европу. Пуск этого терминала планируется в 2008 г. В 2020 г. Туркменистан планирует увеличить производство и экспорт до 2 миллионов тонн. Планируется строительство 20 заводов на востоке Туркменистана. Туркменистан имеет собственные RTC для транспортировки сжиженного нефтяного газа.

Последние продажи сжиженного нефтяного газа из Туркмении были осуществлены на условиях Приложения 5. Кажется, что в настоящее время "предлагаемые" транспортные расценки и условия через коридор ТРАСЕКА не могут конкурировать с условиями, предлагаемые Ираном, и другими соседними странами – таким образом, практически не существует транзитного грузового потока сжиженного нефтяного газа через Азербайджан и Грузию, кроме нескольких поставок в размере 980 МТ в 2006/7 гг., упомянутых ранее.

3.3 Пересечение Каспийского моря

3.3.1 Оценка существующей способности транспортировки сжиженного нефтяного газа

Существующую ситуацию по судоходству на Каспийском море можно описать следующим образом:

- Суда под российским флагом не могут входить в порт Баку/другие азербайджанские порты
- Суда под азербайджанским флагом не могут пересекать Волго-донский канал (с грузом) и в основном не могут входить в российские порты
- Портовые тарифы в Иране значительно ниже для судов под иранским флагом (чем для судов под каким-либо другим иностранным флагом).
- На каспийском море не функционирует ни один танкер для сжиженного нефтяного газа, так как погрузочно-разгрузочного терминала для сжиженного нефтяного газа не существует

Специализированные железнодорожные паромы

На данный момент, на каспийском море действуют следующие специализированные ж/д паромы, которые могут перевозить сжиженный нефтяной газ между Актау и Туркменбаши, расположенные на восточном и погрузочном конце Каспийского моря до Махачкалы и Баку, которые находятся на западе и разгрузочном конце Каспийского моря:

Каспийская Судоходная Компания

Каспийская Судоходная Компания (КСК) владеет семью, относительно устаревшими и небольшими паромы (типа "Дагестан"). Два из них были реконструированы (система вентиляции) для транспортировки сжиженного нефтяного газа (тем не менее, сомнительно, что они могут соответствовать более строгим западным стандартам). Паромы курсируют между Актау/Туркменбаши и Баку.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Этими паромами являются:

1. "Дагестан" – 8212544
2. "Меркурий-1" – 8212568
3. "Академик Топчубашов" – 8212570
4. "Азербайджан" – 8212582
5. "Академик Гесен Алиев" – 8212594
6. "Професор Гул" - 8225371
7. "Нахичевань" – 8225383

Рисунок 3.1 Железнодорожный паром Каспийской Судоходной Компании



Паромы предназначены для перевозки вагонов, трейлеров, машин и пассажиров. Спецификации железнодорожного парома типа "Дагестан" представлены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 Характеристики грузопассажирских морских железнодорожных паромов, тип "Дагестан"

Класс Регистра СССР (танкер) КМ * П4 I СПА						
ДЛИНА НАИБОЛЬШАЯ	М	154,47	РЕГИСТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ	ВАЛОВАЯ	РТ	11,200
ШИРИНА НАИБОЛЬШАЯ	М	18,30	МОЩНОСТЬ	ЧИСТАЯ	РТ	
ВЫСОТА БОРТА	М	13,45	ТОПЛИВО		ЭЛС	2x7,395
ОСАДКА СРЕДНЯЯ ПОРОЖНЕМ	М	2,86		ГРУЗОВМЕСТИМОСТЬ CARGO CAPACITY	Т	190
ОСАДКА СРЕДНЯЯ В ПОЛНОМ ГРУЗУ	М	4,25/4,50	АВТОМОБИЛИ ТИПА "ЛАДА"		ШТ	70
ВОДОИЗМЕЩЕНИЯ ПОРОЖНЕМ	Т	5400		ПАССАЖИРОВМЕСТИМОСТЬ		
ВОДОИЗМЕЩЕНИЕ В ПОЛНОМ ГРУЗУ	Т	8800	КАЮТНЫХ МЕСТ		чел.	84
ДЕДВЕЙТ	Т	3367/3950	СИДЯЧИХ МЕСТ		чел.	118
КОЛИЧЕСТВО ТОНН НА 1 СМ ОСАДКИ	Т	23	ВСЕГО		чел.	202
ДАЛЬНОСТЬ ПЛАВАНИЯ	МИЛИ	1000				
СКОРОСТЬ	УЗ	17,15				

Группа Сафинат

Четыре парома (новые и большие), принадлежащие российской частной группе Сафинат курсируют между Туркменбаши/Актау и Махачкалой. Такие российские паромы могут перевозить до 52 RTC, по сравнению с паромами типа "Советский Дагестан", принадлежащими Каспийскому Судоходству, вместимостью 28 RTC.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Рисунок 3.2 Железнодорожный паром



Пирс для паромов в Актау

Пирс для паромов М 8 в порту Актау – универсальный. В случае отгрузки только газа, вместимость паромного терминала приблизительно 420 RTC в месяц при использовании паромов "Советский Дагестан" вместимостью 28 RTC за рейс. В 2006 г., в качестве пробы, на паромном пирсе в порту Актау была проведена операция по погрузке 56 RTC на два каспийских паромов, что соответствует мощности 1 российского паромов. Объем сжиженного нефтяного газа для транспортировки из Актау может быть увеличен до 780 RTC (около 24 КТ) в месяц – согласно информации, полученной от Экспертов в Казахстане. Это подразумевает (техническую) возможность достичь годового объема пропускной способности в размере 130,000 – 210,000 МТ (см. Врезку 3.1). В дальнейшем, команда проекта проверит и изучит эти данные.

На данный момент, порт Актау не имеет никаких резервуаров для хранения сжиженного нефтяного газа. Погрузка различного груза в много-модальном причале для Паромов в Актау, который расположен рядом с погрузочным причалом для сырой нефти, подлежит отдельной перевозке (в разных отсеках, грузовых трюмах). На плане Порты Актау на следующей странице показано оборудование порта, включая паромную пристань рядом с погрузочным оборудованием для налива танкеров для сырой нефти

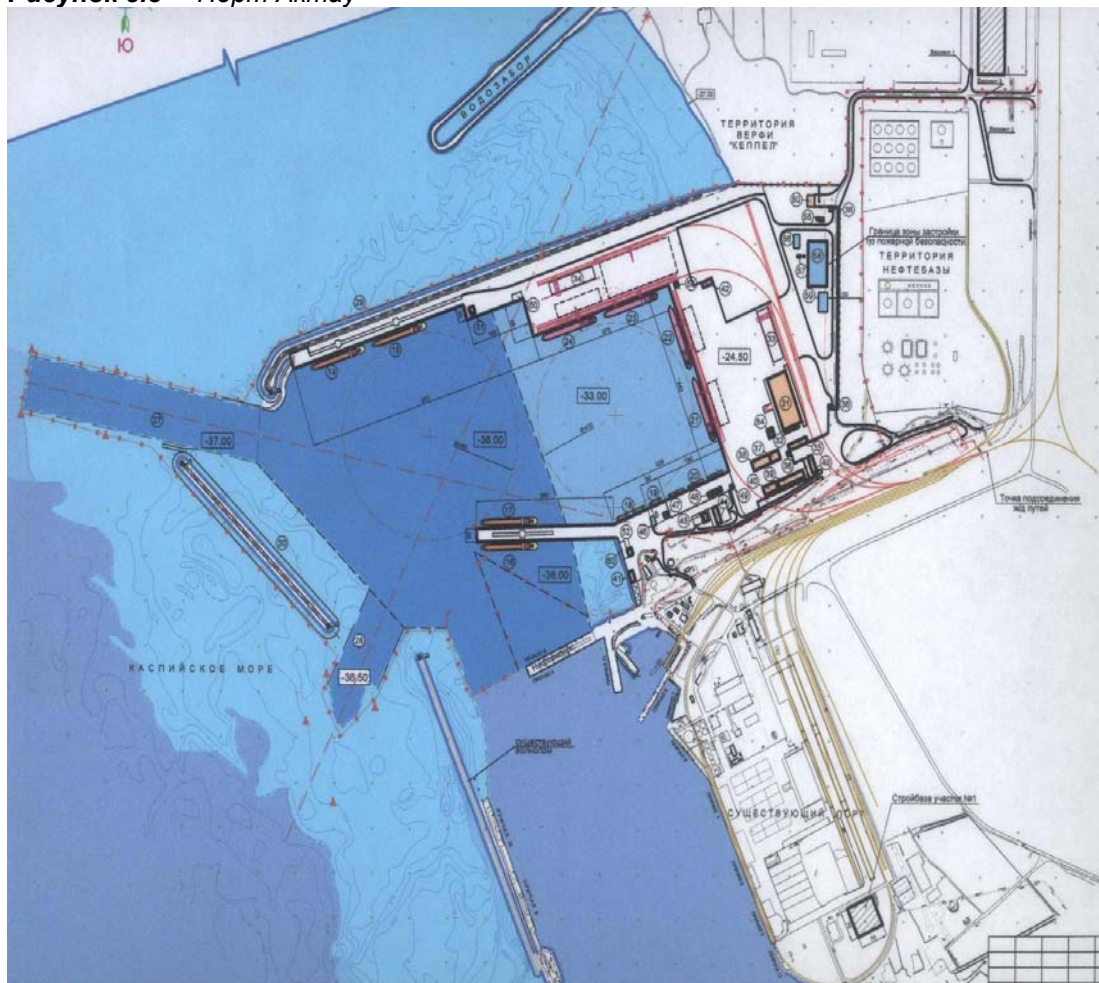
Время прохождения от порта Актау к порту Баку - 18 часов. В среднем, время погрузки паромов - приблизительно три - четыре часа.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Рисунок 3.3 Порт Актау



Врезка 3.1 Оценка потенциальной способности экспорта сжиженного нефтяного газа в Актау

Существующие мощности в порту Актау для экспорта сжиженного нефтяного газа (по коридору ТРАСЕКА) могут быть подсчитаны следующим образом:

- Нерабочие дни в году (туман/ветер выше 6 баллов по шкале Бофорта/др) 45
- Нерабочие дни в году для транспортировки сжиженного нефтяного газа из-за других паромных транспортировок: 45
- Время погрузки 0,5 дня;
- Возможное время погрузки всего: 275 дней x 0,5 дня = 137 рейсов x 52 RTC x 30 тонн = приблизительно 210,000 тонн. С учетом меньшей мощности азербайджанских паромов вместимостью 28 RTC, ежегодная пропускная способность порта будет всего 130,000 тонн для погрузок сжиженного нефтяного газа
- Существующие паромы: 4 (азербайджанских) парома типа "Дагестан" (принимая во внимание, что 2 других будут переоборудованы) x 28 RTC или 4 (российских) парома типа "Махачкала" x 52 RTC
- Посредством более быстрого оборота в портах и использования более крупных паромов, которые функционируют на Каспийском море, эти мощности могут быть увеличены, с технической точки зрения, до 250,000 МТ/год.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Каспийский морской транспорт

Что касается каспийского морского транспорта, обязанности в Азербайджане были распределены между КСК, ответственной за физические операции и новой государственной компанией “Меридиан”, несущей ответственность за “продажи” включая, продвижение бизнес операций.

Аналогичное разделение обязанностей имеет место и на Азербайджанской ж/д. Железная дорога занимается физическими операциями (передвижение поездов), а коммерческими операциями - государственная компания “Транскавказ”, действующая в качестве ж/д экспедиционного агентства.

В принципе, эта институционально-организационная структура не ограничивает возможности частного сектора, но операторам частного сектора придется работать с и под надзором этих “государственных действующих лиц”.

Врезка 3.2 Оценка затрат, указывающая на (минимальную) стоимость транспортировки сжиженного нефтяного газа паромом

Расценки на перевозку груза ж/д вагонами через Каспийское море во второй половине 2006 г. установлены КСК следующим образом: Цена погрузки одного вагона на паром или разгрузки – 36 долларов США.

Цена транспортировки груженых/пустых вагонов через Каспийское море

- За ТМБ-Баку: US\$ 35/30 за м длину RTC, т.е. US\$ 65/м в оба конца
- За Актау-Баку: US\$ 40/35 за м длину RTC, т.е. US\$ 75/ м в оба конца
- Штраф/премии и дополнительные расходы (например, связанные с временем простоя и т.д.) возможно повлекут корректировку указанных цен.

Без доплаты (за безопасность/риск) на транспортировку сжиженного нефтяного газа, цена транспортировки паромом поезда со сжиженным нефтяным газом, состоящего из 28 вагонов 15 м длиной и перевозящего 1000 т, включая “порожный возврат” будет следующая, что консультант считает наиболее благоприятным сценарием, который еще необходимо проверить:

- За Туркменбаши-Баку: $65 \times 28 \times 15 + 36 \times 28 \times 2 = \text{US\$ } 29,316$ —почти US\$ 30/т и
- За Актау-Баку: $75 \times 28 \times 15 + 36 \times 28 \times 2 = \text{US\$ } 33,516$ —т.е. US\$ 34.20/т¹².

Принимая во внимание то, что паром, по причинам безопасности, не может транспортировать какой-либо другой груз и/или пассажиров во время перевозки сжиженного нефтяного газа, вышеуказанные данные, возможно, должны быть уточнены¹³.

Другие транспортные расходы, такие как аренда RTC должны быть добавлены к вышеуказанным данным – как уже было упомянуто, эти аспекты будут рассмотрены в РД 6 более детально.

