



Коридор ТРАСЕКА

Транспортные Потоки и Техничко-Экономические
Обоснования - TNREG 9803

Модуль E :

Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов по
Каспийскому морю

Техничко-экономическое обоснование по реабилитации
нефтяного терминала Дубенди (задание E3)

Итоговый Отчет Август 2001

Титульный лист отчета

Название проекта	: Коридор ТРАСЕКА – Транспортные Потoki и Технико-Экономические Обоснования	
Название Модуля Е	: Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море	
Номер проекта	: TNREG 9803	
Страны Модуля Е	: Азербайджан, Казахстан и Туркменистан	
	Местные операторы	Консультант ЕС
Азербайджан	Г-н Икрам Садыгов Начальник транзитного отдела Мин-во Экономики Баку	Штаб-квартира Всеом Société Française d'Ingénierie Place des Frères Montgolfier 78286 Guyancourt Cedex, France
Казахстан	Г-н Талгат Абульгазин Генеральный директор Торговый Морской Порт Актау Актау seaport_akt@kaznet.kz	Офис проекта Ул. Г. Султанова 9, квартира 67 370006 Баку, Азербайджан Г-н Ф. Деляпорт и г-н А. Мерьен traceca@traffic.in-baku.com
Туркменистан	Г-н Бекмурат Гурбанмурадов Генеральный директор Туркменские Морские Линии Туркменбаши turkmedeniz@online.tm	

Дата отчета : 24 августа 2001
Отчетный период : Февраль – Август 2001
Авторы отчета : Андре Мерьен

Мониторинговая группа ЕС	[имя]	[подпись]	[дата]
Делегация ЕС	[имя]	[подпись]	[дата]
Бюро Тасис [менеджер по заданию]	[имя]	[подпись]	[дата]

Оглавление таблиц

2. РЕЗЮМЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....	4
3. ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ ПОТОКОВ	8
4. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА ДУБЕНДИ	9
4.1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	9
4.2 НАВИГАЦИОННЫЙ КАНАЛ	10
4.3 ВОЛНОРЕЗ	10
4.4 ПИРСЫ.....	11
4.5 РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК	11
4.6 ЗАГРУЗОЧНАЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ ВАГОН ЦИСТЕРНА (ЗЖВЦ).....	12
4.7 ЗАВОД ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ОТРАБОТАННЫХ ВОД.....	13
4.8 СЕТИ НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	13
4.9 НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ	13
4.10 ЭЛЕКТРО СТАНЦИИ И СЕТИ	14
4.11 АДМИНИСТРАТИВНЫЕ ЗДАНИЯ.....	14
4.12 РАЗНЫЕ НЕДОСТАТКИ	14
5. ПЛАНЫ ПО РЕАБИЛИТАЦИИ.....	15
5.1 КРАТКОСРОЧНЫЙ ПЛАН РЕАБИЛИТАЦИИ.....	16
5.2 СРЕДНЕСРОЧНЫЙ ПЛАН РЕАБИЛИТАЦИИ	17
5.3 ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПЛАН РЕАБИЛИТАЦИИ	18
5.4 ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	19
6. СОБСТВЕННОСТЬ И СХЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	19
7. ФИНАНСОВАЯ ОЦЕНКА.....	20
7.1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ	20
7.2 ПОДСЧЕТ ГОДОВЫХ ДОХОДОВ	21
7.3 ПОДСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ	22
7.4 ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ.....	24

Приложение 1: Сокращения & акронимы, справочники и список персонала

Приложение 2: Снимки нефтяного терминала Дубенди

Приложение 3: Таблицы финансовых отчетов

Приложение 4: Карты и рисунки

1. Сводка проекта по Модулю Е

(дополненная версия, обновлена в апреле 2001)

Название Проекта	: Корridor Трасека – Транспортные Потоки и Техничко-Экономичекие Обоснования
Название Модуля Е	: Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море
Номер Проекта	: TNREG 9803
Страны Модуля Е	: Азербайджан, Казахстан и Туркменистан

Общая цель:	Гарантировать адекватную и безопасную транспортировку сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море
Конкретные задачи:	Прогноз транспортных потоков сырой нефти и нефтепродуктов Состояние существующей инфраструктуры для транспортировки нефти Обоснованность инвестиций в нефтяной терминал Дубенди Краткое предварительное ТЭО по нефтяным причалам №4 и №5 в Актау
Запланированные результаты:	Детальный прогноз транспортных потоков Детальная оценка транспортной инфраструктуры (терминалы и суда) Общее технико-экономическое обоснование реабилитации нефтяного терминала Дубенди Определённое предварительное ТЭО по нефтяным причалам №4 и №5 в Актау
Проектные работы:	Подготовка анализа предложения-спроса на сырую нефть и нефтепродукты Подготовка прогнозов транспортных потоков для сырой нефти и нефтепродуктов Оценка терминалов в Актау, Дубенди и Туркменбаши Оценка танкерного флота Технико-экономическое обоснование реабилитации нефтяного терминала Дубенди Краткое предварительное ТЭО по нефтяным причалам №4 и №5 в Актау
Целевые группы:	Министерства транспорта, операторы нефтяных терминалов, операторы танкеров
Дата начала проекта:	15 марта 2000 (Модуль Е)
Дата ожидаемого окончания:	Август 2001

2. Резюме и заключения

Нефтяной терминал Дубенди в настоящее время является самым слабым узлом по маршруту нефтяной транспортировки TRACECA начиная с восточного побережья Каспия до Черного моря его пропускная способность понизилась до 4 миллионов тонн в год. Поскольку данный маршрут является стратегически важным в отношении экспорта нефти с Центральной Азии, в качестве альтернативы российского маршрута, ожидается увеличение нефтяных потоков через Дубенди. Был разработан широкий диапазон проектов:

<i>Цифры в миллионах тонн нефти через нефтяной терминал Дубенди</i>	в 2005	в 2010	в 2020
Если казахская и туркменская нефть проходящая через Главный Трубопровод будет разгружаться в порту Дубенди - ("оптимистичная гипотеза")	7	12	17
Если нет (пересекая каспийский трубопровод, или же другие варианты) ("пессимистичная гипотеза")	4	6	8

Очевидно, показатели представленные выше можно достигимы, только если работы по реабилитации будут выполнены на нефтяном терминале Дубенди, а также на других цепных элементов (порт Актау, танкерные судна, железнодорожные линии из Азербайджана в Грузию и грузинские порты). Что касается Дубенди, то данный доклад предусматривает три плана реабилитации:

- Краткосрочный план, позволяет увеличить пропускную способность нефти до 8 мил. тонн, в год достаточную до 2020 по пессимистическим оценкам, только до 2006 по высоким прогнозам транспортного потока.
- Среднесрочный план реабилитации, позволяет увеличить пропускную способность до 12 мил. тонн в год, к 2010 по оптимистическим оценкам.
- Долгосрочный план реабилитации -до 18 мил. тонн в год, необходимые к 2020 по мере того как будет расти транспортный поток, оптимистичная гипотеза

Следует отметить, что краткосрочный план охватывает насущные проблемы по улучшению защиты окружающей среды (модернизация заводов по переработке выработанных вод, обеспечивая оборудование по предотвращению разлива нефти) и безопасности (обновление электрических сетей, установка современной противопожарной системы).

Расходы связанные с инвестицией можно разбить следующим образом:

Издержки оцениваются в миллионы USD

	Краткосрочный план	Среднесрочный план	Долгосрочный план	Общее количество 3-х планов
Инфраструктуры	7.270	7.790	2.890	17.950
Надстройки	3.730	11.080	11.620	26.430
Другое оборудование	1.710	1.050	0.105	2.865
В общем	12.710	19.920	14.615	47.245

Для того, чтобы дать оценку предложениям был проведен результаты финансовых заключений, учитывая нефтяной терминал Дубенди являющегося глобальным "Центр прибыли и убытков"¹. Результаты анализов представлены ниже:

- В случае даже если инвестиция не была осуществлена и транспортный поток сократился до 4 миллионов тонн в год, терминал все равно будет рентабельным: ежегодные потоки наличности всегда положительные и всемирный поток наличности со скидкой должен достигать 23 миллиона USD. Однако, воздержание от инвестиций может повлечь за собой серьезный риск в отношении безопасности и защиты окружающей среды.
- Если транспортный поток будет расти по оптимистичным прогнозам, и при условии, что все инвестиции выполнены, Внутренняя Процентная ставка на кредит будет составлять приблизительно 15%. Тем не менее, хотя всемирный поток наличности будет высоким (34 миллиона USD), годовой поток наличности будет негативным до 2007; если достаточный запас жидкости будет не возможен на первых порах, то заем должен сократиться. Сумма данного займа должна составлять около 12 миллионов USD ².
- В случае если рост транспортного потока слабый, и выполнен краткосрочный план, Внутренняя Процентная ставка на кредит на кредит ограничиться до 11%. Глобальный поток наличности достигнет 25 миллионов USD, тогда как ежегодный поток наличности всегда будет сохранять положительную сторону (немного увеличиться тариф или же с ограниченным займом можно будет слегка погасить нужду в наличности).

Первое заключение данного исследования заключается в том, что было бы нецелесообразно оставлять терминал в нынешнем состоянии угроза безопасности рабочего персонала и окружающей среды за пределами принятых стандартов.

¹ Издержки и прибыль будут обсуждаться между BISP, SOCAR и Caspian TransCo, под управлением правительства Азербайджана.

² EBRD может выделить кредит с целью финансирования проекта. Однако, поскольку частные компании вовлечены в это (главным образом Chevron Caspian TransCo), кредит EBRD может сократиться до малой части расхода по проекту.

С другой стороны если "Caspian TransCo" получит надежные гарантии, на то, что Chevron продолжит увеличение своих нефтяных погрузок через Дубенди, тогда реализация краткосрочного плана произойдет без колебаний . Даже если транспортный поток не достигнет 8 миллионного предела, инвестиции будут по прежнему рентабельны.

Наконец, наиболее оптимистичный вариант транспортного потока является единственным который может принести прибыль в отношении потока наличности и Процентного Дохода на кредит. Требуемый 12-ти миллионный кредит будет предоставлен, при условии, если будет достигнуто честное соглашение между, BISP, ГНКАР и Caspian TransCo.

3. Проектирования нефтяных транспортных потоков

Проектирования нефтяных транспортных потоков касательно стран Трасеса были разработаны в Августе 2000 вследствие необходимости отчета по "Прогнозы Нефтяных транспортных потоков" :

Текущие и проектные нефтяные потоки (в миллионах тонн в год)				
	1999	2005	2010	2020
Экспорт из Казахстана	7,5	7,5	7,5	7,5
В Россию и Европу через трубопровод Дружба	6,5	6,5	6,5	6,5
В Россию через нефтеочистительный завод Орск	0,0	15,0	25,0	45,0
В Европу через трубопровод СРС	0,5	0,5	0,5	1,0
через Актау, Махачкалу и Кавказский северный маршрут		2,0	4,0	6,0
через Актау, Каспийское море и МЕР	2,0	3,0	4,0	5,0
через Актау, Дубенди и Кавказский западный маршрут	0,5	0,5	1,5	6,0
В Азию через Иран	17,0	35,0	49,0	77,0
В целом по Казахстану				
Экспорт из Туркменистана				
В Европу		1,0	2,0	3,0
через Каспийское море и МЕР	0,5	1,0	2,0	3,0
через Каспийское море, Дубенди и Кавказский западный маршрут	2,5	4,0	16,0	24,0
В Азию через Иран	3,0	6,0	20,0	30,0
В целом по Туркменистану				
Экспорт из Азербайджана				
В Европу				
через Кавказский северный маршрут	1,9	5,0	7,0	8,5
через Кавказский западный маршрут	3,9	5,0	7,0	8,5
через МЕР		5,0	20,0	36,0
В Азию через Каспийское море и Иран		2,0	4,0	9,0
В целом по Азербайджану	5,8	17,0	38,0	62,0

Исходя из этого, можно заключить, что транзит сырой нефти через порт Дубенди должен возрасти, и транзит будет еще эффективнее, если загрузка казахской и туркменской нефти МЕР будет осуществляться на бортовых судах при пересечении Каспийского моря:

Цифры в миллионах тонн нефти через нефтяной терминал Дубенди	в 2005	в 2010	в 2020
Если казахская и туркменская нефть переправляемая через МЕР будет разгружаться в порту Дубенди	7	12	17
Если нет (пересекая-Каспийский трубопровод, или другой вариант)	4	6	8

4. Текущее состояние нефтяного терминала Дубенди

4.1 Общая информация

В советское время территория Баку была одним из главных центров по переработке нефти. Бакинские нефтеочистительные заводы обладали мощностью до 25 миллионов тонн сырой нефти в год. Они перерабатывали нефть не только на добываемых участках, но также значительные объемы нефти перерабатывались в разных уголках Советского Союза, в частности Казахстана и Туркменистана. С другой стороны огромные объемы нефтяных продуктов экспортировались по направлению этих двух стран и далее в Сибирь и даже на Камчатку.

Оборудование терминала Бакинского порта в одно время регулировало притоки и выходы, в частности на пирсе №20. Однако, чтобы справиться с увеличением транспортных потоков, вначале 60-х было решено построить нефтяной терминал на Абшеронском полуострове на месте под названием Дубенди, что естественно защищен с востока островом Пираллахи и с юга остров соединен с материком посредством искусственной дамбой. Дубенди находится на расстоянии 47 км от Баку по суше 92 морских миль по морю. Строительство порта началось 1965.

Два вида потока в настоящее время проходят через Дубенди:

- Сырая нефть добывается в районе Абшеронского полуострова, достигая Дубенди посредством подводных трубопроводов. Сначала она загружается в специальные емкости для хранения нефти ГНКАР в Сангачале, 60 км юга от Баку, до того, как будет направлена в порт Супса на Черном море.
- Сырая нефть импортируется танкером либо (большая часть ее) из Актау, Казахстана, откуда она главным образом загружается Tengizchevroil, или из Окарема или Чекелена, Туркменистан, где она производится компаниями Mobil и Total. Эта нефть направляется в порт Батуми на Черном море компанией "Caspian TransCo".

Нефтяной терминал Дубенди главным образом состоит из навигационного канала, 4 пирса защищены волнорезом специальным оборудованием на суше: базой емкостей для хранения, загрузочной станцией, заводом по переработке выработанных вод, сетью нефтяных трубопроводов, насосными станциями, электростанциями, административными зданиями.

Вся инфраструктура находится в подчинении BISP, тогда как большая часть разгрузочного оборудования, системы труб и базы емкостей для хранения нефти принадлежат ГНКАР.

На терминале Дубенди нет бункеровочной станции. Танкера заправляются на других портах.

4.2 Навигационный канал

Навигационный канал начинается с 10-ти метровой гидрографической линии, и первоначально был углублен на 10 м ниже отметки Каспийского моря. По ширине морского дна составляет 100 м и простирается вдоль 2.5 морских Миллей. Вследствии воздействия северных волн канал постоянно подвергается процессам заиления. Потребовались частые дноуглубительные работы с целью поддержания глубины воды, однако этого не достаточно, так как мель постоянно снижает глубину на 6.5 м в районе головы волнолома. В портовом бассейне также проводились углубительные работы, но в результате заиления глубина сократилась: 9 м на поворотном участке, 8.5 м до 7.5 м вдоль причала

Канал отмечен четырьмя портами и буйами, которые в настоящее время подверглись сильной коррозии и частично не работают. Вдобавок, две ведущие линии отмечены маяками. Маяки в первой секции находятся в плохом состоянии, но все еще работают, тогда как маяки во второй секции полностью вышли из строя.

4.3 Волнорез

Общая длина волнореза составляет 1,035 м, он состоит из 250-ти метрового длинного корня, разрезом ствола 540 м и длинной головки 245 м, высотой 3 м.

Разрез корня защищен карьерными камнями, протяженность ствола покрыта 4.6 тонным бетонным брусками, тогда как, часть головки защищена 10-15 тонными бетонными брусками. Торцев головки волнолома окаймлен плотной пластинчатой стеной, что сокращает структуру ширины.

Вследствии увеличения уровня Каспийского моря поступающие волны в настоящее время сильнее чем, те что принимались во внимание в проекте; вот почему различные части бронированного слоя и покрышки испорчены, включая разрез головки, который показан на прилагаемых фотографиях. Между соединением пирса № 2 и № 5 имеется разлом.

Внутренняя часть волнолома окаймлена железобетонными сваями, служащие опорой для трубопроводов, которые в основном отдельно повреждены, за исключением корня и пирса №1. Инспекция водолазов обнаружила, что сваи повреждены также подводой.

Система освещения прожекторами вдоль волнолома разрушена, как и водные и электрические сети.

³ Танкерный парк CSC оперирует в Каспийском море и состоит из 33 танкеров:

- | | | |
|--------------------------------------|------------|---|
| ▪ 3 тип танкера "Гафур Мамедов" : | 12,300 dwt | Средняя величина осадка нагруженного судна : 8.00 м |
| ▪ 9 тип танкера "Абшерон" : | 7,400 dwt | Средняя величина осадка нагруженного судна: 5.3 м |
| ▪ 21 тип танкера "Гайи Шихлинский" : | 5,500 dwt | Средняя величина осадка нагруженного судна: 4.15 м |

Три огромных танкера были закуплены до недавнего времени с целью снижения затрат на транспортировку. Однако данное приобретение не принесло ожидаемой прибыли, поскольку глубины вод в Актау и Дубенди не достаточны для размещения сильно загруженных танкеров - 12,300 dwt.

4.4 Пирсы

Четыре пирса было построено в 1972 по 1975, для причаливания танкеров: пирс п°1, пирс п°2, пирс п°3 и пирс п°5. Первоначально прогнозировался пирс №4, близкий к пирсу п°3, но не был достроен. Пирс п°2 и п°5 никогда не использовались для нефтяных потоков, на них размещались буксирные суда, дноуглубительные снаряды и другие портовые суда.

На каждом пирсе имеется две симметричные якорные стоянки, пропускная способность каждого причала составляет 2.5 мил. тонн в год.

Пирс №1 и пирс №3 оперируются "Caspian TransCo" для разгрузки сырой нефти, погружаемой из Актау, Окарема и Челекена ⁴.

Данные пирсы изготовлены из железобетонных свайных структур состоящих из разрезов якорных стоянок соединенных эстакадными мостами. Они оснащены ограждающими щитами, швартовыми тумбами, рычагами для разгрузки нефти, нефтяными трубопроводами, водными трубками, клапанами и освещенными мачтами.

Все бетонные структуры сильно повреждены, потресканы, стальные стержни в некоторых местах подвергнуты коррозии, а также находятся выше и ниже уровня моря.

Почти все ограждающие щиты сделаны из простой резиновой шины.

Нефтяные рычаги и трубы требуют ремонта, хоть и находятся в рабочем состоянии.

Противопожарная система негодна она главным образом основана на воде, за исключением небольшого пенообразовательного оборудования, которое недавно было установлено на пирсе п°3 - вода не достаточна чтобы локализовать углеводородный пожар -. Более того, нет автоматизированной системы подачи сигнала.