3.3.2 Будущая перспектива – по отношению к увеличению мощности

Существующая ситуация указывает на очень небольшую перевозку сжиженного нефтяного газа через Каспийское море. Увеличение транспортировки сжиженного нефтяного газа в этой части логистической цепи лежит, с технической точки зрения, в развитии (паромных) терминалов для сжиженного нефтяного газа в портах отгрузки и в увеличенной грузоподъемности паромов или танкеров. По-видимости, в краткосрочной перспективе будет превалировать комбинация железнодорожных терминалов для сжиженного нефтяного газа и железнодорожных паромов. В средне- или долгосрочной перспективе может быть рассмотрена комбинация специализированных танкеров и терминалов для сжиженного нефтяного газа на каждой стороне

¹² Другая информация (см. Приложение-1) указывает подобную цену (US\$ 990 за 33т вагон, т.е. US\$ 33/т). Примечание: Стоимость погрузки RTC (на месте производства сжиженного нефтяного газа?) может быть включена в отпускную цену сжиженного нефтяного газа “на выходе” или, если нет, должна быть добавлена к стоимости транспортной “цепи”.

¹³ Во время изучения, консультант получил также другие транспортные тарифы – значительно выше вышеуказанных, т.е. US\$ 80 МТ за участок Туркменбаши-Гардабани (граница Азербайджана с Грузией) и US\$ 55-65 МТ за рейс из Актау до Баку.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Каспийского моря, в частности с точки зрения объема всего экспорта (не только потоков, ориентированных на коридор ТРАСЕКА) обеих стран.

Железнодорожный паромный терминал для сжиженного нефтяного газа

- Как было указано в предисловии этой главы, обсуждается строительство паромного терминала для сжиженного нефтяного газа от железной дороги до судов в Казахстане. Возможное месторасположение – в Курике к югу от Актау, либо, в качестве альтернативы, специализированный терминал для сжиженного нефтяного газа в Актау. Подобные инициативы также обсуждаются в Туркменистане. Наиболее вероятно, что начальная способность перевалки таких терминалов будет 0,5 млн тонн в год с возможностью увеличения мощностей до 2 млн тонн в год. Терминалы должны быть спроектированы так, чтобы базовая мощность 0,5 млн тонн в год могла быть увеличена за счет “добавления” новых резервуаров с дополнительным/расширенным оборудованием для разгрузки РТС и новых погрузочных установок для судов, с тем чтобы обслуживать необходимые объемы растущего рынка
- Мы думаем, что в случае строительства нового порта в Курике, планирование в этом направлении возможно. Консультант также изучит жизнеспособность новых погрузочных пристаней для паромов, в соответствии с чем одна такая железнодорожная погрузочная пристань может грузить максимум три парома в день с приблизительным операционным временем при благоприятной погоде 320 дней в году – таким образом, максимум 1,5 млн тонн в год.

Терминал для сжиженного нефтяного газа

- Комбинация специальных терминалов для сжиженного нефтяного газа на каждой стороне Каспийского моря и танкеров, функционирующих между терминалами может быть рассмотрена в случае больших количеств. С технической точки зрения, не существует ограничений, кроме размера судов из-за ограничения, касающейся осадки. С экономической точки зрения, заключения могут быть разными. Этот вопрос будет рассмотрен в Рабочем Докладе 6 более детально.

Паромы

- Существующие транспортные мощности паромов, принадлежащих Каспийскому Судоходству – в лучшем случае приблизительно 1,600 тонн в неделю за максимум 48 недель в год. Консультант видит максимум 3 – наиболее вероятно только 2 парома. Следовательно, всего имеющаяся в наличии транспортная способность двух железнодорожных паромных пристаней в Актау и Туркменбаши и одной в Баку – приблизительно 130,000 – 160,000 тонн в год с учетом всех факторов, таких как погода, организация, транспортировка других грузов и т.д.
- Вышеуказанные данные могут быть увеличены еще на максимум 100 КТ до приблизительно 250-300,000 тонн в случае возможного использования более крупных паромов. Консультант считает, что это максимальная мощность транспортировки сжиженного нефтяного газа через две погрузочные пристани в Актау и Туркменбаши и всего одну приемную пристань в Баку - за исключением, если транспортировка других грузов железнодорожными паромами не сократится значительно, что не представляется вероятным.
- Необходимо отметить что, паромы типа “Меркурий”, принадлежащие Каспийской Судоходной Компании, технически разработаны для комбинированной транспортировки пассажиров, грузовиков и ж/д вагонов с “закрытым” отсеком для груза (недавно были встроены вентиляционные установки). Для железнодорожного парома, предназначенного для перевозки сжиженного нефтяного газа, необходима техническая конструкция, в которой – только для ж/д вагонов – грузовые отсеки (по крайней мере частично) открыты – см. паромы Укрфери и Сафинат. Это может стать основным препятствием для конкурентоспособности паромов типа “Меркурий” из-за (i) технических аспектов и вопросов, связанных с безопасностью и (ii) экономики, основанной на комбинированной транспортировке пассажиров/ж/д вагонов и грузовиков; таким образом, перевозка “только” легкого и следовательно низкокачественного груза сжиженного нефтяного газа может быть экономически нецелесообразна.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Танкеры

- Покупка танкеров для сжиженного нефтяного газа, возможно, обойдется в US\$ 20-30 миллионов или больше за танкер, который должен перевозить приблизительно 170-200 КТ сжиженного нефтяного газа в год. В случае использования максимально возможного объема партии груза сжиженного нефтяного газа для Каспийского моря приблизительно 5-6 КТ, ежегодная перевозная способность танкера может увеличиться до 250-300 КТ в год.

В заключении можно сказать, что с технической точки зрения пересечение Каспийского моря не должно стать главным препятствием. При относительно небольших количествах будет достаточно создание мощностей на ж/д паромных терминалах для сжиженного нефтяного газа и дополнительной мощности посредством увеличения грузоподъемности ж/д паромов. В случае больших количеств вариант терминалов и танкеров для сжиженного нефтяного газа может стать целесообразным.

3.4 Железнодорожный транспорт в наземном коридоре

3.4.1 Оценка существующей мощности транспортировки сжиженного нефтяного газа

Железнодорожная инфраструктура Баку - Черное море

Железная дорога между Баку (Азербайджан) и Самтредия в Грузии, откуда ветка из Тбилиси разветвляется на Поти и Батуми соответственно, является двухколейной и электрифицированной, в основном управляемой полуавтоматическими блокировочными системами. Средняя скорость, без учета времени ожидания/простоя – 35-40 км/ч (мин. приблизительно 10 км/ч, а макс. – до 60 км/ч) из-за плохого состояния мостов, кроме городских районов в Баку и Тбилиси. Участок между Самтредия и Батуми, соответственно Поти, 50-60 км одноколейный путь был наиболее слабым инфраструктурным местом в коридоре, но он был реконструирован и сегодня позволяет развивать скорость до 60 км/ч. По сообщениям, этот участок может обслуживать, по меньшей мере, 25 пар поездов ежедневно.

Расстояние между Баку и Азербайджано-Грузинской границей, в принципе, должно занимать 16-18 часов, а расстояние оттуда до Батуми приблизительно такое же время – т.е. до 1.5 дней времени пути в одну сторону. Помеха со стороны пассажирских поездов не является проблемой (сейчас), так как в ночное время идет всего лишь один пассажирский поезд в каждом направлении. Пассажирский транспорт может возрасти, но на текущий момент это не рассматривается как основная помеха. Тем не менее, реальное время оборота грузовых поездов из Баку до Батуми занимает 2,5-4 дня в одну сторону, что должно быть усовершенствованно, особенно принимая во внимание сжиженный нефтяной газ, цена на который изменчива.

Рисунок 3.3 Железнодорожный транспорт для сжиженного нефтяного газа в наземном коридоре ТРАСЕКА





Этот проект финансируется
Европейским Союзом





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Указывающая оценка затрат железнодорожной транспортировки

По сообщениям, Азербайджанская ж/д запрашивает за транспортировку сжиженного нефтяного газа - в 35 тонных вагон-цистернах, отвечающие “стандартам ГОСТ SNG”, требования которых ниже стандартов ЕС - 25 – 30 долларов США/т¹⁴ за 500 км участок Баку-граница с Грузией, т.е. 5 центов/т/км¹⁵.

Протяженность железнодорожного перегона от границы с Грузией до Батуми – 70% от расстояния в Азербайджане, но Грузинская Железная Дорога, по сообщениям, запрашивает цену почти в два раза меньше, чем азербайджанская сторона - US \$ 12.50 долларов США/т¹⁶, US\$ 0,036 тонна/км, возможно “рекламная” цена для привлечения потоков сжиженного нефтяного газа по направлению специализированного терминала для сжиженного нефтяного газа в Батуми.

Врезка 3.3 Приблизительный расчет тарифов за единицу

Перенеся эти рассчитанные ж/д транспортные тарифы в более широкую региональную перспективу, данные стоимости транспортировки сжиженного нефтяного газа двух длинных маршрутов из Ашхабада (Туркмения) до Киева (Украина) в вагон-цистернах (по сообщениям) вместимостью 33 тонны. Исходя из этих данных, можно определить следующие тарифы (включая порожний возврат), чтобы показать на данном этапе порядок величины:

- Туркменистан (560-610 км): US\$ 0,064-0,065/тонна-км
- Узбекистан (431 км): US\$ 0,068/ тонна-км
- Казахстан (832 км): US\$ 0,052/ тонна-км
- Российская Федерация (864 км): US\$ 0,041-0,043/ тонна- км
- Украина (705-864 км): US\$ 0,041-0,043/тонна-км
- Азербайджан (503 км): US\$ 0,055/ тонна-км
- Грузия (348 км) US\$ 0,045/ тонна-км

Возможно, тарифы в Врезке 3.3 указаны по самым низким показателям.

Ограничения в системе железной дороги

В связи с общей ситуацией на железной дороге между Баку и Батуми, на данный момент существуют следующие ограничения:

- Четыре “пункта остановки” в Азербайджане (смена локомотивов/проверка документов) являются “неотъемлемой частью системы”
- Мосты с одной колеей снижают скорость и увеличивают время простоя
- Ж/д участки в неудовлетворительном состоянии ограничивают скорость до 10 км/ч
- В Азербайджане нехватает локомотивов – как утверждают, Грузинская железная дорога сдала в аренду 12 локомотивов
- В Грузии, ж/д участки рядом с Тбилиси являются очень отвесными, что ограничивает скорость до 10 км/ч
- На сегодняшний день на Грузино-Азербайджанской границе может обслуживаться ограниченное количество поездов (смена локомотивов/пограничные формальности/обмен документов/контроль и т.д.)
- В прошлом – до 2006 г. – железнодорожная система местами стала очень серьезно перегруженной, в результате время пути от Баку до Батуми занимало до 12 дней. Однако, консультант считает, что это главная проблема прошлого, которая не должна повториться, так как нефтепровод Баку-Джейхан берет на себя значительную часть объема сырой нефти
- Местные менеджеры считают всю ж/д систему “стареющей” и консультанту противопоставили замечание о том, что необходимо приблизительно US\$ 500 миллионов для инвестирования в инфраструктуру – приблизительно US\$ 1 миллион на 1 км железной дороги.

¹⁴ Точные расценки недавно получены из ТРАСЕКА/Баку - US\$ 24.10/тонна, согласно опубликованным транспортным тарифам, без учета таких расходов как экспедиторские, размещение вагонов и т.д.

¹⁵ Предполагается, что этот тариф включает стоимость возврата порожнего поезда.

¹⁶ Недавно полученная точная расценка - US\$ 12.26/тонна



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



3.4.2 Будущая перспектива – по отношению к увеличению мощности Маршрутные поезда

Для значительного увеличения мощности транспортировки сжиженного нефтяного газа по наземному коридору ТРАСЕКА, т.е. на участке Азербайджан-Грузия, должно быть рассмотрено функционирование маршрутного поезда.

Состояние инфраструктуры, в частности мостов, и сигнальной системы и развитие программы реконструкции и модернизации этих главных компонентов, будет иметь большое значение для реально достижимого времени оборота поездов со сжиженным нефтяным газом в средне- и долгосрочной перспективе.

В краткосрочной же перспективе, концепцию “быстрого маршрутного поезда” со сжиженным нефтяным газом нужно тщательно рассмотреть, с тем чтобы все текущие препятствия, такие как пункты остановки/смена локомотивов и персонала, формальности при переходе границы и т.д. могли быть “упрощены”. Специально маркированные, соединенные и организованные маршрутные поезда, состоящие из 25-35 RTC, проходящие через все “препятствия” и один специально предназначенный локомотив – возможно специально арендованный/купленный – должны подходить для перевозки в груженом состоянии между Баку и Батуми.

Концепция маршрутных поездов должна быть тщательно управляема, связанная с пересечением Каспийского моря, т.е. с железнодорожными паромными терминалами в Батуми на черноморском побережье. Типичный поезд, состоящий из 28 RTC вагонов для сжиженного нефтяного газа может приводиться в движение электролокомотивом VL-8 or VL-11 (или эквивалентным им)¹⁷. Возможно, лучше принимать во внимание цену адекватного локомотива, закупаемого в западной Европе или Северной Америке по цене 4 миллиона Евро при расчете стоимости поезда для сжиженного нефтяного газа (согласно части 4.2).

С системой маршрутных поездов необходимо добиться следующего:

- Максимум 16 часов для Баку→граница с Грузией (почти 500 км),
- Максимум 4 часов для пересечения азербайджано-грузинской границы,
- Максимум 16 часов для азербайджано-грузинской границы →черноморский терминал (также ~350 км).
- Всего 36 часов (1.5 день) ж/д транспортировка Баку-Черное море.

По одному дню на погрузку азербайджанского экспорта сжиженного нефтяного газа в Баку и разгрузку на терминале в Батуми 28 RTC, перевозящих 980 Т, и 1.5 дня времени пути в одну сторону – получается 5 дней время оборота. Сегодня максимально достижимым временем для одного поезда может быть 1 неделя (целью должно быть приблизительно 4-5 дней) по маршруту Баку-Батуми.