Другое стальное оборудование (лестницы, ограждения, и т.д..) сильно подвергнуты коррозии.

Электрические сети в таком запущенном состоянии что представляют большую опасность для окружающих.

Условия пешеходных потоков на пирсах очень плохие и в некотором роде опасные.

Наконец, доступ к пирсу п°3, через 220 метровую длинную бугорную структуру, защищенную 300 кг карьерными камнями, был поврежден вследствие воздействия волн.

4.5 Резервуарный парк

Имеются два резервуарных парка. Первая граничит с акваторией и используется для хранения нефти (16 емкостей, общий объем 170,000 м3 - в настоящее время возможно 130,000 м3, потому что дно в некоторых емкостях закупорено вязкими продуктами -), тогда как вторая база находится на вершине холма (52 емкости, общий объем -260,000 м3); последняя была предназначена для переработанных продуктов, но больше не используется.

Настоящий объем хранения сырой нефти (130,000 м3) несколько понизился. Вследствие необходимости соответствующего проекта был рассмотрен приемлемый коэффициент (20 дней) потребовавший использование верхней базы для хранения сырой нефти и расширения нижней базы.

⁴ Пирс п°3 также оборудован для разгрузки переработанных продуктов. Однако, пропускная способность переработанной нефти упала (Порт в городе Баку был предназначен для причала при разгрузке переработанной нефти, поступающей из нефтеочистительного завода Туркменбаши в Азербайджан и Западную Европу).

4.6 ЗАГРУЗОЧНАЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНАЯ ВАГОН ЦИСТЕРНА (ЗЖВЦ)

Два трубопровода позволяют транспортировать сырую нефть из нижнего резервуарного парка на ЗЖВЦ, расположенных в нескольких километрах, на вершине плато. Станция включает два блока каждый предназначен на 21 ЗЖВЦ за раз. Она оснащена современной системой пожара тушения. ЗЖВЦ вполне современная и функционирует положительно.

4.7 Завод по переработке отработанных вод

На порту имеется завод по переработке отработанных вод (ЗПОВ) построенный в 1970 для обработки санитарных вод, трюмной воды из танкеров, выработанной воды в резервуарах для хранения сырой нефти ⁵. Первоначально объем пропускной способности ЗПОВ составлял от 1,500 до 2,000 тонн выработанной воды в день. С 1991 ЗПОВ стала обслуживаться компанией "28 Мая", та же компания что оперирует приемами портов и средствами нефтяного транспорта.

Персонал ЗПОВ и лаборатория по контролю в настоящее время на месте. Лаборатория не способна контролировать параметры выходов ЗПВВ. Для полного анализа образцы следует отправить в специальные лаборатории. Анализ морской воды для фенолов и других загрязнителей выполняется согласно ГОСТ стандартам.

ЗПОВ характеризуется следующими процессами:

- от 3 до 4 часов заполнения резервуаров сырой нефтью (содержится сырую нефть, доставляемую из Актау и Туркменбаши, а также острова Пираллахи, которая сейчас составляет 78.000 тонн ежедневно).
Слив воды/нефтяной эмульсии (около 80 - 100 тонн в день, в зависимости от транспортного потока танкера).
- Два резервуар в 5,000 тонн для отделения нефти/воды (около 17 - 20 тонн нефти возвращается в резервуары для сырой нефти).
- Слив переработанных выработанных вод в море.

ЗПОВ очень плохо обслуживается и функционирует.

4.8 Сети нефтяных трубопроводов

За исключением редких линий, которые все еще используются, все другие трубопроводы изношены. Более того, опоры трубопроводов, установленные вдоль волнолома повреждены в отдельных местах.

4.9 Насосные станции

На терминале имеются три насосных станции: насосные станции п°27 и п°62, обслуживают верхний резервуар ⁶, насосная станция Caspian TransCo's , обслуживает загрузочные средства RTC . Последняя наиболее модернизированная. Две другие оперируют, но требуют тщательного осмотра.

⁵ Завод не получает балластные воды , так как суда прибывают в порт уже будучи загруженными нефтью.

⁶ Сырая нефть доставляется в резервуары посредством насосных резервуаров. Следует также отметить, что операции по разгрузке часто задерживаются из-за неисправности в насосных резервуарах..

4.10 Электростанции и сети

Терминал питается двумя главными трансформаторами вырабатывающими 6 кВ для 7-ми разных трансформаторов вырабатывающих 0.4 кВ. Все трансформаторы нуждаются в тщательном осмотре. Кроме того, вся сеть электроснабжения находится на негативной стадии и следовательно весьма опасна в отношении возникновения пожароопасной ситуации:

- Кабельный кран не изолирован;
- множество соединительных коробок не защищены от проникновения пыли и дождя, множество кабельных соединений не изолировано;
- устройства заземления не эффективны;
- множество столбов подвергнуты коррозии и находятся в состоянии разрушения.

4.11 Административные здания

Глядя на построения зданий, административные сооружения не внушают доверия. Они нуждаются в переоборудовании, офисном оборудовании, требуются также соответствующие улучшения позволяющие централизовать контроль по операциям порта.

4.12 Разные недостатки

Транспортные потоки не контролируются согласно международным стандартам по безопасности применительно к нефтяным терминалам. Все опасные участки должны строго контролировать въезд не легализованного транспорта и людей..

Основная система пожара тушения не куда не годится, особенно потому, что она не включает в себя специальную пенообразовательную систему тушения пожаров (только на пирсе №3 имеется небольшой резервуар с пеной для тушения пожаров). Более того, канал воды хорошо не обслуживается.

Не было никакого подтверждения о наличии оборудования по предотвращению утечки нефти, лишь была заметна устаревшая система локализации утечки нефти. Пожарное судно тоже должно быть оснащено специальной системой предотвращения утечки нефти на якорных стоянках. Порт очевидно надеется на помощь со стороны порта Баку в случае критической утечки нефти. Не было никаких указаний в отношении создания Системы Быстрого Реагирования". Порт запросил специальную систему типа "Анаконда" как часть реабилитации проекта.

Следует добавить, что Азербайджан, являясь членом ИМО (как и другие государства на Каспии), принял различные требования ИМО касательно подготовки при загрязнении нефтью, отклик и сотрудничество. В это включены, процедуры отчета по судам, планы немедленного реагирования в случае ЧП, и международное сотрудничество.

Порт сырой нефти и разгрузки/загрузки нефтяных продуктов, который находится под управлением по подготовке, находится на стадии улучшения оборудования, разработки Плана скорого реагирования в случае утечки нефти, и модернизации оборудования. В общем, данные порты должны иметь уровни по контролю разлива нефти US EPA Уровень 1 и Уровень 2. Минимальные требования для Уровня 1 (до 10 тонн) и Уровня 2 (от 10 до 100 тонн) в отношении разлива нефти следующие:

1. Судно быстрого реагирования в случае разлива нефти
2. Швартовое боновое ограждение
3. Пеноотделительный канат
4. Переносное электроснабжение
5. Сорбенты
6. Компенсаторы порта
7. Система пеноотделения порта
8. Специальные ямы
9. Резервуары для установления оборудования
10. Запчасти и техобслуживание

5. Планы по реабилитации

Планы по реабилитации были разработаны, в связи с высоким ростом нефтяных потоков, с целью защиты окружающей среды на порту согласно всем требованиям по безопасности. Были рассмотрены 2 гипотезы нефтяных потоков, основанные на бывших проектировках транспортных потоков⁷:

Цифры в мил тонн	в 2005	в 2010	в 2020
Высокая оценка	7	12	17
Низкая оценка	4	6	8

Планы реабилитации были применены соответственно :

- Краткосрочный план реабилитации допускает годовой поток от 4 до 8 миллионов тонн, достаточно до 2020 согласно низкой оценке транспортных потоков, до 2006 только в случае высокой оценки.
- Среднесрочный план реабилитации допускает годовой поток от 8 до 12 мил. тонн, в 2005 согласно высокой оценке.
- Долгосрочный план реабилитации допускает годовой поток от 12 до 18 мил. тонн, в 2010 согласно высокой оценке.

⁷ Без инвестирования Нефтяного Терминала Дубенди (НТД) пропускная способность будет составлять 4 мил. тонн в год - или сократится в случае неисправности волнолома -.

5.1 Краткосрочный план реабилитации

а. Инфраструктуры

Что касается инфраструктуры, то краткосрочный план реабилитации включает:

- Реабилитацию разреза корня и разреза ствола волнолома (общая длина 790 m) поместив тяжелые блоки на бронированный слой расширив головку берма. Это потребует предварительных исследований волн и гидравлических тестов.
- Реабилитацию пирса №1 и №3, починку железобетонных свай, плиты и балки (удаление поврежденного бетона, установление новых стальных брусьев, инфекцию резины регулирование строительного раствора), замену оградительных щитов, швартовых тумб, лестниц и ограждений.

б. Надстройки

Что касается надстроек, то краткосрочный план охватывает:

- Ремонтные работы дорог вершине волнолома, вплоть до пирса №1, по доступной мощной дороге до пирса №3 а также на обоих участках резервуара хранилища (включая дренажные системы и кабельные пути).
- Реабилитацию нижнего резервуарного парка (отчистку дна резервуара и ремонт плавающей крыши в блоках 13а и 14).
- Конверсию резервуаров верхнего участка резервуарного парка с целью обеспечения дополнительного объема - 120,000 тонн сырой нефти (блоки №4, №7 №11).
- Реабилитация нефтяных труб нефтяных рычагов обслуживающих пирс №1 и пирс №3, а также нефтяные трубы в обоих нефтехранилищах.
- Тщательный осмотр внутренних насосных станций №27 и №62.
- Реабилитация ЗПВВ.
- Полное обновление электро системы, от главных трансформаторов (включая кабели, кабельный пути, соединительные коробки, устройства заземления и прожекторное освещение).