Для перевозки 150 КТ необходимо приблизительно 150 поездов в год, что эквивалентно трем маршрутным поездам в неделю. Это кажется целесообразным в относительно краткосрочной перспективе (в течение 1-2 лет). Для увеличения тоннажа до предполагаемого уровня, согласно указанному в Рабочем Докладе 2, т.е. 1,0-2,3 миллиона тонн, необходимо массовое увеличение железнодорожных мощностей. На основе предварительных вышеприведенных расчетов, необходимо около 30 маршрутных поездов для перевозки 1,5 миллионов тонн сжиженного нефтяного газа. Железные дороги должны осуществить серьезные изменения в связи со скоростью транспортировки, принимая во внимание, что расходы за перевозку тонны сжиженного нефтяного газа в RTC в день более чем в два раза больше чем за другие легкие нефтепродукты.

¹⁷ Локомотивы, производства РФ практически монополизированы компанией Трансмашхолдинг (www.tmholding.ru); она также контролирует Новочеркасский завод в Ростове. Модернизированные VL-11 продает “Уральский завод железнодорожного оборудования” – часть Группы Синара.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Согласно оценкам по менее оптимистичному прогнозу железнодорожная мощность перевозки сжиженного нефтяного газа между Баку и Грузией ограничивается 600 КТ в год, которые будут перевозиться приблизительно 12 маршрутными поездами в неделю. Очевидно, что это недостаточно для проектных объемов сжиженного нефтяного газа, которые должны транспортироваться по коридору ТРАСЕКА, и что делает железнодорожную связь критическим препятствием в логистической цепи. Это должно послужить стимулом железным дорогам урегулировать вопросы, обсуждаемые в настоящем докладе.

В части 4.2. вышеуказанное используется в качестве основы для начальных оценок затрат.

Усовершенствование железнодорожного коридора

Новое развитие железнодорожного коридора может создать возможности транспортировки сжиженного нефтяного газа на рынки непосредственно железной дорогой. Проект сооружения железной дороги Карс – Тбилиси – Баку ставит целью улучшение инфраструктуры, и наземные строительные работы напрямую свяжут Баку с турецким рынком. Очевидно, проект получил подтверждение Совета Министров для отчуждения земли в Турции и ожидается начало тендера.

Дополнительные предполагаемые меры:

- Закупка RTC
- Закупка локомотивов
- Расширение/строительство новых морских погрузочных терминалов для сжиженного нефтяного газа в Грузии.
- Тщательно определенные меры для увеличения скорости транспортировки сжиженного нефтяного газа, включая инвестиции в ремонт железнодорожных структур
- Создание (железнодорожного) сервиса для сжиженного нефтяного газа типа “парома”, в соответствии с чем специальные поезда будут курсировать по маршруту с одним и тем же локомотивом без существующих остановок для увеличения скорости оборота и увеличения конкурентоспособности.

3.5 Морской портовый терминал для сжиженного нефтяного газа в Батуми

Кроме нескольких поставок сжиженного нефтяного газа из Туркменбаши, терминал, современного технического уровня для сжиженного нефтяного газа в Батуми, открытый в 2002/2003 гг. работает на азербайджанский экспорт и армянский импорт сжиженного нефтяного газа.

Существующая годовая пропускная способность – приблизительно 150-200.000 кт со складской мощностью 1200 м³, что эквивалентно приблизительно 700 т. Это подразумевает потенциальный ежегодный товарооборот приблизительно в 200 раз больше складской мощности, в соответствии с чем, суда загружаются непосредственно с поездов. Фактический ежегодный товарооборот - (только) около 50.000 тонн. Это отражает существующий низкий стандарт возможностей транспортировки сжиженного нефтяного газа через Каспийское море и текущих низких объемов производства в Азербайджане. На рисунке 3.4 показан вид порта Батуми и терминала для сжиженного нефтяного газа.

Перевалочная способность

Поезд состоящий из 28 RTC (980 т) может быть разгружен в течении одного дня. Танкеры для сжиженного нефтяного газа грузоподъемностью в 1,500-3,000 тонн могут загружаться со скоростью 120 т/ч. Погрузочное время будет составлять чуть больше суток (25 часов) в случае больших танкеров.

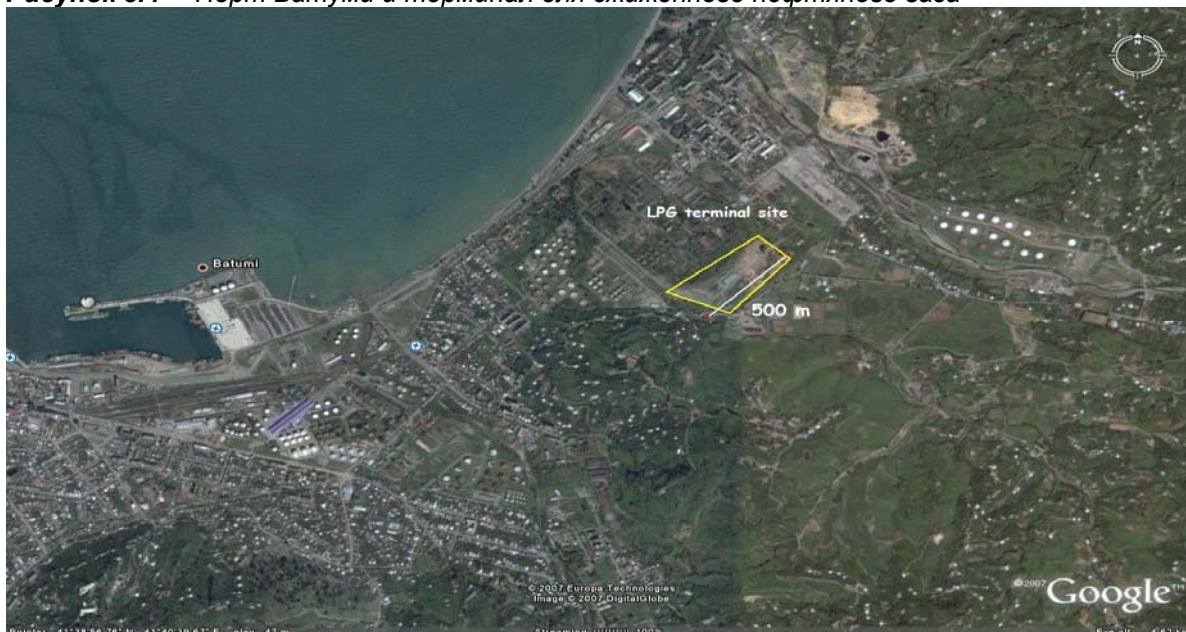




Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Рисунок 3.4 Порт Батуми и терминал для сжиженного нефтяного газа



3.6 Конкуренция со стороны российских железнодорожных коридоров

Проектный основной маршрут, согласно главе 1, в большой степени сосредоточен на российских железных дорогах. На рисунке 3.5 представлена графическая иллюстрация возможных транспортных маршрутов с мест производства до мест назначения.

Ценовое соотношение транспортировки сжиженного нефтяного газа Ашхабад-Киев (см. Приложение 2) показывает, что для Туркменистана (Центральные/Восточные места производства сжиженного нефтяного газа) коридор ТРАСЕКА (длиной 890 км, стоимость транспортировки – приблизительно US\$ 110-140 МТ без учета RTC) может быть конкурентоспособным по сравнению с коридором российской железной дороги (расстояние приблизительно 900 км от Махачкалы до черноморских портов через Чечню и приблизительно 1800 км через Волгоград, стоимость транспортировки – приблизительно US\$ 135-165 МТ без учета RTC).

Что касается Казахстана и коридора российской железной дороги до Одессы, по сообщениям, тариф 2006 года за транспортировку сжиженного нефтяного газа железной дорогой по маршруту Аксарайский (граница Казахстана и России)¹⁸ до Одессы равен US\$ 97 за тонну. Со стоимостью перевалки (с ж/д на терминал и с терминала на танкерное судно) в Одессе в приблизительно US\$ 20 за тонну, транспортировочная стоимость граница Казахстана - Одесса не должна превышать US\$ 120. Принимая во внимание вышеуказанное и будущую конкуренцию со стороны строящихся терминалов для сжиженного нефтяного газа на черноморском/азовском побережье России, ценовой уровень в US\$ 80-110 за тонну сжиженного нефтяного газа может служить “реперной точкой” тарифа транспортировки сжиженного нефтяного газа из Актау и Туркменбаши соответственно. Консультант произведет намного более детальные расчеты в РД 6.

Транспортные тарифы ТРАСЕКА (Туркменбаши-Батуми), указанные в предыдущем параграфе – приблизительно US\$ 40-55 за тонну при пересечении Каспийского моря паромом, плюс “обычный”

¹⁸ Расстояние транспортировки сжиженного нефтяного газа с места производства до Аксарайский (РФ) короче, чем расстояние до Актау – минимально короче для Тенгизского производственного месторождения, значительно короче для будущий мест производства в Казахстане, расположенных севернее.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



(не рекламный) тариф US\$ 45-55/тонна (US\$ 0,05/тонна/км) за ж/д участок Баку-Батуми, плюс (предполагаемые) US\$ 20/тонна за перевалку сжиженного нефтяного газа в Батуми плюс приблизительно US\$ 15-30 МТ за RTC – показывают, что расходы в целом через коридор ТРАСЕКА должны быть снижены для достижения большей конкурентоспособности.

Тем не менее, необходимо подтверждение тому, насколько эти тарифы устойчивы с финансовой точки зрения и каково будет полное сравнение цен включая затраты на относительно дорогие RTC (дневной тариф аренды выше 1-1,50 за тонну, в соответствии с чем, фактическое и полное время оборота очень важно).

Наиболее вероятно, что дополнительные инвестиции в ж/д оборудование (ж/д цистерны для сжиженного нефтяного газа и/или мощности локомотивов), паромы (адаптация существующих паромов или новые), и реконструкция и/или возможное усовершенствование ж/д пристаней (Актау, Баку, и ТМБ) будут необходимы для установления надежного еженедельного обслуживания (50,000 т/г поток сжиженного нефтяного газа) на первой стадии - в следующем году.

До того как будет достигнуто заметное усовершенствование транспортного коридора ТРАСЕКА для сжиженного нефтяного газа, ситуация, касающаяся конкурентоспособности по отношению транспортных коридоров России изменится, из-за открытия, по меньшей мере, одного и возможно двух новых терминалов для сжиженного нефтяного газа в проливе Азовского моря, т.е. на Темрюке и Тамане соответственно.

Первый, на Темрюке, расположен на северной стороне Кавказского полуострова, с ограничением грузоподъемности для танкера до 5 КТ и запланированным годовым грузооборотом 300,000 т (хранилище 6,000 м3 состоящий из емкостей 30 x 200 м3, разгрузка RTC для 2x10 вагонов для сжиженного нефтяного газа, скорость погрузки танкеров для сжиженного нефтяного газа - 130-200 т/ч). Так же как и Одесса, он будет обслуживаться прямым ж/д транспортом из Казахстана и, конечно, российских мест производства, но Украинские ж/д участки больше не понадобятся. Вероятно, Одесса первой почувствует конкуренцию со стороны нового терминала; расстояние транспортировки из Аксарайский (ненамного) короче и не требуется пересечение границы, таким образом, время оборота поезда может быть заметно меньше (и следовательно тариф может быть даже меньше чем 97 за тонну – российский ж/д тариф - US\$ 70 за тонну без учета оплаты RTC). Расстояние перевозки морем также – по меньшей мере до Самсуна (Турция) – будет короче, чем из Одессы, таким образом, новый терминал Темрюк, возможно, сможет устанавливать более высокую стоимость перевалки (с ж/д в терминал и с терминала на танкерное судно) по сравнению с Одессой¹⁹.

¹⁹ По сведениям, терминал Темрюк может (постарается) установить тариф в размере US\$ 35 за тонну перевалки. Оператор – российская транспортная группа Сафинат.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Рисунок 3.5 Транспортные маршруты с мест производства до мест назначения



Источник: оценка консультанта





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Существенно больший терминал строиться на Тамане (см. фото внизу) на южной стороне Кавказского полуострова, который принадлежит и будет эксплуатироваться группой Оतेко²⁰ и ежегодный грузооборот которого, по сообщениям, составит 1 миллион тонн

Рисунок 3.6 Строящийся порт на Тамане



(Российский) ж/д маршрут Махачкала – Краснодар - Таман/Темрюк может рассматриваться как северная параллель маршрута ТРАСЕКА Баку-Батуми. Этот ж/д коридор предлагает прямую ж/д транспортировку, хотя и более длинным маршрутом, из Махачкалы или другого российского/казахского пограничного пункта например, Акзерайска через Ростов-на Дону до северной Европы (Брест/Польша, Словакия и Венгрия) через Украину, или до Бреста/Польши/Балтийского моря или полностью по территории России.

²⁰ Также владеет большим количеством российский, эстонских и голландский RTC, российскими речными судами, эстонским нефтяным терминалом и российскими и эстонскими судоремонтными мастерскими.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



4 Предварительная оценка стоимости транспортной цепи ТРАСЕКА для сжиженного нефтяного газа

4.1 RTC для сжиженного нефтяного газа и Каспийский ж/д паром

Пересечение Каспийского моря RTC в новых паромов оценивается приблизительно в размере US\$ 30-45/тонн сжиженного нефтяного газа за маршрут ТМБ-Баку и в пределах US\$ 40-61/ тонн сжиженного нефтяного газа за маршрут Актау-Баку.

Детали “модели” оценки приведены в Приложении 3. Что касается стоимости капитальных вложений, экономический срок службы паромов определяется в 30 лет, с предполагаемой процентной ставкой (включая “административные расходы”) 12% в год (который, наиболее вероятно, не будет достижимой конкурентоспособной процентной ставкой) и выраженный как “аннуитет” (среднегодовая стоимость в течение срока службы). Как показано на следующей таблице, предполагается, что ежегодные эксплуатационные расходы будут варьировать между 1 и 1,5% от восстановительной стоимости паромов. Чистые эксплуатационные расходы различаются по времени в море, и временем в порту (погрузка/разгрузка RTC) в пределах “фактора” 2. Стоимость погрузки RTC на и разгрузки с паромов выражается суммой в US\$ 40 за каждую операцию с RTC. Ежегодные объемы сжиженного нефтяного газа, перевозимые через Каспийское море одним паромом будут близки к 200,000 тонн/год для Туркменбаши-Баку (200 рейсов/год), и около 150,000 тонн/год для Актау-Баку (150 рейсов/год).

Таблица 4.1 Оценка стоимости транспортировки каспийским ж/д паромом

Стоимость паромов (28 RTC – 15 м)	В год MTCE %	Эксплуатационные расходы паромов в море	Эксплуатационные расходы в порту погрузка/разгрузка	Стоимость/ тонна ТМБ-Баку	Стоимость/ тонна Актау-Баку
US\$ 25 миллионов (мин)	1% (мин)	US\$ 333/час (мин)	US\$ 188/час (мин)	US\$ 30 (мин)	US\$ 40 (мин)
US\$ 30 миллионов (макс)	1.5% (макс)	US\$ 667/час (макс)	US\$ 375/час (макс)	US\$ 45 (макс)	US\$ 61 (макс)

Замечание: По-видимому, минимальная оценка для Туркменбаши - Баку почти соответствует фактической расценке, упомянутой в предыдущей части

Просим принять во внимание, что, как уже было указано ранее, консультант создает базу данных для Рабочего Доклада 6 и Таблица 4.1 является одной из расчетов, подготовленных на текущий момент. Другие расчеты показывают пример покупки паромов, перевозящего 52 RTC за US\$ 25 миллионов – что значительно изменит данные, приведенные в Таблице 4.1.

Всего будет необходимо три паромов для обеспечения 350 рейсов/год и ежегодного количества в размере приблизительно 350 тонн сжиженного нефтяного газа.

Для пересечения моря ж/д парому требуется 1,5 дня между Туркменбаши и Баку; поезд должен быть в порту к прибытию паромов, и требуется время для переборки машины после отбытия паромов.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Типичный поезд, состоящий из 28 RTC вагонов для сжиженного нефтяного газа и движимый электролокомотивом VL-8 или VL-11 (или эквивалентным им)²¹, оцениваемый в размере приблизительно US\$ 1.6 миллионов (минимум) но с долгим (неопределенным) сроком доставки – как мы поняли, до 5 лет по сравнению с 2-х летним сроком поставки от западных заводов. Вес конструкции такого поезда - приблизительно 1,200 т и с полезным грузом около 1,000 т (сжиженного нефтяного газа), всего вес груженого поезда равен приблизительно 2,200 тонн.

Возможно, лучше принимать во внимание цену адекватного локомотива, закупаемого в западной Европе или Северной Америке по цене 4 миллиона Евро при расчете стоимости поезда для сжиженного нефтяного газа (согласно части 4.2).

Несмотря на то что, на данном этапе, следующее не является повседневной практикой, это должно стать возможным:

- Максимум 16 часов для Баку→граница с Грузией (почти 500 км),
- Максимум 4 часов для пересечения азербайджано-грузинской границы,
- Максимум 16 часов для азербайджано-грузинской границы →черноморский терминал (также ~350 км).
- Всего 36 часов (1.5 день) ж/д транспортировка Баку - Черное море.

На текущий момент, время пути груженого поезда между ТСО²² (Казахстан) и Актау (Каспийское море), расстояние приблизительно 500 км (такое же как в Азербайджане и Грузии), занимает, по сообщениям, 5 дней. На основе оптимальных расчетов консультанта, нужно сократить это время до 2,5 дня.

Погрузка (28 вагонов по 35 т сжиженного нефтяного газа в каждом, т.е. емкость цистерны 75 м3) в ТСО занимает приблизительно 36 часов включая потерю времени (4 вагона грузятся одновременно посредством закачки 15-20 м3/ч, т.е. 7х4 ч “чистое время накачивания”), таким образом, 1.5 дня на состав поезда.

Разгрузка RTC на черноморском терминале для сжиженного нефтяного газа может осуществляться быстрее, если (скажем) 14 вагонов будут разгружаться одновременно, например, 2х4 ч “чистое время откачивания” и всего 12 ч или 0.5 дня на состав поезда.

Этот сценарий ТРАСЕКА, касающийся транспортировки сжиженного нефтяного газа (№1) будет подразумевать время оборота поезда, состоящего из RTC для сжиженного нефтяного газа, в количестве 15 дней (т.е. $1.5+2.5+1.5+1.5+0.5+1.5+1.5+2.5 = 13$ дней “чистое время пути + время погрузки/разгрузки” плюс 2 дня на различные неполадки; длину пути в одном направлении составляет: ~ 1,500 км по ж/д плюс 253 морские мили через Каспийское море; всего расстояние/время в оба конца 3960 км за 15 дней).

На участке Баку-Батуми (или Батуми-Баку “порожний” возврат) поезд должен передвигаться одним локомотивом (без смены локомотива на азербайджано-грузинской границе) посредством каких-либо соглашений между железными дорогами обеих стран, и подобными “местными” локомотивами в Казахстане и Туркменистане соответственно. Тогда как поезд (в основном состоящий из 28 RTC) со средним временем оборота 15 дней может осуществлять

²¹ Локомотивы, производства РФ практически монополизированный компанией Трансмашхолдинг (www.tmholding.ru); она также контролирует Новочеркасский завод в Ростове. Модернизированные VL-11 продает “Уральский завод железнодорожного оборудования” – часть Группы Синара.

²² Возможным будущим альтернативным местом производства сжиженного нефтяного газа будет Узен, который расположен в 100 км от Актау (близко от д/ж сообщения, также, возможно, в случае наличия соответствующих производительных объемов, будет рассмотрен вариант строительства сборного трубопровода до Актау). Это предоставляет более интересный (транспортировочный) план действий, чем (500 км) расстояние до ТСО место производства Казахского сжиженного нефтяного газа



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



приблизительно 24 рейса в год, и таким образом транспортировать 23,500 т сжиженного нефтяного газа в год, время оборота локомотивов на обеих сторонах Каспийского моря короче и они могут осуществлять значительно больше рейсов в год.

В части 3.3.2 рассмотрена концепция маршрутного поезда. На основе этого описания были произведены следующие расчеты.

Для транспортировки 147,000 тонн в 150 поездах – в год – из Казахстана через Баку до Черного моря необходимо 7 поездов (196 RTC по 35 тонн сжиженного нефтяного газа каждый). Для передвижения такого количества (150) поездов по расписанию между Баку и Батуми и обратно необходимо как минимум два (2) “своевременных” локомотива (90 рейсов в год при времени оборота 4 дня) и для передвижения между, например, ТСО и Актау и обратно в Казахстан необходимо, по меньшей мере, два (2) таких же локомотива. Для потока сжиженного газа в объеме 147,000 т/г необходимо арендовать подходящие RTC (196 для 7 маршрутных поездов) и локомотивы (всего 4). По мнению консультанта, на сегодняшний день это возможно на Украине, и одновременно покупка RTC – также, наиболее вероятно, на Украине (Азовмаш). По сообщениям, подходящие RTC можно арендовать у Украинской железной дороги по цене приблизительно US\$ 40 в день – соответственно, около US\$ 1,5 за тонну в день (приблизительно в 3 раза дороже, чем RTC для дизельного топлива). Аренда локомотивов будет изучена консультантом в РД 6. В противном случае, уровень инвестиций для приобретения таких подвижных составов может быть целых € 16 миллионов за (4) локомотива и возможно до € 14 миллионов за (196) RTC, в целом € 25-30 миллионов - за каждые 150 КТ в год для предполагаемого Казахстанского потока сжиженного нефтяного газа – не считая какой-либо (срочно требуемой) инвестиции в устаревающие железнодорожные системы.

Предполагая, что эти первоначальные/окончательные погрузо-разгрузочные расходы будут в пределах US\$ 10-15/тонна, цена сжиженного нефтяного газа на черноморском терминале будет (по меньшей мере) приблизительно на US\$ 135/тонна выше стоимости с нефтеперерабатывающего завода ТСО. Допуская, что цена с нефтеперерабатывающего завода будет приблизительно US\$ 40/тонна – и следовательно цена “ТРАСЕКА” в Батуми будет US\$ 175/тонна—тогда возникает вопрос какие же цены на сжиженный нефтяной газ будут предложены в Одессе и на Тамане/Кавказе.

Предполагая, что эксплуатационные расходы и затраты на использование азербайджанской, грузинской и казахской ж/д инфраструктуры будут в пределах € 0.05 за тонну-км (включая порожний возврат), эксплуатационные расходы на поезд за 1,500 км маршрут транспортировки сжиженного нефтяного газа из Казахстана до Черного моря (Батуми) будут € 75 за тонну.

Подытоживая полную стоимость транспортировки сжиженного нефтяного газа из ТСО (с газового завода в Казахстане) ФОБ Черное море, получается следующая первая и очень приблизительная оценка (Евро/тонна):

- | | | |
|----|-----------------------------|---|
| 1. | Погрузка RTC на ТСО: | € 10 (оптимистическая оценка) |
| 2. | Аренда подвижного состава | € 25 (см. сноску 17) |
| 3. | Стоимость ж/д операций: | € 75 |
| 4. | Пересечение Касп. моря: | € 40 (минимум—до € 61) |
| 5. | Терминал Батуми ж/д → море: | € 25 (минимальная оценка) |
| 6. | ВСЕГО: | € 175/т (мин./ оптимист. оценка) |

Подобная оценка может быть произведена для 200 поездов, ежегодно транспортирующих поток в 196 000 тонн сжиженного нефтяного газа из Туркменистана ж/д паромом Туркменбаши-Баку до Черного моря. Стоимость парома будет несколько ниже (минимум € 30 – до € 45 за тонну – см. таблицу на странице 11), и железнодорожные эксплуатационные расходы в Туркменистане с



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



места производства сжиженного нефтяного газа до порта Туркменбаши могут быть ниже из-за более короткого расстояния. Тем не менее, Консультант считает, что тарифы и условия, предлагаемые в настоящее время несколько не конкурентоспособны для отвлечения транспортного потока сжиженного нефтяного газа от, например, российских экспортных маршрутов и его привлечение на коридор ТРАСЕКА.

4.2 Контейнеры для сжиженного нефтяного газа и Каспийский ж/д паром

Контейнеры-цистерны, предназначение для сжиженного нефтяного газа могут транспортироваться на стандартных (4-осевых) платформах длиной 13-14 м, которые перевозят один 40ф или два 20ф контейнера, т.е. приблизительно 23 т сжиженного нефтяного газа на вагон (значительно меньше, чем 35 т RTC).

С целью осуществления этой (первой, предварительной) пробы, предполагается два 20ф контейнера (2 TEU), которые стоят € 50,000 (цена в Латвии), перевозимых на российских 4-осевых платформах, стоящих € 40,000.

Ежегодные “капитальные и эксплуатационные” расходы на такой 20ф контейнер зависят от его срока службы (допустим 10 лет) и (полной) процентной ставки (допустим 12%/г); согласно таким предположениям, “аннуитет” равен 0.177. С эксплуатационными расходами 2% от восстановительной стоимости, ежегодные капитальные и эксплуатационные расходы будут равняться € 4,925 в год. Такой контейнер может использоваться 8 раз в год, т.е. время оборота 1,5 месяцев, стоимость использования только контейнера для транспортировки 11,7 т сжиженного нефтяного газа в год – более € 52/т транспортируемого сжиженного нефтяного газа (и это может быть оптимистичной/минимальной оценкой).

Это более чем в два раза дороже по сравнению с арендой подвижного состава для транспортировки сжиженного нефтяного газа в RTC, причем к стоимости контейнера €52/т следует еще прибавить стоимость ж/д платформы и локомотивов.

Из-за (i) очень высоких “капитальных” расходов контейнера для сжиженного нефтяного газа и (ii) очень долгого времени в пути, эта альтернатива транспортировки не представляется конкурентоспособной, несмотря на два альтернативных способа транспортировки контейнеров, т.е.:

- На платформах, используя ж/д паромы для пересечения Каспийского и Черного моря (до турецкой, болгарской или румынской ж/д сети), или
- На рейсовых судах через оба моря и ж/д платформах по суше через контейнерные терминалы на обоих концах Каспийского моря (Актау/Курик и Туркменбаши – Баку), на черноморском побережье (Батуми/Поти и Кулеви после завершения строительства), и на черноморском побережье Турции/Балканского полуострова (Болгария, Румыния, Дунай).

5 Особые соображения

Существует несколько особых факторов, не относящихся к транспортно-техническим соображениям, которые осматривались в Главе 3, и к транспортно-экономическим расчетам, рассмотренными в Главе 4, и которые могут влиять на целесообразность концепции транспортировки сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА, в частности:

- Аспекты качества сжиженного нефтяного газа
- Постоянный, вновь возрастающий спрос на транспортировку нефтепродуктов железной дорогой по коридору ТРАСЕКА
- Ограничения на пересечение Босфорского пролива транспорта с опасным грузом
- Транспортировка трубопроводом
- Маркетинговый образ действий производителей, сконцентрированный на цену сжиженного нефтяного газа “с завода”





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Эти вопросы кратко описываются ниже. Более детальная информация включена в Приложения.

5.1 Аспекты качества сжиженного нефтяного газа

Более строгие параметры качества, недавно принятые в европейских странах, потребляющих сжиженный нефтяной газ, может вынудить производителей сжиженного нефтяного газа инвестировать в оборудование с целью улучшения качества продукции. До тех пор, пока это произойдет, потоки транспортировки сжиженного нефтяного газа могут измениться, так как страны с менее строгими ограничениями по качеству примут большие объемы от производителей сжиженного нефтяного газа “более низкого качества”.

Польша, будучи основным рынком экспорта сжиженного нефтяного газа из стран СНГ, приняла европейский стандарт EN-589 вместо стандарта СНГ ГОСТ 20448-90 с первого января 2007 г. и начала развивать систему контроля качества на терминалах (позволяя смешивать не соответствующий стандартам сжиженный нефтяной газ из СНГ с более качественными продуктами для их соответствия спецификациям). Турция также применяет более строгие стандарты качества и контролирует качество сжиженного нефтяного газа на входящих судах, таким образом, не позволяя смешивать в турецких морских терминалах. Иран удовлетворен качеством сжиженного нефтяного газа из Туркменистана (крупнейшего экспортера в Иран) и Узбекистана.