с. Другое оборудование

Краткосрочный план реабилитации другого оборудования включает:

- Предварительное внутреннее переоборудование зданий в нижних и верхних портовых участках.
- Обновление котельного агрегата и его составляющих (электро подача и паровые трубы)⁸.
- Обеспечение оборудование по защите окружающей среды
- Установку новой противопожарной системы, включая насос морской воды, обновленную водную сеть, станцию по производству пены и автоматизированную систему тревоги.

⁸ Котлы вырабатывают пар, который служит для разогрева труб где проходит сырая нефть.

- Установка специальных предупредительных знаков для портовых работников и посетителей о правилах безопасности.

5.2 Среднесрочный план реабилитации

а. Инфраструктуры

Что касается инфраструктуры, среднесрочный план реабилитации включает:

- Дноуглубление навигационного канала и акваторию на 10 м ниже отметки Каспийского моря, для входа нефтеналивных судов 12,000 dwt (собственный вес) в порты с заполненными резервуарами⁹.
- Реабилитацию разреза головы волнореза (длиной 245 м) поместив тяжелые блоки на бронированный слой тем самым укрепив пластинчатые, шпунтовые стены, на основе результатов исследований волн и гидравлических тестов которые должны проводиться в период первой фазы.
- Реабилитацию пирса №2 включая ремонт железобетонных свай, плиты и балки (удаление поврежденного бетона, исправление стальных брусков, инъекцию резины и специальное защитное устройство для строительного раствора), установление оградительных щитов, швартовые тумбы, лестницы и ограды.
- Реабилитация причалов, предназначенных для портовых судов (буксирные судна, лоцманское судно, противопожарное судно,).
- Реконструкцию наклонных защитных устройств вдоль западного побережья портового бассейна (облицовку карьерных камней).

б. Надстройки

В отношении надстроек, среднесрочный план реабилитации включает:

- Работы по реконструкции дорог на вершине волнореза, начиная с пирса №1 до пирса №2, а также на обоих участках резервуарных парков (включая дренажные системы и траншеи для прокладки кабелей).
- Обновление нефтяных резервуаров 13b, в нижнем резервуарном парке.
- Расширение блока 14, в нижнем резервуарном парке, для увеличения объема хранения нефти - 120,000 м3.
- Тщательный осмотр резервуаров в верхнем резервуарном парке (резервуары п°4, п°7 и п°11).
- Реабилитацию нефтепроводов и нефтяных рычагов обслуживающих пирс п°2, а также трубы в обоих резервуарных парках.
- Электро сети на волнорезе, на пирсе п°2, на причале портовых судов в расширенном резервуаре блока 14 (включая кабели, траншеи для прокладки кабелей, соединительные коробки, устройства заземления и прожекторные освещения).

⁹ Это приемлемо, если дноуглубительные работы проводятся в порту Актау.

с. Другое оборудование

Среднесрочный план реабилитации другого оборудования включает:

- Полное переоборудование зданий в нижних и верхних участках порта, включая установку компьютеризированных систем для централизации эксплуатации портов.
- Обеспечение оборудования по защите окружающей среды (боновое нефтяное ограждение, второе судно для размещения бонового ограждения, второй пеноотделитель).
- Установление противопожарной системы с дополнительным оборудованием по производству пены для пирса №2 и в резервуарных парках.

5.3 Долгосрочный план реабилитации

а. Инфраструктура

Долгосрочный план в отношении инфраструктур включает:

- Дноуглубительные работы в окрестности пирса №5, до 10 м ниже отметки Каспийского моря, для причала 12,000 dwt нефтеналивных судов вдоль данного пирса с полными грузами.
- Реабилитацию пирса n№5 включая ремонт железобетонных свай, плит и брусков (удаление поврежденного бетона, установление новых стальных брусков, инъекция резины и защитные устройства строительных растворов), реконструкцию поврежденных бетонных плит, установление, швартовых тумб, лестницы и ограждение.

б. Надстройки

Среднесрочный план реабилитации в отношении надстроек включает:

- Реконструкцию дорог на вершине волнореза, начиная с пирса n°2 по пирс n°5, а также на обоих участках резервуарного парка (включая дренажные системы траншеи по прокладке кабелей).
- Обновление нефтяных резервуаров блоков 13а и 14, в нижнем резервуарном парке.
- Тщательный осмотр нефтяных резервуаров 6, 8, 9 и 12, в верхнем резервуарном парке.
- Установление нефтепроводов нефтяных рычагов обслуживающих пирс n°5.
- Конечная стадия обновления в обоих резервуарных парках.
- Расширение электро сети на волнорезе и пирсе n°5 (включая кабели, траншеи по прокладке кабелей, соединительные коробки, устройства заземления и прожекторное освещение).

с. Другое оборудование

В долгосрочном плане данный пункт связан с обеспечением 3-го набора оборудования по предотвращению разлива нефти: нефтяные боновые ограждения, пеноотделитель.

5.4 Инвестиционные затраты

Инвестиционные издержки оценивались согласно текущим региональным ценам, а также применительно к недавним гражданским работам, которые проводились в Баку. Детали представленные на первой странице Приложения 3 выглядят следующим образом:

(затраты оцениваются в тысяч. USD)

	Краткосрочный план	Среднесрочный план	Долгосрочный план	Общее количество 3-х планов
А. Инфраструктуры	7,270	7,790	2,890	17,950
В. Надстройки	3,730	11,080	11,620	26,430
С. Другое оборудование	1,710	1,050	105	2,865
Общее А + В + С	12,710	19,920	14,615	47,245

6. Собственность и схемы эксплуатации

Все инфраструктуры НТД находятся в собственности BISP (канал, волнорез и пирсы), тогда как надстройки принадлежат ГНКАР (трубопроводы, нефтяные рычаги, насосы и резервуары). BISP также владеет лоцманскими судами, буксирными судами и навигационными вспомогательными объектами.

Caspian TransCo является эксплуатационным терминалом¹⁰. Для эксплуатации НТД Caspian TransCo подписала несколько соглашений с CSC, с BISP, а также с ГНКАР. Консультант понимает, что тарифы часто устанавливаются сообразно уровням транспортных потоков и другим различным параметрам.

В каждом объекте имеется свой собственный объект на терминале: приблизительно около 40 работников из BISP, от 180 до 200 из ГНКАР (включая 20% предназначенные для обеспечения подводных трубопроводов, которые не соответствуют проекту), и около 20 из Caspian TransCo.

¹⁰ Caspian TransCo находится в подчинении много модальной транспортировки нефти с восточной части Каспийского моря до Черного моря порта Батуми, через Дубенди, сообразно условиям Протокола подписанного в Июле 1999 представителями Казахстана, Азербайджана и Грузии, в рамках программы.

7. Финансовая оценка

7.1 Общая информация

Цель финансовой отчета заключается в оценке пропускной способности НТД в отношении объема работ по реабилитации которые должны соответствовать всем требованиям безопасности, включая меры по защите окружающей среды, а также прирост нефтяной пропускной способности. В данной главе НТД рассматривается как глобальный "центр прибыли", разделение инвестиционных расходов согласованные в ходе переговоров между BISP, ГНКАР и Caspian TransCo.

Финансовые проекты были выполнены согласно трем гипотезам:

1. Не предпринято никаких инвестиций следовательно поток транспортного потока сократился до 4 мт в год в течении всего периода исследования (20 лет).
2. Инвестиции выполняются с целью устранения низкого потока (4 мт в 2005, 6 мт в 2010 в 8 мт в 2020). Содержание инвестиционной программы находится в краткосрочном плане", составляет USD 12.7 миллионов .
3. Инвестиции осуществляются чтобы справиться с высоким транспортным потоком (7 мт в 2005, 12 мт в 2010 и 17 мт в 2020). В этом случае содержание инвестиционной программы охватывает краткосрочный план (USD 12.7 миллионов), среднесрочный план (USD 19.9 миллионов) и долгосрочный план (USD 14.6 миллионов), в конечном итоге составляющие USD 47.2 миллионов.

7.2 Подсчет годовых доходов

Годовые доходы НТД впервые были подсчитаны на основе текущих тарифных ставок без учета займа или гранта. В качестве второй стадии, повышенные тарифы и займы принимались во внимание лишь чтобы достичь финансовых результатов.

Источники годовых доходов делятся на пошлины судов, пошлины на груз и пошлины на хранение нефти.

Судовые пошлины

Стандартные тарифы танкеров в порту Дубенди представлены в следующей таблице:

			"Гафур Мамедов" танкера	"Абшерон" танкера	"Гай Шихлинский" танкера
Размер судна (м3)			28,780	19,228	14,350
Стандартная загрузка нефти (т)			6,500	5,000	3,500
	Денежная единица (манаты)	Единица	Промежуточная (1000 Манат)	Промежуточная (1000 Манат)	Промежуточная (1000 Манат)
Регистрация	-	часть суммы	10	10	10
Мореходство	-	часть суммы	40	40	40
Канал	130	м3	3,741	2,499	1,865
Судно	80	м3	2,302	1,538	1,148
Причал	120	м3	3,453	2,307	1,722
Швартовка	-	часть суммы	880	440	440
Буксировочное судно	340	м3	9,785	6,537	4,879
Общее в тысячах. манатах			20,212	13,372	10,104
Общее USD за каждый заезд *			4,500	3,000	2,250
Общее USD за тонну нефти *			0.69	0.59	0.64

* Используя валютный курс 1 \$ на 4,500 Манат

В последующем был принят средний стандартный валютный курс \$ 0.65 за тонну нефти. Также было рассмотрено, что танкера CSC просто платят часть суммы в \$ 1000 за каждый заезд в порт, на любой тип танкера заезжающего в порт.

Грузовые пошлины охватывают транспортировку нефти с судов в резервуары. Они основаны на следующем валютном курсе - USD 0.60 за тону нефти.

Пошлины на хранение нефти округлены до USD 0.90 за тонну нефти.

7.3 Подсчет эксплуатационных расходов

Эксплуатационные расходы включают расходы на сервис, техобслуживание, расходы на потребление энергии, непредвиденные расходы, финансовые - в случае займа, а также амортизацию оборудования.

а. Расходы на рабочую силу

В конце 2000 общее количество персонала вовлеченного в эксплуатацию НТД составляло 210 (включая BISP, ГНКАР и персонал Caspian TransCo). В среднем общий расход на временного работника составлял 130 \$ в месяц включая зарплату, пенсионный фонд, социальные взносы и отпуск, в то время как инженер - 220 \$ в месяц. В целом можно заметить что средняя единица расхода около 160 \$ в месяц, то есть, 1920 \$ в год. На этой основе общие годовые затраты труд составляют 400,000 \$.

В будущем эти расходы будут варьироваться под влиянием следующих факторов: увеличение транспортных потоков, улучшение в продуктивности и повышение зарплаты.

Влияние роста транспортного потока

Часть работников, вовлечено в административные дела или деятельности и не реагируют на изменение потоков. Предполагается, что только 1/3 количества работников увеличиться с ростом транспортных потоков. В 2000 установлено, что 140 человек будут составлять стабильное количество, независимо от уровня транспортного потока, а 70 нестабильного количества - 50,000 т/год каждый работник -. Последняя рабочая сила по всей видимости будет меняться наряду с уровнем транспортных потоков.

Влияние роста продуктивности

Реабилитация терминала влечет за собой улучшение продуктивности, благодаря новейшему оборудованию и компьютеризированному управлению операциями. Предполагается, что продуктивность вырастит в среднем на 3% в год в ближайшие 20 лет (в случае не инвестиции производительность сохранится стабильной), что приведет к следующим результатам:

	Год 2000	Год 2005	Год 2010	Год 2015	Год 2020
Производительность (тонны/год):	50,000	58,000	67,200	77,900	90,300

Персонал	Год 2000	Год 2005	Год 2010	Год 2020
Транспортный поток в случае не инвестиции (мт/год)	3.5	4	4	4
Персонал в случае не инвестиции	210	220	220	220
Высокая оценка транспортного потока (мт/год)	3.5	7	12	17
Нестабильный персонал	70	120	180	190
Стабильный персонал	140	140	140	140
Персонал по высокой оценке транспортного потока	210	260	320	330
Низкий прогноз транспортного потока (мт/год)	3.5	4	6	8
Нестабильный персонал	70	70	90	90
Стабильный персонал	140	140	140	140
Персонал по прогнозам низкого транспортного потока	210	210	230	230

Влияние увеличения зарплаты

На основе годового роста of 2% годовой расход на одного рабочего будет варьироваться следующим образом:

- Год 2000: 1920 \$
- Год 2005: 2120 \$
- Год 2010: 2340 \$
- Год 2015: 2580 \$
- Год 2020: 2850 \$

в. Расходы на техобслуживание

Годовой расход на техобслуживание может оцениваться как инвестиционные затраты, следующее соотношение было принято:

- 0.5% для волнореза;
- 0.2% для других пунктов инфраструктуры;
- 5% на надстройки и другое оборудование.

Что касается существующего оборудования, то была принята годовая часть суммы - 1 миллион \$.

с. Затраты на потребление энергии

В докладе 1 затраты на энергию предназначенную для разгрузки танкеров и закачки нефти в резервуары составили USD 0.12 за тонну нефти.

d. Непредвиденные расходы

Часть административных затрат BISP, ГНКАР и Caspian TransCo включены в операционные расходы терминала. С этой целью оборот НТД был принят в качестве ключевого параметра, был умножен на 0.15 с целью подсчета глобальных непредвиденных расходов.

e. Финансовая оплата

Каждый раз предполагается, что потребуются займы, применяются следующие стандартные условия : 4-летняя задержка, 10-летний период возмещения и 8% финансовая оплата (курс процентной ставки плюс обязательные взносы плюс фиксированные взносы).

f. Амортизация оборудования

Было установлено, что реабилитационные работы будут амортизированы в течении 20 лет. В отношении существующего оборудования ни какой амортизации не предусмотрено.

7.4 Финансовые результаты

Детали финансовых подсчетов представлены в приложении 3, со 2 по 8 страницы. Они выражены в нижеследующей таблице.

Прогнозы	Таблица в приложении 3	Займы (миллион USD)	Рост тарифа (USD/т)	Поток наличности со скидкой на 10% (миллион USD)	Внутренняя процентная ставка на доход (%)	Максимальная потребность потока наличности (миллион USD)
Ни какой инвестиции	REF	0	0	23.5	-	0
Высокий прогноз транспортного потока	HH1	0	0	34.2	14.6	8.2 (в 2006)
Высокий прогноз транспортного потока	HH2	0	0.45	56.9	25.4	4.9 (в 2002)
Высокий прогноз транспортного потока	HH3	11.55	0	37.0	19.0	0
Низкий прогноз транспортного потока	LH1	0	0	24.5	11.2	0.3 (в 2005)
Низкий прогноз транспортного потока	LH2	0	0.03	25.3	12.2	0
Низкий прогноз транспортного потока	LH3	0.4	0	24.6	11.3	0

Заметка: валовая эксплуатационная прибыль четко позитивная во всех случаях, даже в прогнозе "ни какой инвестиции" .

Комментарии:

- В случае "без инвестиции" поток наличности всегда положительный (среднее USD 2.5 миллиона в год), поток наличности со скидкой составляет 24.5 миллионов \$. НТД вполне рентабельный.
- В двух других случаях потоки наличности часто негативные в начале периода; по этой причине проводились дополнительные тесты, первоначально с ростом тарифа, затем с займов..
- В высоком прогнозе транспортного потока значительный рост тарифа (0.38 USD за тонну нефти + 23%) не достаточен чтобы погасить нужды потока наличности. 9.4 USD миллионный заем может решить проблему.
- В низком прогнозе транспортного поток наличности всегда позитивный .
- Внутренний процентная ставка на кредит удовлетворительна во всех случаях, хотя находится немного в подвешенном состоянии в «низком прогнозе на транспортные потоки». Инвестиции рентабельны.

7.5 Экономический анализ

а. О главном

Различные анализы были проведены для оценки воздействия следующих параметров:

- Затраты на работу;
- Прогноз трафика;
- Затраты на операции;
- Общее влияние всех предыдущих факторов.

Детали подсчета представлены в приложении 3.

б. Увеличение инвестиционных затрат

20%-е увеличение на инвестиционные затраты высокого прогноза на транспортные потоки(таблица НН4) дает дисконтированный поток наличности равный 30.5 миллионам \$ США, без займа и повышения на тарифы, вместо 36.5 миллионам США с учетной ставкой 10% (таблица НН1). Внутренняя процентная ставка ан кредит от инвестиций сейчас составляет 12.3% вместо 15.1%. Инвестиция остается рентабельной.

Аналогичное 20%-е повышение на затраты инвестиций дает Внутреннюю процентную ставку на кредит IRR - 9.5% в отношении низкого прогноза на транспортные потоки (таблица ЛН4) вместо 11.5 % (таблица ЛН1), что может показаться не достаточным, без повышения на тарифы. Данное повышение

на тарифы должно быть 0.07/тонн \$ США (около 4%) чтобы снова получить внутреннюю процентную ставку на кредит - 11.5% (таблица LH 4.1).

в. Влияние трафика

Если следовать аналогичной схеме инвестиций с трафиком равным 90% основного прогноза транспортных потоков, Внутренняя процентная ставка на кредит будет составлять 12.2% с высоким прогнозом транспортных потоков (таблица HH5) и 8.4 % низким прогнозом транспортных потоков (таблица LH5). Повышение тарифа - 0.09/тонн \$ США (около 5%) снова дает внутреннюю процентную ставку на кредит - 11.6% с низким прогнозом транспортных потоков (таблица LH 5.1).

г. Влияние операционных затрат

Операционные затраты были подсчитаны на высоком уровне в отношении зарплат и техобслуживания, можно прогнозировать, что реальные затраты будут ниже. Затраты на персонал будут ниже, так как количество работающих людей больше связано с количеством причалов и количеством заездов в порт, нежели с уровнем трафика.

На сегодняшний день 70 рабочих приходится на 2 причала, что вполне достаточно чтобы терминал оперировал 24 часа в сутки, 365 дней в году, работая в три смены в день. В каждую смену 11 человек поддерживают технику безопасности. Эти люди делятся на несколько категорий рабочих:

- 1 мастер;
- 2 операрота в комнате контроля;
- 2 оператора на насосной станции;
- 3 оператора для крепления, а также контроля по разгрузке судов;
- 3 пожарника, для локализация пожарных ситуаций.

Чтобы проследить повышения трафика нам следует добавить следующих людей :

- трафик высокой гипотезы : 4 дополнительных оператора на каждую смену и на 2 причала, около 30 рабочих;
- трафик низкой гипотезы : 3 дополнительных оператора на каждую смену и для 2 причалов, около 20 рабочих.