Вышеуказанные обстоятельства могут влиять следующим образом:

- Для экспорта производимой смеси сжиженного нефтяного газа, качество сжиженного нефтяного газа должно соответствовать европейским спецификациям “автогаза” для обеспечения доступа на основные импортные рынки.
- Новые заводы для сжиженного нефтяного газа, производящие отдельно пропан и бутан, должны далее диверсифицировать экспортные рынки и соответствовать нефтехимическим параметрам при экспорте, регулируя соотношение пропана к климатическим условиям стран-импортеров (30% пропана в Турции).
- С завершением новых нефтехимических заводов, строительство которых планируется в Оренбурге (Россия), Актау (Казахстан) и уже существующими, включая Табриз в Иране, ожидается увеличение спроса на сжиженный нефтяной газ в качестве нефтехимического сырья для промышленности. Также растет внутреннее потребление автогаза, в частности в России, Казахстане и на Украине.
- Основные заводы такие как Оренбург (70КТ/месяц), Пермь, Сургут, Севергазпром и большинство нефтезаводов будут должны перераспределять свою продукцию между экспортом в Болгарию – Румынию – Китай – Афганистан – Иран, местными рынками и местной нефтехимической промышленностью
- Заводы, которые могут производить продукцию согласно спецификации EN-589, сохранят доступ на все основные экспортные рынки и смогут оптимизировать цену с завода.
- Потребуются значительные инвестиции в усовершенствование качества.

Более детальная информация об аспектах качества сжиженного нефтяного газа представлена в Приложении 7.

5.2 Железнодорожные мощности

Увеличивающийся спрос на транспортировку нефти между Баку и Батуми/Кулеви может и дальше оказывать большую нагрузку на эту центральную железнодорожную линию. Вся разгрузка, обеспеченная новым нефтепроводом ВТС (с вместимостью 50 млн т/г, мощность которого может быть увеличена в ближайшем будущем до 70-80 млн т/г) будет немедленно востребована потоками до Батуми (максимальная мощность 15 млн т/г) и Кулеви (2008 г. – мощность 8 млн т/г,





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



должна быть увеличена максимум до 15-20 млн т/г после 2010 г.) с тем, чтобы потенциальный нефтяной транспортный поток по железной дороге мог остаться на уровне (максимум) 35 млн т/г. В любом случае, “большая конкуренция” со стороны нефтяной транспортировки по отношению к транспортированию сжиженного нефтяного газа по железнодорожному соединению ТРАСЕКА Баку - Черное море может остаться.

Кроме того, также следует принять во внимание другой вариант развития событий: Полная установка систем трубопроводов для сырой нефти на территории бывшего Советского Союза, например российская система Трасснефть, ВТС, Казахстан-Новороссийск, Баку - Супса, вероятно уменьшит количество ж/д (нефтяного) груза. В настоящее время движение в Азербайджане и Грузии действительно значительно уменьшилось; Следовательно, все Логистические Партнеры в коридоре ТРАСЕКА могут быть заинтересованы в привлечении новых объемов

Железные дороги должны также рассмотреть структурирование, своими силами или в сотрудничестве друг с другом, необходимых усовершенствований в административных системах для предоставления клиентам необходимой надежности в связи со скоростью и завоевания доверия для осуществления транспортировки сжиженного нефтяного газа в больших объемах при конкурентоспособных условиях.

Связывание железнодорожной линии коридора ТРАСЕКА с железнодорожной сетью Турции (посредством железнодорожных цистерн) предоставит новую возможность поставлять в (восточную) Турцию сжиженный нефтяной газ напрямую в маршрутных поездах, хотя на сегодняшний день транспортировка сжиженного нефтяного газа железной дорогой в Турции вообще не осуществляется и для этого правила должны быть изменены соответственно.

5.3 Транспортировка опасных грузов через Босфорский пролив

Пересечение Босфорского пролива уже ограничено для нефтеналивных танкеров Suezmax и еще более осложнится в течении следующий 5 лет (до 2012 г.) когда начнут функционировать трубопроводы Бургас-Александрополис, Одесса-Броды и Самсун-Джейхан.

Танкеры, транспортирующие “опасный груз” сжиженного нефтяного газа, не имеют преимуществ перед нефтеналивными танкерами, и ожидается, что демередж танкеров для сжиженного нефтяного газа возрастет, в частности танкеров пересекающих Босфорский пролив, местом назначения которых не является Турция (неписаное правило). Тем не менее, ожидать, что танкеры для сжиженного нефтяного газа, обслуживающие коридор ТРАСЕКА с местом назначения Турция - Средиземное море, не будут (строго) ограничены в Босфорском проливе. Это важно так, как значительная часть будущих транспортировок сжиженного нефтяного газа через коридор ТРАСЕКА возможно будет пересекать Босфорский пролив из-за того, что рынок Черного моря не сможет поглощать все количество.

Хотя, вероятно не сейчас, 3-им возможным “выходом” может стать маршрут через Украину (Иlicheвск) до Бреста/Польши. Это будет зависеть от политики и возможностей Украины по привлечению транзитного груза при конкурентоспособных условиях. Также еще неизвестно, разовьется ли движение транспорта на Дунае в качестве привлекательного транзитного пути для Украины.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



5.4 Транспортировка трубопроводом

Можно рассмотреть инициативы по строительству трубопроводов, которые могут повлиять на стоимость транспортировки сжиженного нефтяного газа²³. В первую очередь из-за того, что транспортные мощности освобождаются на критических участках, например, железнодорожная транспортировка на участке Баку-Батуми или в Босфорском проливе. Во-вторых, если позволит технология и если значительные объемы будут реализовываться, тогда сжиженный нефтяной газ может транспортироваться специальным трубопроводом либо с использованием трубопроводов, предназначенных для других продуктов.

Список некоторых соответствующих инициатив²⁴:

Обсуждение строительства **Транс-Каспийского газопровода** на некоторое время зашло в тупик. Тем не менее, Туркменистан и Казахстан готовы участвовать в энергетическом коридоре Восток-Запад в качестве основных поставщиков газа на западные рынки. Вопрос, связанный с этой инициативой – осуществима ли прокачка влажного газа через Транс-Каспийский газопровод с технической точки зрения?

Транс-Анатолийский Трубопровод (ТАР), т.е. нефтепровод Самсун-Джейхан в Джейхане, расположенный на средиземноморском побережье Турции. Проект предоставит маршрут, обходящий турецкие проливы, в частности, Босфор и Дарданелы, а также предоставит транспортировочные мощности для увеличения производства нефти на Каспийском море и в России. Проект будет осуществлен итальянским энергигигантом ENI, который уже знаком турецкой стороне по вкладу в строительство газопровода “Блу стрим” для природного газа через Черное море, совместно с одной из турецких компаний “Чалик холдинг. Нефтепровод, длиной в 555 километров, на начальной стадии будет транспортировать 1 миллион баррелей нефти в день (brd) и ожидается, что его пропускная способность увеличится до 1,54 миллионов баррелей.

Трубопровод Бургас-Александрополис (ВАР). Транспортировочная способность этого трубопровода будет 35 миллионов т российской нефти в год из Бургаса, расположенного на черноморском побережье, до Александрополиса на егейском побережье. Трубопровод будет построен, а также принадлежать международной проектной компании, 51% акций которой будет обладать Консорциум Трубопровода Бургас-Александрополис, совместное предприятие российской Транснефти, Роснефти и Газпром Нефти. Оставшиеся 49% акций будут разделены между болгарскими компаниями Болгаргаз и Трансэкспортстрой и греческим консорциумом Баплайн.

Трубопровод Набуко, осуществляемый США, который будет транспортировать природный газ из Турции в Австрию, через Болгарию, Румынию и Венгрию, рассматривается в качестве отступления от существующих методов импорта природного газа исключительно из России.

Необходимо понять, что вопросы, связанные с трубопроводом очень сложны и, следовательно, дополнительные аспекты (не только следующие) должны быть приняты во внимание:

- Сжиженный нефтяной газ может транспортироваться трубопроводами следующим образом:
а. конечно, в специальных трубопроводах “только для сжиженного нефтяного газа” – см. РД 2, б. Возможно в трубопроводах для сырой нефти, хотя необходимо принять различные технические меры с. Возможно в трубопроводах для природного газа

²³ Транспортировка сжиженного нефтяного газа трубопроводом не представляется кратко- или среднесрочным решением проблемы для коридора ТРАСЕКА, несмотря на то, что это технически осуществимо. Основное внимание исследования обращено на анализ предварительной целесообразности транспортировки сжиженного нефтяного газа через Каспийское море – наземный коридор ТРАСЕКА.

²⁴ Кроме указанных инициатив также обсуждаются другие варианты и очевидно они уже разрабатываются.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- По нашим сведениям, на сегодняшний день не существует и/или не планируется постройка каких-либо трубопроводов для сжиженного природного газа
- Планы и изучение по строительству трубопроводов для сырой нефти и/или природного газа через Каспийское море были предприняты некоторое время назад. Учитывая политический/географический и геологический статус Каспийского моря (например "разделение запасов сырой нефти между Россией/Азербайджаном/Казахстаном/Туркменистаном и Ираном), даже оптимистично настроенные эксперты не видят возможности для реализации трубопровода в ближайшем будущем. Даже в случае реализации консультант считает, что на это потребуется приблизительно 5-10 лет
- Южно-кавказский трубопровод для природного газа между Азербайджаном и Грузией не может транспортировать сжиженный нефтяной газ по техническим причинам
- Проект трубопровода Nabucco был приостановлен из-за политических "разногласий" между Францией и Турцией по армянскому вопросу
- (очень) старый и уже долгое время не функционирующий трубопровод для нефтепродуктов между Азербайджаном и Грузией не может приниматься во внимание

5.5 Существующие цены на сжиженный нефтяной газ "с завода"

Цены на сжиженный нефтяной газ в основном определяются ежедневными публикациями котировок Platts (www.platts.com). Platts определяет ежедневные рыночные цены посредством экспертов со всего мира. Подобные публикации также подготавливают такие компании как, Reuters/Argus/Bloomberg и т.д. (Приложение 8). Такие цены зависят от "обычных" факторов на энергетическом рынке, например (но, не ограничиваясь следующими), спроса, погоды, налогообложения, логистики. Сжиженный нефтяной газ также продают по фиксированным ценам, которые, однако, корректируются раз в месяц, или чаще – раз в неделю. Следовательно, общие расчеты для определения цен с завода производителями сжиженного нефтяного газа, в основном, производятся согласно Таблице 5.1.

Таблица 5.1 *Цены на сжиженный нефтяной газ с завода*

	Изменяющаяся отпускная цена, например, согласно котировкам Platts , полученная на основе CIF
плюс/минус	дифференциал качества (может быть значительным до US\$ 50-100 MT)
плюс/минус	дифференциал рынка
плюс/минус	дифференциал фактического времени, например, наценки, если рынок в "контанго" (фьючерс выше фактических котировок) или скидки, если рынок в "депорте" (фьючерс ниже фактических котировок)
минус	стоимость морской транспортировки, например, FOB Грузия/Украина - CIF Болгария/Турция/Греция
минус	стоимость на черноморском терминале
минус	ж/д* тарифы Грузия/Азербайджан/Украина/Россия
минус	стоимость на терминале на Каспийском море в Азербайджане
минус	стоимость пересечения Каспийского моря
минус	стоимость на терминале в Казахстане/Туркменистане
минус	ж/д* тарифы Казахстан/Туркменистан
минус	др. расходы, напр., экспедирование/инспекция/финансы/ демередж/страховка и т.д.
минус	таможенные пошлины за груз и/или транзит

Типичная разбивка цен за железнодорожную транспортировку обычно выглядит следующим образом :

- опубликованные тарифы
- скидки/наценки на тариф





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



- стоимость аренды RTC
- возможные расходы на особые ж/д участки в портах, например, Мангисчлаг-Актау; FCA Туркменбаши нефтебаза – FOB паром
- передвижение и размещение RTC
- возврат порожних RTC
- стоимость пересечения границы
- документация

Существующие (весна 2007г.) фактические цены сжиженного нефтяного газа:

FCA Кызыл Орда/Казахстан	US\$ 350 MT
FOB запрашиваемая цена в Батуми	US\$ 465 MT
FOB предлагаемая цена в Батуми	US\$ 400 MT
CIF Черное море	US\$ 525-550 MT
DAF польская граница	US\$ 540 MT и выше
FOB Туркменбаши	US\$ 350-400 MT





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



6 Заключение

Наиболее многообещающий вариант

Принимая во внимание, что спрос на сжиженный нефтяной газ в пределах “сервиса” коридора ТРАСЕКА вероятно будет возрастать поэтапно, единственной подающей надежды концепцией для ТРАСЕКА на кратко- и среднесрочный период, с технической точки зрения, является транспортировка маршрутными поездами в RTC, предназначенными для сжиженного нефтяного газа с использованием железнодорожных паромов через Каспийское море и с доставкой в Батуми на терминал для сжиженного нефтяного газа.

Технические возможности такой концепции транспортировки сжиженного нефтяного газа для коридора ТРАСЕКА на кратко- и среднесрочный период диктуются, в основном, следующими характеристиками “транспортной цепи”:

1. Функционирование маршрутных поездов для сжиженного нефтяного газа в Казахстане и Туркменистане соответственно с мест производства до портов Каспийского моря (так как сжиженный нефтяной газ не производится вблизи портов и не транспортируется трубопроводом).
2. Функционирование железнодорожных паромов через Каспийское море между Актау (Казахстан) и Туркменбаши (Туркменистан) соответственно и Баку (Азербайджан), перевозящих маршрутные поезда RTC.
3. Функционирование маршрутных поездов для сжиженного нефтяного газа (состоящими из тех же RTC) между Баку (Азербайджан) и Батуми (Грузия/Черное море).
4. Пропускная способность терминала для сжиженного нефтяного газа в Батуми, принимающего сжиженный нефтяной газ с маршрутных поездов-RTC и грузящего газ на специально предназначенные танкеры.