Результаты выглядят следующим образом:

	2000	2005	2010	2020
Высокий прогноз (мт/в год)	4	7	12	17
Количество причалов	2	4	6	8
Количество заездов в год	570	1000	1715	2430
Количество заездов /в год/причал	285	250	286	303
Работающий персонал (округленные цифры)	70	100	130	160
Фиксированный персонал	140	140	140	140
Общая высокая гипотеза	210	240	270	300

Низкий прогноз (Мт/в год)	4	4	6	8
Количество причалов	2	4	6	8
Количество заездов в год	570	570	858	1142
Количество заездов /в год/причал	285	143	143	143
Работающий персонал (округленные цифры)	70	90	110	130
Фиксированный персонал	140	140	140	140
Общая низкая гипотеза	210	230	250	270

В сравнении с предыдущими цифрами, данный подход ведет к наличию малого персонала с высоким прогнозом транспортных потоков и наличию большого персонала с низким прогнозом транспортных потоков". В Западной Европе в терминале подобного типа с 8 причалами, оперируемым частной компанией персонал должен составлять между 120 до 140. Таким образом, действующий персонал может быть немного ниже подсчитанного здесь.

Что касается техобслуживания, 5%-й коэффициент на затраты связанные с надстройкой, и его цифры составляют около 3%.

В заключении, следует отметить, что операционные затраты останутся ниже предполагаемого уровня, следовательно повысится рентабельность.

д. Влияние всех предыдущих факторов в совокупности

Результаты выглядят следующим образом:

- высокий прогноз транспортных потоков: Внутренняя ставка на кредит составляет около 10% (9.6%) и максимально требуемый составит 15 миллионов \$ США 2006 (таблица НН 6). 18 миллионный заем может разрешить проблему (таблица НН 6.1).
- низкий прогноз транспортных потоков: Внутренняя ставка на кредит составляет 6.6% с максимально негативным потоком наличности- 2.3 \$ США в 2005 (таблица ЛН 6). Увеличение нефти на 0.12 за тонну (где-то 7%) увеличивает внутреннюю процентную ставку на кредит до 10%, с привлечением потока наличности 1 миллион \$ США в 2005 (таблица ЛН 6.1).

*

*

*

Приложения: Приложение 1, 4

Приложение 1

Сокращения & Акронимы, Справочники и Список Персонала

АББРЕВИАТУРЫ И АКРОНИМЫ

- КМПА Коммерческий Морской Порт Актау
- АМОК Азербайджанская Международная Операционная Компания
- БММП Бакинский Международный Морской Порт
- УБМ Уровень Балтийского моря
- КТК Каспийский Трубопроводный Консорциум (запад. Казахстан - Новороссийск)
- КМП Каспийское Морское Пароходство
- DWT Тоннаж по Мертвому Весу
- ЭО Экологическая Оценка
- ОВОС Оценка Воздействия на Окружающую Среду
- ЕБРР Европейский Банк Реконструкции и Развития
- ЕК Европейская Комиссия
- ЕС Европейский Союз
- ММО Международная Морская Организация
- ММКОГ Международный Морской Код Опасных Грузов
- Inogate Межгосударственная Нефтяная и Газовая Трансмиссия в Европу (программа ЕК)
- MARPOL Международная Конвенция по Предотвращению Загрязнения моря
- ОЭТ Основной Экспортный Трубопровод (из Баку в Джейхан)
- Мт миллион тонн
- ЖДВЦ Железнодорожный Вагон-Цистерна
- ГНКАР Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики
- ТЕТС Транс-Европейская Транспортная Система
- ТМЛ Туркменские Морские Линии
- ТРАСЕКА Транспортный Коридор Европа-Кавказ-Азия
- USD доллар США
- кВ киловольт
- WWTP Завод по переработке отработанных вод

ССЫЛКИ

1. Транс-Кавказская Мульти-Модальная Система Транспортировки Нефти (Inogate 97.04, январь 2000)
2. Дополнительные Технично-Экономические Обоснования для Транспортировки Нефти и Газа из Региона Каспийского моря (Inogate 97.01)
3. Оценка Углеродного Потенциала (Inogate 97.02)
4. Приоритетные Срочные Инвестиции в Нефтяные и Газовые Инфраструктуры (Inogate 97.03)
5. ТЭО для Нефте- и Газопроводов через Каспийское море (Inogate 96.01)
6. Нефтяные инвестиции на Черном море (Lloyd's Shipping Economist, апрель 2000)
7. Restituer le potentiel de la mer Caspienne (Pétrole et Gaz Informations, April 2000)
8. Каспийское море: законный статус и международная безопасность (Умирсерик Касенов)
9. L'exploitation des hydrocarbures de la mer Caspienne (Pétrole et Techniques, февраль 2000)
10. Отчет ОВОС по региону Каспийского моря (Energy Information Administration, декабрь 1998)
11. Caucase, le grand jeu pétrolier (Courrier International, октябрь 1999)

12. Семинар: Les enjeux régionaux de la mer Caspienne (Centre Français du Commerce Extérieur, сентябрь 1999)
13. Caucase, les grandes manœuvres russes (L'Express, ноябрь 1999)

СПИСОК ПЕРСОНАЛА

1. БЕНЕФИЦИАРЫ И СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ВЕДОМСТВА

Министерство Экономики Азербайджана

Г-н Икрам Садыхов, Начальник Транспортного Отдела
Г-н Гусейн Губадов, Начальник Отдела Топлива и Энергетики

Бакинский Международный Морской Торговый Порт

Г-н Солтан Казымов, Главный Инженер
Г-н Рафаил Миргуламов, Коммерческий Менеджер

Торговый Морской Порт Актау

Г-н Абульгазин, Генеральный Директор
Г-н Глок, Заместитель Генерального Директора

Туркменские Морские Линии

Г-н Бегмурад Курбанмурадов, Генеральный Директор
Г-н Мурад Атаев, Заместитель Генерального Директора

2. ТАСИС

Ко-ординаторы

Г-н Марк Грай, ТРАСЕКА-Баку
Г-н Эржан Жумалы, Астана
Г-н Эмилио Валли, Астана
Г-н Борис Смолин, Баку
Г-н Махир Казымов, Баку
Г-н Мухамет Гуличев, Ашхабад
Г-н Майкл Уилсон, Ашхабад

Наблюдатель

Г-н Питер Мелиссен, Ташкент

3. КОНСУЛЬТАНТ И ПОД-КОНСУЛЬТАНТЫ

ВСЕОМ

Г-н Андре Мерьен, Портовый Инженер
Г-н Роберт Гоулд, Эколог

РУКОВОДСТВО ПОРТА МАРСЕЛЬ

Г-н Жан-Мишель Боконьяно, Портовый Инженер
Г-н Патрик Дюрель, Портовый Экономист
Г-н Кристиан Мондфорт, Эксперт по Нефтяному Транспорту
Г-н Марсель Имель, Эксперт по Нефтяным Надстройкам
Г-н Мишель Перонет, Эксперт по Переработке Нефти

КАСПМОРНИИПРОЕКТ, БАКУ

Г-жа Тамилла Багирова, Директор

Г-н Фазиль Гахраманов, Главный Инженер

АЗГИПРОНЕФТЕХИМ, БАКУ

Г-н Валерий Александров, Главный Инженер

4. ДРУГИЕ ВСТРЕЧЕННЫЕ ОФИЦИАЛЬНЫЕ ЛИЦА

- ЕБРР
Г-н Кристофер Оузей, Лондон (Только по телефону)
Г-жа Лала Гулиева, Баку
Г-н Руфат Имамвердиев, Баку
Г-н Канат Абубакиров, Алма-Ата
Г-н Батыр Худайназаров, Ашгабат
- Kaztransoil
Г-н Каиргелди Кабильдин, Астана
- Казахская Нефтяная Ассоциация
Г-н Эдвард Верона, Алма-Ата
- Инвестконсалтинг
Г-н Кадыр Байкенов, Алма-Ата
- ГНКАР
Г-н Гахраман Нариман оглы, Баку
- ГНКАР
Г-н Вагиф Аббасов, Баку
- АМОК
Г-н Роджер Дэвис, Баку
- АМОК
Г-н Гарри Рейчоу, Баку
- Азернефтяг
Г-н Адиль Рагимов, Баку
- Каспийское Морское Пароходство
Г-н Эльшад Халыков, Баку
- Азербайджанская Железная Дорога
Г-н Муса Панахов, Баку
- Caspian Transco Inc.
Г-н Назих Эльбейли, Баку
- Caspian Transco Inc.
Г-н Бекир Вурал, Баку
- Caspian Transco Inc.
Г-н Айдын Сарал, Баку
- Chevron
Г-н Хавер Камбайзаде, Баку
- BP Amoco
Г-н Фаик Мамедов, Баку
- Elf Petroleum
Г-н Жан-Франсуа Дагана, Баку
- Total Oil
Г-н Патрик Лантинье, Баку
- Entrepose Construction Comp.
Г-н Франк Лебарон, Баку
- Bouygues Offshore Construction Comp.
Г-н Оливьер Клози, Баку

Приложение 2

Снимки Нефтяного Терминала Дубенди (23)

Приложение 3

Финансовые отчеты (16 страниц)