Фазовый подход во времени

По практическим соображениям, необходимо разграничить этапы того, что является технически возможным следующим образом:

1. Краткосрочный период, т.е. в течение следующих трех лет,
2. Среднесрочный период, т.е. 3-5 лет, и
3. Долгосрочный период, т.е. более пяти лет.

Существующая ситуация

Существующий поток сжиженного нефтяного газа по коридору ТРАСЕКА (Баку-Батуми) – менее 20 КТ/год (несмотря на то, что функционирование двух маршрутных поездов в неделю, представляющие ежегодный поток в 100,000 МТ/год может рассматриваться как “существующий (минимальный) потенциал мощности”) в то время как, спрос в ближайшем будущем оценивается (см. Рабочий Доклад 2) в 1.0-2.3 миллионов МТ/год.

Небольшие объемы объясняются высокими ценами, запрашиваемыми сторонами ТРАСЕКА по сравнению с альтернативными маршрутами. Казахстан экспортирует через Россию, а также на восток, Туркменистан – в Иран и другие страны. Кроме того, на сегодняшний день ощущается нехватка четко структурированного, конкурентоспособного общего организационного устройства для транспортировки сжиженного нефтяного газа в коридоре ТРАСЕКА.

Краткосрочный (настоящий момент-2010 г.)

В краткосрочный период (с настоящего момента по 2010 г.), терминал для сжиженного нефтяного газа в Батуми, с предполагаемой годовой пропускной способностью в 150,000 МТ/год, рассматривается в качестве наиболее определяющего компонента в транспортной цепи для сжиженного нефтяного газа. Этот годовой объем будет поставляться из Баку, куда, в свою очередь, будет перевозиться судами из расчета на три маршрутных поезда в неделю, т.е.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



немногим более 150 транспортировок сжиженного нефтяного газа в год (28 RTC, перевозящих по 980 МТ). С технической точки зрения, этот уровень производительности должен быть достижимым в короткий период. Также, транс-каспийские ж/д паромы для RTC, функционирующие между Актау-Баку и Туркменбаши-Баку, должны быть способны гарантировать поставку (в среднем) трех маршрутных поездов (84 RTC) в неделю из двух стран-экспортеров – потребуется некоторое техническое усовершенствование соответствующих ж/д паромных терминалов, а также переоборудование большего количества паромов типа “Дагестан” с целью их соответствия для транспортировки сжиженного нефтяного газа, но, возможно, это не будет большим препятствием с технической точки зрения.

Среднесрочный период (2010-2012 гг.)

В среднесрочный период (2010-2012 гг.) необходимо увеличить пропускную способность терминала для сжиженного нефтяного газа в Батуми в четыре раза, возможно в два этапа (300,000 МТ/год в 2010 г., и 600,000 МТ в 2012 г. – необязательно только на существующем месте) для того, чтобы, в конечном счете, он смог принимать нагрузку 12 маршрутных поездов в неделю (2 в день), функционирующих на железнодорожном участке Баку-Батуми, а также каспийских паромов, которые смогут перевозить до 600,000 МТ/год из Актау/Казахстана и Туркменбаши – с использованием более крупных паромов типа “Махачкала” (52 RTC).

С технической точки зрения этот уровень в 600,000 МТ/год считается максимально возможным, который может быть достигнут при концепции транспортировки с использованием маршрутных поездов RTC для сжиженного нефтяного газа и железнодорожных паромов через Каспийское море. Проблемой является два существующих мультимодальных погрузочных пирса в Актау и Туркменбаши и один разгрузочный пирс в Баку, и при условии, что потоки других грузов не возрастут и/или не будут значительно влиять. Кроме того, железнодорожная мощность для транспортировки сжиженного нефтяного газа может стать серьезным препятствием. Вышеуказанный объем представляет 60% от ожидаемого (1 миллион т/год) минимального потенциального объема и лишь 25% от прогнозируемого (2.3 миллиона т/год) максимального потенциального объема. В будущем, строительство дополнительных пирсов и создание соответствующей мощности железной дороги может увеличить транспортировочные объемы.

Очевидно, что существуют другие альтернативные маршруты восток-запад, которые могут удовлетворить растущий спрос на сжиженный нефтяной газ на западе. Они обходят коридор ТРАСЕКА на севере - (российский) параллельный маршрут Казахстан-Азовское/черное море (Темрюк, Таман) - и на юге – (иранский) параллельный маршрут Туркменистан-Иран-Турция. По-видимому, с технической (планировка и выполнение) точки зрения, оба этих параллельных маршрута более развиты по сравнению с настоящим “проектом” ТРАСЕКА. Также, вероятно, что оба этих маршрута будут весьма конкурентоспособными с точки зрения транспортного ценообразования, каждый в пределах распространения наиболее вероятных для них рынков. Вопрос о том, сможет ли концепция железнодорожного транспортного коридора ТРАСЕКА эффективно конкурировать на финансово-экономических условиях остается выяснить в Рабочем Докладе 6.

Наиболее вероятно, что три упомянутых коридора (российский, ТРАСЕКА, иранский) вместе смогут распределить ранее предположенный (2.3 миллионов МТ/год) максимальный потенциальный спрос, тем не менее, на данный момент, немного можно сказать о вероятной доли каждого из этих трех маршрутов.

Возможной жертвой этой конкуренции может быть украинский портовый комплекс Одесса/Иlicheвск/Рени, который, в настоящее время, экспортирует практически весь черноморский сжиженный нефтяной газ из Казахстана и т.д. В случае продолжающегося быстрого роста спроса в северо-восточной Европе (Польша, Чешская Республика), возможно будет (ограниченный) транзит сжиженного нефтяного газа с Каспийского моря через Батуми в северо-восточную Европу.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Долгосрочное решение (после 2012 г.)

Долгосрочным решением (после 2012 г.), при условии потенциально большого количества поставок сжиженного нефтяного газа, может быть транспортировка трубопроводом. Использование, т.е. совместное использование трубопровода для сжиженного природного газа будет экономически более целесообразно при значительно более низком ежегодном пропускном объеме, чем в случае использования трубопровода Баку - Черное море, специально предназначенного только для сжиженного нефтяного газа.

Для трубопровода, специально предназначенного только для сжиженного нефтяного газа, будет необходим ежегодный "контрактный" пропускной объем, который может быть в пределах предполагаемого максимально потенциального спроса (более 2 миллионов МТ/год). Принятие решения о строительстве такого трубопровода потребует большую уверенность в способности трубопровода привлечь потоки сжиженного нефтяного газа с российских и иранских параллельных коридоров; это может быть рискованное предположение.

Более лучшая перспектива может быть предложена соглашением о транспортировке и совместном использовании, заключенным с Транс-Каспийским трубопроводом для сжиженного природного газа, который будет соединен с запланированным трубопроводом Набуко. Дальнейшие усилия должны быть направлены на технической осуществимости этой концепции²⁵.

В то же время, необходимо произвести тщательную разработку технической целесообразности соглашения о транспортировке и совместном использовании с Транс-Каспийским трубопроводом для сжиженного природного газа, который будет соединен с запланированным трубопроводом Набуко, если это не будет несоответствующим на данный момент, например, из-за не технических соображений.

Требования на краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный период, на основе вышеуказанного, могут показаться высокими. Тем не менее, можно провести интересную параллель с транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов в начале 90х. До настоящего момента, существующая инфраструктура была в плохом состоянии, и транзитной транспортировки через Азербайджан и Грузию почти не было. Потоки сырой нефти и нефтепродуктов постепенно возросли до 11 миллионов тонн в год. Несмотря на значительные усилия и инвестиции с 90-х годов в логистику для сырой нефти в коридоре ТРАСЕКА, необходимо понять, что распространенная и существующая инфраструктура от "Советских времен" все же могла справляться с таким объемом сырой нефти и нефтепродуктов. Очевидно, что в случае транспортировки сжиженного нефтяного газа ситуация иная, так как существующая инфраструктура не имеет необходимых мощностей, структур и конкурентоспособности. Тем не менее, случай с сырой нефтью показывает, что при "правильных" обстоятельствах потенциал транспортировки коридора ТРАСЕКА является значительным. Необходимая новая инфраструктура требует немалых инвестиций²⁶. Кроме того, существенные усилия должны быть вложены в организацию транспортных потоков с целью увеличения скорости и конкурентоспособности транспортировки сжиженного нефтяного газа в коридоре ТРАСЕКА²⁷.

²⁵ Консультант ссылается на, вероятно, сложные и продолжающиеся уже долгое время обсуждения и изучения вопросов, касающихся трубопроводов через Каспийское море.

²⁶ Что будет детально изучено в Рабочем Докладе 6.

²⁷ Что будет предметом изучения Рабочего Доклада 5.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 1: Основные свойства сжиженного нефтяного газа, характеризующие его как опасный груз

Сжиженный нефтяной газ производится при очистке сырой нефти, или извлекается из нефтяных и газовых потоков при выходе на поверхность. При обычной температуре и давлении сжиженный нефтяной газ испаряется. Поэтому сжиженный нефтяной газ поставляется в герметичных стальных контейнерах (цистернах, RTC и т.д.). Для теплового расширения контейнеры заполняются не полностью; обычно на 80-85% от их 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 (68 °F), это 220 кПа (2,2 бар), и приблизительно 2,2 мПа (22 бар) для чистого пропана при 55°C (131 °F). Сжиженный нефтяной газ тяжелее воздуха и таким образом растекается по полу и стремится осесть в низких местах, например в подвалах. Если это не пресекать, тогда это может повлечь воспламенение или удушье.

Теплотворность сжиженного нефтяного газа выше (94 МДж/м³ эквивалентно 26.1 кВт.ч) природного газа (метана) (38 МДж/м³ эквивалентно 10.6 кВт.ч), что означает, что сжиженный нефтяной газ просто не может служить заменой природного газа.

Все, кто имеет отношение к хранению и обращению со сжиженным нефтяным газом, должны быть ознакомлены со следующими свойствами и возможными опасностями:

(а) Сжиженный нефтяной газ хранится в жидком виде под давлением. Он почти бесцветный и его вес приблизительно на половину меньше, чем вес воды того же объема.

(b) Испарения сжиженного нефтяного газа плотнее воздуха: бутан почти в два раза тяжелее воздуха и пропан – почти в полтора раза. Следовательно, испарения могут растекаться по земле и водостокам, оседая в самых низких местах, и воспламенятся со значительного расстояния от источника утечки. При неподвижном воздухе испарение рассеивается медленно.

(с) При смешении с воздухом сжиженный нефтяной газ может создать легковоспламеняющуюся смесь. Интервал огнеопасности при температуре и давлении окружающей среды находится приблизительно между 2 % испарения в воздухе (низкий предел) и приблизительно 10 % испарения в воздухе (верхней предел). В пределах этого диапазона есть риск воспламенения. Вне этого диапазона любая смесь является или слишком слабой или слишком богатой, чтобы вызвать воспламенение. Однако, сверхбогатые смеси могут стать опасными при смешении с воздухом и будут также гореть при контакте с воздухом.

При давлении выше атмосферного, верхний предел воспламеняемости увеличен, но это увеличение с давлением не прямолинейно.

(d) Утечка даже небольшого количества сжиженного газа может создать большой объем испарений / воздушной смеси и таким образом вызвать значительную опасность. Для проверки концентрации сжиженного нефтяного газа в воздухе может использоваться соответствующим образом выверенный детектор метана.

(е) При очень высоких концентрациях в воздухе сжиженный нефтяной газ является анестетиком и следовательно, удушающим отравляющим веществом, разжижая или уменьшая имеющийся кислород





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



(f) Как правило, для определения обонянием газа при концентрации $\frac{1}{4}$ низкого уровня воспламеняемости (т.е. приблизительно 0,4% газа в воздухе), коммерческому сжиженному нефтяному газу перед дистрибуцией придают запах путем добавления в него одоранта, например, этилмеркаптана или диметилсульфида. Тем не менее, в некоторых случаях, когда одорант наносит вред процессу (например, при применении аэрозоля), в сжиженный нефтяной газ не добавляют одоранта.

(g) Утечка сжиженного нефтяного газа может быть определена не только обонянием. При испарении жидкости эффект охлаждения на окружающий воздух вызывает конденсацию, и даже замерзание паров воды в воздухе. Этот эффект может проявиться как иней на месте утечки и, таким образом, облегчить обнаружение утечки сжиженного нефтяного газа. Из-за того, что показатель преломления сжиженного нефтяного газа отличается от воздуха, утечки иногда могут быть видны как “шипучки”.

(h) Из-за быстрого испарения и соответствующе понижения температуры, сжиженный нефтяной газ, в частности жидкий, может вызвать тяжелый морозный ожог при соприкосновении с кожей. В случае если есть вероятность такой опасности, необходимо носить личное защитное снаряжение (например, защиту для рук и глаз).

“Пустой” контейнер, в котором находился сжиженный нефтяной газ, все еще может содержать его в виде испарений и, таким образом, является потенциально опасным. В таком состоянии внутреннее давление почти равно атмосферному. В случае, если клапан протекает или открыт, воздух может проникнуть в контейнер и создать воспламеняющуюся смесь и тем самым – риск взрыва: или сжиженный нефтяной газ может проникнуть наружу.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 2: Данные по стоимости транспортировки сжиженного нефтяного газа по двум длинным маршрутам из Ашхабада (Туркменистан) до Киева (Украина) в вагон-цистернах

Информация, касающаяся стоимости транспортировки сжиженного нефтяного газа в собственных вагон-цистернах вместимостью 33 тонны (включая порожний возврат) по маршруту Ашхабад – Киев

Маршрут транспортировки		Дистанц ия км	Тариф \$ за 1 тонну	Железные дороги стран																				
				TRK			UTI			KZKH			RZHD			UZ			AZ			GR		
				дистан ция км	тариф	Тари ф за 10-й км	диста нция км	тариф	Тари ф за 10-й км	дистан ция км	тариф	Тари ф за 10-й км	дистан ция км	тари ф	Тари ф за 10-й км	дистан ция км	тариф	Тари ф за 10-й км	диста нция км	тариф	Тари ф за 10-й км	дист анци я км	тариф	Тари ф за 10-й км
I вариант	Ашхабад- Квашине- Киев	3831	207,64	610	39,09	0,64	431	29,10	0,68	832	43,25	0,52	1094	60,5 1	0,55	864	35,67	0,41						
II вариант	Ашхабад - Туркменбаши- Баку-Поти- Иличевск-Киев	2128 *	226,53**	560	36,24	0,65										705	30,31	0,43	503	27,82	0,55	360	24,88	0,69

Замечания:

* - не включая дистанцию пересечения паромом Туркменбаши-Баку и Поти-Иличевск

** - включая цену фрахта паромов Туркменбаши-Баку (\$990 за вагон) и Поти-Иличевск (\$2550 за вагон)





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



ПРИЛОЖЕНИЕ 3: Детальный расчет стоимости ж/д-паром – сжиженный нефтяной газ в RTC (возможный верхний предельный вариант)

Вариант максимальной стоимости

Макс. осадка: в ТМБ 5.1 м; в Баку (7-9) 8 м; в Актау 7 м

Ж/д - Паром		КСК		перевозящий 28 RTC (15 м)		35 погрузка/разгрузка:		3 часы		оборот/год (вкл. "потерянное время")		количество Т/г	
ТМБ-Баку -ч/мор.м	12	165	скорость:	13.5 узлов	оборот	36 часов	200	196,000					
Актау-Баку - ч/мор.м	19	253	скорость:	13.5 узлов	оборот	48 часов	150	147,000					
US\$ миллионов	25-30	аннуитет при 30 летнем сроке службы и 12% проц. ставкой:		0.1241	всего (2 паромов)	350	343,000						
Кап. стоим. + mtce/г	\$4.173.000	Расходы на тех. обслуживание в год (% от восстановительной стоимости):		0.015									
		ТМБ-Баку	Акт-Баку	US\$/час	Операционная стоимость/год		ТМБ-Баку	Акт-Баку					
Час/год в море		4.889	5.622	667			\$3.2260.889	\$3.750.022					
Час/год в порту		2.400	1.800	375			\$900.000	\$675.000					
Всего		7.289	7.422				\$4.160.889	\$4.425.022					
					Опер. расх./т		\$21	\$30					
					Кап. стоим. + mtce/г		\$21	\$28					
					Погр.+разг.RTC/т		\$2	\$2					
					Полная цена/тонна		\$45	\$61					максимум





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Приложение 4: Информация о Логистике в Казахстане

Поставки сжиженного газа из Казахстана до Батуми(т)

Груз	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Шефелью	36	-	-	-		
Бутан	-	329,45	3390,089	663,80		
Пропан	-	166,25	1666,91	165,65		
Смесь пропана и бутана	-	1427,4	-	-		

Технические и рабочие характеристики ж/д линий (2006 г.)

Индексы	Протяженно сть, км	Сигнальное оборудование, тип - “современный советский тип”	Тип тяги	Длина состава в стандартных вагонах		Кол-во основных путей на перегонах	Вес грузового поезда, т				Пробл емные зоны	Замечания
				нечет	чет		Унифицированны й для т ранзитного поезда		В соответствии с мощностью локомотива			
							нечет	чет	нечет	чет		
Узен-Мангистау (Порт Актау)*	175	ПАБ	Дизельн ая тяга	57	57	1	3200	3800	3200	3800		
Бейнеу- Мангистау Включая участки:	403,2											
Бейнеу-Сай-Утес	178	ЦАБ	Дизельн ая тяга	57	57	1	3200	3800	3800	4500		
Сай-Утес-Шетпе	134,4	ЦАБ	Дизельн ая тяга	57	57	1	3200	3800	3200	3800	+	Требуется упрочение
Шетпе-Мангистау	90,8	ЦАБ	Дизельн ая тяга	57	57	1	3200	3800	3200	3800	+	Требуется упрочение





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Макат- Бейнеу	300	АБ, ДЦ	Дизельная тяга	57/71	57/71	1	4500	4500	6000	6000		
Кандыагаш-Аксарайская												
Включая участки:	838,8											
Кандыагаш - Шубаркудинск	85,1	ДЦ	Дизельная тяга	71	71	1	4000	4000	4400	4200	+	Требуется упрочение
Шубаркудинск-Сагыз	169,4	ДЦ	Дизельная тяга	71	71	1	4000	4000	4400	4000	+	Требуется упрочение
Сагыз-Макат	137,9	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57/71	57/71	1	4000	4000	4400	4500	+	Требуется упрочение
Макат-Атирау	124,1	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57/71	57/71	1	4500	4500	5400	5500		
Атирау-Ганюшкино	242,5	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57/71	57/71	1	4500	4500	6000	6000		
Ганюшкино - Аксарайская	79,8	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57/71	57/71	1	4500	4500	6000	6000		
Кандыагаш-Азинки												
Включая участки:	683											
Кандыагаш-Актобе	94	ДЦ	Дизельная тяга	57/71	57/71	2	3200	3500	5000	4500		
Актобе-Жайсан	99	ДЦ	Дизельная тяга	57	57	1	3200	5500	3500	5000		
Жайсан-Илецк	96	ДЦ	Дизельная тяга	57	57	1	3200	3500	5500	5000		
Илецк-Казахстан	146	ДЦ	Дизельная тяга	57	57	1	3700	3500	4500	4000		
Казахстан-Уральск	118	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57	57	1	3700	3500	4500	4000		
Уральск-Озинки	130	ДЦ, АБ	Дизельная тяга	57	57	1	3700	3500	4500	4000		

* - расстояние от Мангистау до порта Акта – 7 км. Характеристика этого участка недоступна для исследовательского института ТК





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Приложение 5: Закупочные цены туркменского сжиженного нефтяного газа

Дата	Компания	Продукт	Дисконт (\$/т)	Миним. цена (\$)	Сумма (т)	Предоплата (% , \$)	Время добычи (дней/месяцев)	Направление	Условия поставки
05.01.2007	Petrochemical Commercial (Иран)	LPG (Терминал Найп)	-102	300	500 т	50%	3 месяцев	Иран	FCA Наипский терминал
26.01.2007	East Energy FZCO (UAE)	LPG нефтеочистительный завод Туркменбаши)	-91	300	10 000 т	100%	3 месяцев	Ирак, Армения	FCA TKNPZ
07.02.2007	Petrochemical Commercial (Иран)	LPG нефтеочистительный завод Туркменбаши)	115	300	30 000 т	100%	6 месяцев	Иран	FCA Нефтеочистительный завод Туркменбаши
14.02.2007	Petrochemical Commercial (Иран)	LPG (Терминал Найп)	-102	300	5 000 т	100%	3 месяцев	Иран	FCA Наипский терминал
16.02.2007	Petrochemical Commercial (Иран)	LPG (Терминал Найп)	-102	300	5 000 т	100%	3 месяцев	Иран	FCA Наипский терминал
21.02.2007	Petrochemical Commercial (Иран)	LPG (Терминал Найп)	-80	300	5000 т	100%	3 месяцев		DAF Серахс
26.03.2007	Bordoo Construction (Иран)	LPG (нефтеочистительный завод Туркменбаши)	-103	300	10 000 т	100%	4 месяцев	Ирак, Армения	FCA Нефтеочистительный завод Туркменбаши
04.04.2007	Meraban Zambro (Афганистан)	LPG (Найп) ФОВ AG грузы, пропан 40%, бутан 60%	-74	300	5 000 т	20%	4 месяцев		EXW Терминал Сегетабад
11.04.2007	Azia Energy (Иран)	LPG (нефтеочистительный завод Туркменбаши) ФОВ AG грузы, пропан 20%, бутан 80%	-175	300	10 000 т	\$ 1 000 000	4 месяцев	Россия	FCA Нефтеочистительный завод Туркменбаши





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



11.04.2007	—	LPG (нефтеочистительный завод Туркменбаши) ФОб AG грузы, пропан 20%, бутан 80%	-119	300	10 000 т	50%	4 месяцев	Афганистан	FCA Нефтеочистительный завод Туркменбаши
11.04.2007	Golden Crown (UAE)	LPG (нефтеочистительный завод Туркменбаши) ФОб AG грузы, пропан 20%, бутан 80%	-110	300	10 000 т	70%	4 месяцев	Иран	FCA Нефтеочистительный завод Туркменбаши





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Приложение 6: Логистика сжиженного нефтяного газа на Украине

Консультант рассматривает существующую ситуацию на Украине, с точки зрения конкурентоспособности транспортировки сжиженного нефтяного газа, следующим образом:

- Хорошо обустроенные терминалы для сжиженного нефтяного газа на черноморском побережье привлекали значительные транспортные объемы из России и Казахстана;
- Конкуренция за эти терминалы возникнет из-за новых российских терминалов на черноморском (азовском) побережье (Темрюк, Таман);
- Скорость железной дороги (например, время ожидания между Одессой и польской границей) должна быть повышена
- Будут изучены транспортные схемы, согласно которым Украина действует в качестве транзитного коридора между Черным морем и центральной Европой, который обходит Босфорский пролив – используя либо железную дорогу, Дунай и/или трубопровод

Ниже приведено описание украинских транзитных терминалов для сжиженного нефтяного газа в черноморских портах.

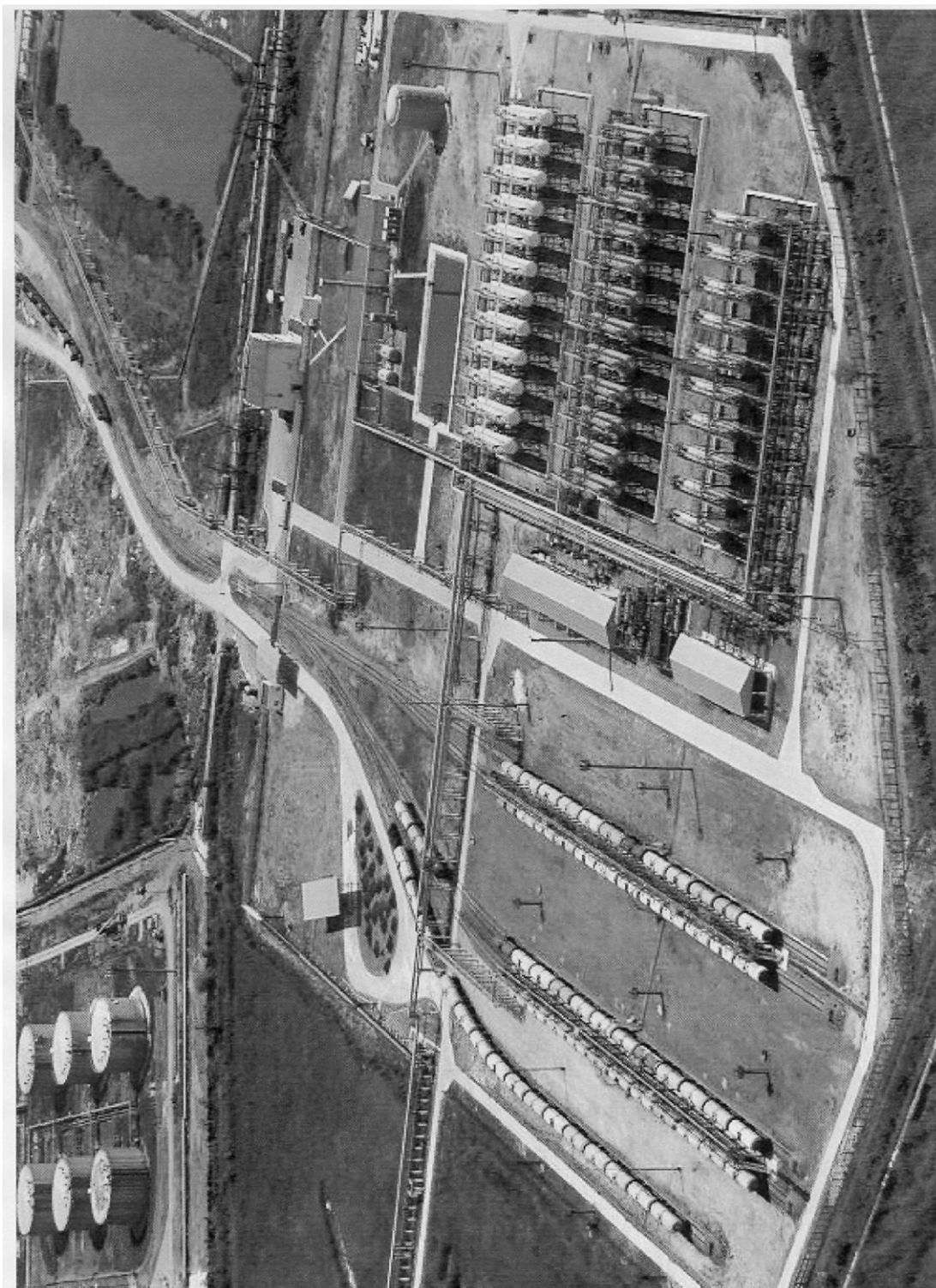
Порт Одесса

Складская мощность	Бутан/Пропан	6000 м ³
Мощность разгрузки поезда или время	Мощность разгрузки поезда или время:	120 RTC в день; 14 RTC*4 = 8 час
	Количество путей для (параллельной) разгрузки	4 пути, 2 железнодорожной эстакады
Мощность погрузки танкера для сжиженного нефтяного газа или время	Обычная мощность погрузки танкера	200 тонн/час
	Количество пирсов (длина) для погрузки	3 (130 м)
	Макс. количество танкеров в день	0,5
	Стоимость погрузки за танкер специфической грузоподъемности	\$ 1,5 за тонну груза
Обычный грузооборот в год	Бутан	500 000 тонн
	Пропан	350 000 тонн

На следующей странице представлен вид порта Одессы.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Порт Керчь

В порту началось сооружение терминала для перевалки казахстанского газа.
Мощность на первой стадии – 1 миллион тонн в год.