	Затраты выражены в USD				Организация
	Краткосрочный	Среднесрочный	Долгосрочный	Общие 3	
Ифраструктуры					
A1. Детальный план работ по надстройкам и тендерам доков	470	490	190	1150	БМТМП
A2. Дноуглубительные работы					
Дноуглубление навигационного канала		700		700	БМТМП
Дноуглубление портового бассейна		500	400	900	БМТМП
Частный итог A2		1 200	400	1 600	
A3. Работа, связанная с волнорезом					
Реабилитация разреза корня	1 500			1 500	ГНКАР
Реабилитация разреза ствола	2 500			2 500	ГНКАР
Реабилитация разреза головы		3 000		3 000	ГНКАР
Частный итог A3	4 000	3 000		7 000	
A4. Работы, связанные с причалом					
Реабилитация пирса №1	1 600			1 600	БМТМП
Реабилитация пирса №2		2 000		2 000	ГНКАР
Реабилитация пирса №3	1 200			1 200	БМТМП
Реабилитация пирса №5			2 300	2 300	ГНКАР
Реабилитация причала для портовых судов		800		800	ГНКАР
Частный итог A4	2 800	2 800	2 300	7 900	
A5. Защита побережья внутри портового бассейна		300		300	БМТМП
Итого А	7 270	7 790	2 890	17 950	
В Надстройки					
V1. Детальный план работ по надстройкам и тендера доков	250	700	750	1 700	ГНКАР
V2. Реконструкция дорог					
Дорога на верхнем участке волнореза	50	30	20	100	ГНКАР
Дороги в нижнем резервуарном парке на верхнем участке	10	20	20	50	ГНКАР
Дороги в верхнем резервуарном парке	30	30	30	90	ГНКАР
Доступная дорога к пирсу №3	40			40	БМТМП
Частный итог V2	130	80	70	280	
V3. Нижний резервуарный парк					
Блок №13а	30		1 000	1 030	ГНКАР
Блок №13б		1 500		1 500	ГНКАР
Блок №14	20		1 500	1 520	ГНКАР
Расширение блока 14		1 500		1 500	ГНКАР
Частный итог V3	50	3 000	2 500	5 550	
V4. Верхний резервуарный парк					
Блок №4	100	2 000		2 100	ГНКАР
Блок №6			2 000	2 000	ГНКАР
Блок №7	100	2 000		2 100	ГНКАР
Блок №8			2 000	2 000	ГНКАР
Блок №9			2 000	2 000	ГНКАР
Блок №11	100	2 000		2 100	ГНКАР
Block n°12			1 000	1 000	ГНКАР
Частный итог V4	300	6 000	7 000	13 300	
V5. Трубы и насосы					
Трубы и насосы на причальных участках	150	50	50	250	С TransCo
Трубы и насосы в нижнем резервуарном парке	500	500	500	1 500	С TransCo
Трубы и насосы в верхнем резервуарном парке	50	250	250	550	С TransCo
Частный итог V5	700	800	800	2 300	
V6. Реабилитация завода по переработке отработанных вод	300			300	ГНКАР
V7. Электросети	2 000	500	500	3 000	ГНКАР
Итого В	3 730	11 080	11 620	26 430	
С. Другое оборудование					
C1. Детальный план работ по надстройкам и тендера доков	110	70	5	185	ГНКАР
C2. Переоборудование зданий					
в нижнем участке	80	150		230	ГНКАР
в верхнем участке	100	180		280	ГНКАР
Частный итог C2	180	330		510	
C3. Котельный агрегат в верхнем резервуарном хранилище	220			220	ГНКАР
C4. Обеспечение оборудования по защите окр. Среды	200	150	100	450	С TransCo
C5. Обеспечение и установка оборудования по безопасности	1 000	500		1 500	С TransCo
Итого С	1 710	1 050	105	2 865	
Сумма А + В + С	12 710	19 920	14 615	47 245	
Итого по БМТМП		5.890 миллионов \$			
Итого по ГНКАР		37.105 миллионов \$			
Итого по Caspian TransCo		4.250 миллионов \$			

Справ. таблица : справочная ситуация (без инвестиций, транспортный поток сниженный до 4 Мт в год)

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках																						
Общий тоннаж	1000 т	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Количество заездов в порт	Единица	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667
Персонал		220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220

Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках			в 1000 \$																					
Эксплуатационные годовые доходы	Единица	Тариф	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Портовые пошлины на суда	\$/заезд в пор	1000	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667	667
Обработка нефти (->резервуар)	\$/Тонна	0,60	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400
Хранение нефти (резервуар->за предел	\$/Тонна	0,90	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
Дополнительный годовой доход	\$/Тонна		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Общие годовые доходы			6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	6667	

Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках			в 1000 \$																					
Эксплуатационные издержки	Основной тариф		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Зарплаты			422	433	444	455	466	476	486	495	505	515	526	537	548	560	571	582	593	605	616	627	627	627
Техобслуживание:																								
Старое оборудование	часть суммы		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура старого оборудования	5%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Надстройка нового оборудования	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление энергии	\$/Тонна	0,12	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Непредвиденные расходы	пересмотр	15%	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Финансовые издержки			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Новая амортизация	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие издержки			2902	2913	2924	2935	2946	2956	2966	2975	2985	2995	3006	3017	3028	3040	3051	3062	3073	3085	3096	3107	3107	3107
Валовая эксплуатационная прибыль			3764	3753	3742	3731	3720	3711	3701	3691	3682	3672	3661	3649	3638	3627	3616	3605	3593	3582	3571	3560	3560	3560

Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках наличности			в 1000 \$																					
Доходы			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Валовая эксплуатационная прибыль			3764	3753	3742	3731	3720	3711	3701	3691	3682	3672	3661	3649	3638	3627	3616	3605	3593	3582	3571	3560	3560	3560
Амортизация			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Гранты																								
Займы																								
Общие доходы			3764	3753	3742	3731	3720	3711	3701	3691	3682	3672	3661	3649	3638	3627	3616	3605	3593	3582	3571	3560	3560	3560
Результаты			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Налоги на прибыль	Валовая приф	34%	1280	1276	1272	1269	1265	1262	1258	1255	1252	1248	1245	1241	1237	1233	1229	1226	1222	1218	1214	1210	1210	1210
Погашение иностранного займа			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции																								
Общие результаты			1280	1276	1272	1269	1265	1262	1258	1255	1252	1248	1245	1241	1237	1233	1229	1226	1222	1218	1214	1210	1210	1210
Поток наличности			2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349	2349
Единый поток наличности			2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707	53056
Годовой поток наличности со скидкой	10%	1,10	2484	2252	2041	1850	1677	1521	1379	1250	1134	1028	931	844	765	693	628	570	516	468	424	384	349	317

Общий поток наличности со скидкой : 23506

Иностранные займы		в 1000 \$																					
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Заем	0																						
Погашение									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Процентная ставка	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица НН 1 : Высокий прогноз транспортного потока, без повышения тарифа, без займа

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Высокий прогноз																						
Общий тоннаж	1000 т	4000	4750	5500	6250	7000	8000	9000	10000	11000	12000	12500	13000	13500	14000	14500	15000	15500	16000	16500	17000	17000
Количество заездов в порт	единица	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833	2833
Персонал		220	230	240	251	261	272	284	295	307	319	320	321	321	322	323	324	325	326	327	328	328
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	Единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/заезд в порт	1000,00	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833
Обработка нефти (суда->резервуары)	\$/Тонна	0,60	2400	2850	3300	3750	4200	4800	5400	6000	6600	7200	7500	7800	8100	8400	8700	9000	9300	9600	9900	10200
Хранение нефти (резервуар->за предел	\$/Тонна	0,90	3600	4275	4950	5625	6300	7200	8100	9000	9900	10800	11250	11700	12150	12600	13050	13500	13950	14400	14850	15300
Дополнительный годовой доход	\$/Тонна	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие годовые доходы		6667	7917	9167	10417	11667	13333	15000	16667	18333	20000	20833	21667	22500	23333	24167	25000	25833	26667	27500	28333	28333
Эксплуатационные расходы	основной Тариф																					
Зарплаты		422	455	488	520	553	591	630	668	707	745	764	783	802	821	841	860	879	898	917	936	936
Техобслуживание:																						
Старое оборудование	часть суммы	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%																					
Надстройка нового оборудования	5,0%																					
Потребление энергии	0,120	480	570	660	750	840	960	1080	1200	1320	1440	1500	1560	1620	1680	1740	1800	1860	1920	1980	2040	2040
Непредвиденные расходы	Пересмотр 15%	1000	1188	1375	1563	1750	2000	2250	2500	2750	3000	3125	3250	3375	3500	3625	3750	3875	4000	4125	4250	4250
Финансовые расходы		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая																					
Новая амортизация	5%			635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Общие расходы		2902	3212	4464	4774	5084	6312	7540	7949	8357	9431	10299	10503	10707	10911	11116	11320	11524	11728	11932	12136	12136
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	4704	4703	5643	6583	7021	7460	8718	9976	10569	10534	11163	11793	12422	13051	13680	14310	14939	15568	16198	16198
Прогнозируемый поток наличности in 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	4704	4703	5643	6583	7021	7460	8718	9976	10569	10534	11163	11793	12422	13051	13680	14310	14939	15568	16198	16198
Амортизация	5%	0	0	635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Гранты																						
Заем																						
Общие доходы		3764	4704	5338	6278	7218	8154	9090	10348	11606	12564	12894	13523	14153	14782	15411	16040	16670	17299	17928	18558	18558
Результаты																						
Налоги на прибыль	Валовая приб 34%	1280	1599	1599	1918	2238	2387	2536	2964	3392	3594	3582	3795	4009	4223	4437	4651	4865	5079	5293	5507	5507
Погашение иностранного займа		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции-инфра		3650	3650		3900	3900			1450	1450												
Инвестиции-надстройка+оборудование		2700	2700		6050	6050			5850	5850												
Общие результаты		7630	7949	1599	1918	12188	12337	2536	2964	10692	10894	3582	3795	4009	4223	4437	4651	4865	5079	5293	5507	5507
Годовой поток наличности		-3866	-3245	3739	4359	-4971	-4184	6553	7384	914	1671	9312	9728	10143	10558	10974	11389	11804	12220	12635	13051	13051
Единый поток наличности		-3866	-7111	-3372	987	-3984	-8167	-1614	5770	6684	8355	17667	27395	37538	48096	59070	70459	82264	94484	107119	120169	133220
Годовой поток наличности со скидкой	10%	34183	-3866	-2950	3090	3275	-3395	-2598	3699	3789	426	709	3590	3410	3232	3058	2890	2726	2569	2418	2273	2134
Справочная ситуация																						
Справочный годовой поток наличности		2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349
Справочный единый поток наличности		2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707
Дифференцированный :																						
Дифференцированный годовой поток наличности		-6350	-5722	1269	1896	-7426	-6633	4111	4948	-1516	-753	6896	7319	7742	8165	8587	9010	9433	9856	10278	10701	10701
Годовой поток наличности со скидкой	10%	1,10	-6350	-5202	1049	1425	-5072	-4118	2320	2539	-707	-319	2659	2565	2467	2365	2261	2157	2053	1950	1849	1750
Общий поток наличности со скидкой	10%	10676																				
Иностраннные займы	в 1000 \$																					
Заем																						
Погашение																						
Остаток		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Процентная ставка	8,0%																					