В порту функционирует частный терминал по обработке грузов с газом.
Имеются 2 железнодорожных пути для параллельной разгрузки 10 вагонов-цистерн.
Мощность погрузки: 1000 тонн в день (8-9 тысяч тонн в месяц).
Терминал может обслуживать танкеры в общей грузоподъемностью до 3000 тонн.
Мощность погрузки танкера для сжиженного нефтяного газа или время: 1,5 – 2 дней (2-3 танкера в месяц).

Порт Илчевск

На первой стадии терминал для сжиженного нефтяного газа был запущен в 2001 г.
Мощность – 220 тысяч тонн.
Рядом с портом был построен дополнительный причал №29 длиной 122м и глубиной 7,5м.
Сжиженный нефтяной газ транспортируется до терминала в вагон-цистернах емкостью 75м³.
Планируется сооружение двойной железнодорожной эстакады для 30 вагон-цистерн по 15 с каждой стороны. Перевалка сжиженного нефтяного газа (Бутан и Пропан) осуществляется напрямую без хранения.

На терминале обслуживаются транспортеры для газа с общей грузоподъемностью до 10-12 тысяч тонн.

Владельцем является компания “Химойл Транзит”. С портом заключен контракт с 1999 г. Порт принимает только тоннаж из-за использования порта по \$1,5 за 1 тонну.

Порт Рени

Складская мощность	Бутан/Пропан	3000 м ³
Мощность разгрузки поезда или время	Состав поезда	В оба конца
	с количеством RTC с	10 вагон-цистерн
	грузоподъемностью	-
	Количество путей для (параллельной) разгрузки	2
Мощность погрузки танкера для сжиженного нефтяного газа или время	Макс. количество поездов в день	2,5
	Обычная мощность погрузки танкера	1000 тонн/день
	Количество пирсов (длина) для погрузки	1
	Макс. количество танкеров в день	1

Владельцем является ООО “Лагуна-Рени”

Информация о судоходной компании “Укрфери”, закрытой АО

Паромы типа “Герой Шипки” (2 украинские и 2 болгарские) курсирующие на линии Илчевск - Поти, могут перевозить до 40 вагонов-цистерн со сжиженным нефтяным газом за 1 рейс. Один из паромов “Герой Шипки” был переоборудован для перевозки огнеопасных грузов во внутренних палубах и на сегодняшний день может перевозить до 80 вагонов-цистерн со сжиженным нефтяным газом за 1 рейс.

Принимая во внимание, что грузовые паромы, в среднем, заходят в порт Поти два раза в неделю, ежемесячная провозная способность парома по маршруту Поти-Илчевск – до 500 вагонов-цистерн





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



со сжиженным нефтяным газом (10-11 тысяч тонн). Время пути из Поти до Илическа составляет 3 дня, включая 2 дня в море и 1 день для погрузки/разгрузки.

Перевозка осуществляется согласно существующей тарифной политики (она опубликована на сайтах компании “Укрфери” и Болгарского Морского Флота – BMF EAD) с увеличением в 1,2 раза (коэффициент увеличения за огнеопасный груз).

Кроме того, когда начнет функционировать паромная линия Керчь-Поти (ожидается, что это произойдет в Июне/Июле 2007 г.), время поставки сократиться до 2 дней, и провозная способность увеличится в два раза.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Приложение 7 Аспекты качества сжиженного нефтяного газа

Спецификации смеси сжиженного нефтяного газа на экспорт						
	Турция		Европа(1)	Польша (1)	Иран	
	Коммерческий	Авто-топливо	Авто-топливо	LPG смесь	Пропан	Бутан
	TS 2178	TS-EN-589	EN-589	PL-EN589		
ПЛОТНОСТЬ						
при 15.5°C	0.547-0.573					
удельная масса при 60/60 с макс					0.510	Для отчета
ЛЕГКИЕ КОМПОНЕНТЫ						
C1+C2, макс	2,0 wt%					0.08молек. масса
C2, молек. масса % макс					4.5	
давление VAP, при 40°C, кра, макс	1.430 макс (a)	1,550	1,550	1,550		70
мин. давление насыщ. пара при темп.. °C,		зимний сорт	зимний сорт	зимний сорт		
150 кра, макс		- 19 °C	- 19 °C	- 19 °C		
давление насыщ. пара, макс 100°F(psi)						70
давление насыщ. пара, (psi) макс					200	
ПРОПАН C3						
C3	30				95 молек. масса % мин	2 молек. масса макс
Бутан C4	70					97.5 молек. масса мин
I-C4, молек. масса % макс					1.5	
N-C4, молек. масса % макс					0.4	
ОЛЕФИНЫ						
Диены (1,3-Бутадиен), объём макс.		0.5	0.5	0.5		
ТЯЖЕЛЫЕ КОМПОНЕНТЫ						
C5+	2.0 объём макс%					0.82 молек. масса макс
Осадок после выпаривания, мг/кг или ppm, макс		100	100	100		
Летучий остаток при 95% выпаривании	2.2 макс°C	-				



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Остаток при выпарив. 100 мл макс.	0.05 мл.					
Осадок после выпаривания						0.05 ppm макс
КОМПОНЕНТЫ СЕРЫ						
Сера всего, мг/кг или ppm, макс	140	50	50	50	150 ppm, макс	30 ppm макс
Сероводород		Ноль	Ноль	Ноль	(ppm) макс, отриц.	
Содержание свободной воды	нет	Ноль при 0°C	Ноль при 0°C	Ноль при 0°C		10 ppm макс
Коррозия меди, макс.	№. 1	№. 1	№. 1		1A	№. 1
Запах		особый	особый	особый		
MON		89 мин	89 мин	89 мин		

(1) Действует в Польше с 1 января 2007 г., отказ для Болгарии и Румынии. К 2009 г. содержание серы должно быть снижено до 10 ppm

Основными критериями качества сжиженного нефтяного газа являются:

- Содержание легких материалов (метан-этан) или требования по безопасности
- Содержание пропана связано, в основном, с местными погодными условиями, например, для Турции содержание пропана меньше по сравнению с западной Европой
- Содержание олефина должно быть ограничено, так как он может генерировать содержание смол в автогазе
- Избыточное содержание пентана, или нелетучих компонентов должно быть ограничено
- Серные смеси и кислотность для в связи с охраной окружающей среды и предотвращения коррозии

Европейские спецификации по автогазу, действующие с 2001 г. были разработаны "COMITE EUROPEEN DE NORMALIZATION": **EN589**

На сегодняшний день, всего содержание серы ограничивается 50 ppm макс., но должно быть ограничено до 10 ppm макс. в 2009 г.

Таким образом, при соответствии спецификациям автогаза Европейского экономического сообщества будет возможно экспортировать смесь пропана/бутана в страны Европейского экономического сообщества, страны восточной Европы и Турцию. Что касается Ирана, то с возрастающим использованием сжиженного нефтяного газа в качестве автогаза в таких крупных городах как Тегеран, ожидается, что вопросы по безопасности и окружающей среде будут рассмотрены в будущем.

Нормы и качества сжиженного нефтяного газа на заводах-экспортерах СНГ

Мы сравнили нормы по сжиженному нефтяному газу в СНГ с фактическим качеством смеси сжиженного нефтяного газа (паспортами качества) из разных заводов стран СНГ в России (Оренбург), Украине (Кременчуг, Лысичанск), Казахстане (Узен, Павлодар, Чимкент), Узбекистане (Шуртан) и Туркменибаши, который является основным производителем сжиженного нефтяного газа в Туркменистане.





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Нормы сжиженного нефтяного газа ГОСТ 20448-90 применяются во всех вышеуказанных странах СНГ для смеси сжиженного нефтяного газа (или смеси пропана и бутана), используемой для удовлетворения местных бытовых нужд и спроса на автогаз, нефтехимическую промышленность. Некоторые исключения: Тенгизшевройл в Казахстане, построивший перерабатывающий завод для производства бутана и пропана отдельно и придерживающийся наиболее строгих спецификаций на сегодняшний день. Также, некоторые заводы в России (Чайковский, Тобольск, Куйбышев) производят пропан и бутан отдельно и некоторое количество нормального бутана, изобутана, изопентана, нормального пентана.

Почти все нефтеперерабатывающие заводы в СНГ производят смесь сжиженного нефтяного газа не придерживаясь спецификаций EN-589, кроме, возможно нефтеперерабатывающего завода Киричи в России и Лысичанска на Украине, производящих бутан в качестве нефтехимического сырья и нефтеперерабатывающий завод Туркменбаши, который производит смесь сжиженного нефтяного газа и технический бутан.

Некоторые из газоперерабатывающих заводов в России (Чайковский, Тобольск, Куйбышев), Тенгиз в Казахстане и Новый Шуртан в Узбекистане могут соответствовать спецификациям E-589. (Детальные спецификации туркменских и украинских газоперерабатывающих заводов недоступны).

На 20 апреля, во время Московской международной конференции по сжиженному нефтяному газу, не было объявлено о новых инвестициях для улучшения качества сжиженного нефтяного газа в СНГ.

Иран принял содержание C1+C2 до 4% веса из Чимкента и принимает сжиженный нефтяной газ туркменского и узбекского качества в больших количествах.

Не ожидается, что соображения по качеству будут влиять на экспорт в Китай, Афганистан и страны, окружающие Казахстан.



Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Спецификации и качества сжиженного нефтяного газа в СНГ

компоненты, %, вес	Спецификации СНГ ГОСТ 20448-90	СПЕЦИФИКАЦИИ ШЕВРОН		Фактическое качество сжиж. нефт. газа (Пропан:Бутан смесь)							
		Тенгиз С3	Тенгиз С4	Оренбург (1)	Кремен- чуг	Лыси- чанск	Узен	Чимкент (2)	Павло- дар (3)	Туркмен баши	Шуртан новый
Сумма C ₁ , C ₂ ,	Без стандарта	2.0 Vol% Ma		3.3	0.34	0.50	0.26	0.03	1.41	0.39	0.17
Сумма пропана, пропилена, %	Без стандарта	95.0 Vol% мин	Отчет	64.6	34.55	39.70	52.38	48.84	54.00	16.08	47.13
Сумма бутанов, бутиленов, % макс	60	-	95.0 Vol% мин	32.9	64.69	59.80	44.86	48.02	44.56	83.36	48.74
C5+, макс		2.0 Vol% макс	2.0 Vol% макс	0.1	0.42				0.00		
Баланс жидкости при +20°C, %, макс	1.6			0.2		Ноль	0.3				0.5
Давление насыщенного пара, чрезмерное, Мра, при 45°C, макс	1.6			1.33		1	1	1.03	1.17	0.65	1.035
при 37.8°C		1.434	0.483								
Массосодержание сероводорода и меркаптановой серы, %, макс	0.013 (130 ppm)			0.007- 0.013	0.0063	0.0087	0.002	0.0023	0.0024	0.002	0.0023
Массосодержание сероводорода и меркаптановой серы, эквив. ppm	130	15 ppm Wt	15 ppm Wt	85	63	87	20	23	24	20	23
включая сероводород, макс	0.003	0.5 ppm Vol	0.5 ppm Vol	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль	0.0001	Ноль
Содержание воды и серы	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль		Ноль	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль	Ноль
Коррозия		1	1	1					> 1 (3)		
Плотность при +20°C, кг/м3						547		524			





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Метанол - отсутствует
Аммиак - отсутствует
Диены < 0.1% от веса
Раскол N/изобутан:
приблизительно 2:1
Ненасыщенные
углеводороды: отсутствуют.

- (1) Оренбург – сера варьирует между 70 и 130 ppm
- (2) Чимкент – было сообщено, что C1+C2 варьирует между 3 и 13%wt
- (3) по сообщениям Примагаз, Павлодар не соответствует спецификациям по коррозии





Этот проект финансируется
Европейским Союзом



Приложение 8 Цены на сжиженный нефтяной газ

Ниже представлен пример цен сжиженного нефтяного газа

08:45 07май07	Международные ежедневные цены сжиженного нефтяного газа			РРНН
Месторасположение	Покупка/продажа	Обновление	Предыдущие	Код YDN
Пропан ежедневно				
Северное море FOB (Малый)	530.00/540.00	Май07	535.00/545.00	<PRO-F-NWE>
Северное море СИФ (Крупный)	560.00/570.00	Май07	555.00/565.00	<PRO-F-NWE>
Средиземное море (Крупный)	555.00/565.00	Май07	540.00/550.00	<PRO-C-MED>
Средневосточный залив FOB (Крупный)	560.00/565.00	Май07	565.00/570.00	<PRO-AG>
Япония С+Ф (Крупный)	584.00/594.00	Май07	589.00/599.00	<PRO-TYO>
Бутан ежедневно				
Северное море FOB (Малый)	500.00/510.00	Май07	505.00/515.00	<PRO-F-NWE>
Северное море СИФ (Крупный)	540.00/550.00	Май07	520.00/530.00	<PRO-F-NWE>
Средиземное море (Крупный)	565.00/575.00	Май07	560.00/570.00	<PRO-C-MED>
Средневосточный залив FOB (Крупный)	575.00/580.00	Май07	580.00/585.00	<PRO-AG>
Япония С+Ф (Крупный)	602.00/612.00	Май07	615.00/625.00	<PRO-TYO>
Официальные цены – FOB - ежемесячно				
Пропан				
Саудовская Аравия	560.00	Май07	530.00	<PRO-OFFCL-SA>
Алжир	538.00	Май07	537.00	<PRO-OFFCL-DZ>
Бутан				
Саудовская Аравия	575.00	Май07	545.00	<PRO-OFFCL-SA>
Алжир	542.00	Май07	525.00	<PRO-OFFCL-DZ>



Опубликовано май 2007 г.

Настоящее издание было подготовлено при поддержке Европейского Союза.
NEA и ее партнеры несут полную ответственность за содержание и оно не может быть
истолковано как отражения взглядов Европейского Союза.