Таблица НН 2 : высокий прогноз транспортного потока, повышенный тариф (+ USD 0.45 за тонну), без займа

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Высокая оценка																						
Общий тоннаж	1000 тонна	4000	4750	5500	6250	7000	8000	9000	10000	11000	12000	12500	13000	13500	14000	14500	15000	15500	16000	16500	17000	17000
Количество заездов в порт	единица	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833	2833
Персонал		220	230	240	251	261	272	284	295	307	319	320	321	321	322	323	324	325	326	327	328	328
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках																						
в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/единица заездов	1000,00	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833
Обработка нефти (суда->резервуары)	\$/Тонна	0,60	2400	2850	3300	3750	4200	4800	5400	6000	6600	7200	7500	7800	8100	8400	8700	9000	9300	9600	9900	10200
Хранение нефти(резервуар->за предел	\$/Тонн	0,90	3600	4275	4950	5625	6300	7200	8100	9000	9900	10800	11250	11700	12150	12600	13050	13500	13950	14400	14850	15300
Additional revenue	\$/Тонн	0,45	1800	2138	2475	2813	3150	3600	4050	4500	4950	5400	5625	5850	6075	6300	6525	6750	6975	7200	7425	7650
Общие годовые доходы		8467	10054	11642	13229	14817	16933	19050	21167	23283	25400	26458	27517	28575	29633	30692	31750	32808	33867	34925	35983	35983
Эксплуатационные расходы	Оптим. Rate																					
Зарплаты		422	455	488	520	553	591	630	668	707	745	764	783	802	821	841	860	879	898	917	936	936
Техобслуживание:																						
Старое оборудование	часть суммы	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%																					
Надстройка нового оборудования	5,0%																					
Потребление энергии	0,120	480	570	660	750	840	960	1080	1200	1320	1440	1500	1560	1620	1680	1740	1800	1860	1920	1980	2040	2040
Непредвиденные расходы	Пересмот. 15%	1270	1508	1746	1984	2223	2540	2858	3175	3493	3810	3969	4128	4286	4445	4604	4763	4921	5080	5239	5398	5398
Финансовые расходы		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая																					
Новая амортизация	5%			635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Общие расходы		3172	3533	4835	5196	5557	6852	8148	8624	9100	10241	11143	11381	11619	11856	12094	12332	12570	12808	13045	13283	13283
Валовая эксплуатационная прибыль		5294	6521	6806	8033	9260	10081	10902	12543	14183	15159	15315	16136	16956	17777	18597	19418	20239	21059	21880	22700	22700
Прогнозируемый поток наличности																						
в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		5294	6521	6806	8033	9260	10081	10902	12543	14183	15159	15315	16136	16956	17777	18597	19418	20239	21059	21880	22700	22700
Амортизация	5%	0	0	635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Гранты																						
Заем																						
Общие доходы		5294	6521	7441	8668	9895	11214	12532	14173	15813	17154	17675	18496	19316	20137	20957	21778	22599	23419	24240	25060	25060
Результаты																						
Налоги на прибыль	Валовая приф. 34%	1800	2217	2314	2731	3148	3428	3707	4265	4822	5154	5207	5486	5765	6044	6323	6602	6881	7160	7439	7718	7718
Погашение иностранного займа				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции-инфра		3650	3650		3900	3900			1450	1450												
Инвестиции-надстройка * оборудование		2700	2700		6050	6050			5850	5850												
Общие результаты		8150	8567	2314	2731	13098	13378	3707	4265	12122	12454	5207	5486	5765	6044	6323	6602	6881	7160	7439	7718	7718
Годовой поток наличности		-2856	-2046	5127	5937	-3203	-2164	8825	9908	3691	4700	12468	13010	13551	14093	14634	15176	15717	16259	16801	17342	17342
Единый поток наличности		-2856	-4902	225	6162	2959	795	9620	19529	23220	27920	40388	53397	66948	81041	95675	110851	126569	142828	159628	176971	194313
Годовой поток наличности со скидкой 10%	56901	-2856	-1860	4237	4460	-2188	-1344	4982	5085	1722	1993	4807	4560	4318	4082	3854	3633	3421	3217	3022	2836	2343
Справочная ситуация																						
Справка о годовом потоке наличности		2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349
Единая справка о годовом потоке наличности		2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707
Дифференцированный :																						
Годовой дифференцированный поток наличности		-5340	-4523	2657	3474	-5659	-4613	6363	7472	1261	2277	10052	10601	11150	11699	12248	12797	13346	13895	14444	14993	14993
Годовой поток наличности со скидкой 10%		-5340	-4112	2196	2610	-3865	-2864	3603	3834	588	966	3875	3716	3553	3389	3225	3063	2904	2749	2598	2451	2229
Общий поток наличности со скидкой 10%	33395																					
Процентная ставка на ПСК	25,4%																					
Иностранные займы	в 1000 \$																					
Заем																						
Погашение																						
Остаток		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Процентная ставка	8,0%																					

Таблица НН 3 : высокий прогноз транспортного потока, без повышения тарифа, без займа (USD 11.55 миллионов)

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Высокий прогноз																						
Общий тоннаж	1000 тонн	4000	4750	5500	6250	7000	8000	9000	10000	11000	12000	12500	13000	13500	14000	14500	15000	15500	16000	16500	17000	17000
Количество заездов в порт	Единица	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833	2833
Персонал		220	230	240	251	261	272	284	295	307	319	320	321	321	322	323	324	325	326	327	328	328
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках в 1000 \$																						
Эксплуатационные расходы	Единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/клад. Заездов 1000,00	667	792	917	1042	1167	1333	1500	1667	1833	2000	2083	2167	2250	2333	2417	2500	2583	2667	2750	2833	2833
Обработка нефти (суда->резервуары)	\$/Тонн 0,60	2400	2850	3300	3750	4200	4800	5400	6000	6600	7200	7500	7800	8100	8400	8700	9000	9300	9600	9900	10200	10200
Хранение нефти (резервуары->за пределом)	\$/Тонн 0,90	3600	4275	4950	5625	6300	7200	8100	9000	9900	10800	11250	11700	12150	12600	13050	13500	13950	14400	14850	15300	15300
Дополнительный годовой доход	\$/Тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие годовые доходы		6667	7917	9167	10417	11667	13333	15000	16667	18333	20000	20833	21667	22500	23333	24167	25000	25833	26667	27500	28333	28333
Эксплуатационные расходы	Оптим. Тариф																					
Зарплаты		422	455	488	520	553	591	630	668	707	745	764	783	802	821	841	860	879	898	917	936	936
Техобслуживание																						
Старое оборудование	часть суммы	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%				37	37	56	76	76	76	83	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Надстройка нового оборудования	5,0%				270	270	573	875	875	1168	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460
Потребление энергии	0,120	480	570	660	750	840	960	1080	1200	1320	1440	1500	1560	1620	1680	1740	1800	1860	1920	1980	2040	2040
Непредвиденные расходы	Пересмотр. 15%	1000	1188	1375	1563	1750	2000	2250	2500	3000	3125	3250	3375	3500	3625	3750	3875	4000	4125	4250	4250	4250
Финансовые издержки		0	320	612	612	612	924	924	863	802	740	648	556	463	371	278	186	94	62	31	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая																					
Новая амортизация	5%			635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Общие издержки		2902	3532	5076	5386	5696	7236	8464	8812	9159	10171	10947	11059	11171	11282	11394	11506	11617	11790	11963	12136	12136
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	4384	4091	5031	5971	6097	6536	7855	9174	9829	9886	10608	11329	12051	12773	13494	14216	14877	15537	16198	16198
Прогнозируемый поток наличности в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	4384	4091	5031	5971	6097	6536	7855	9174	9829	9886	10608	11329	12051	12773	13494	14216	14877	15537	16198	16198
Амортизация	5%	0	0	635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Гранты																						
Заем		4000	3650	0	0	3900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие доходы		7764	8034	4726	5666	10506	7230	8166	9485	10804	11824	12246	12968	13689	14411	15133	15854	16576	17237	17897	18558	18558
Результаты																						
Налоги на прибыль	ловая прибыль 34%	1280	1491	1391	1710	2030	2073	2222	2671	3119	3342	3361	3607	3852	4097	4343	4588	4834	5058	5283	5507	5507
Погашения иностранного займа				0	0	0	0	765	765	765	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	390	390	390	0	0
Инвестиция инфра		3650	3650		3900	3900			1450	1450												
Инвестиции-надстройка+оборудование		2700	2700		6050	6050			5850	5850												
Общие результаты		7630	7841	1391	1710	11980	12023	2987	3436	11184	11797	4516	4782	5007	5252	5498	5743	5224	5448	5673	5507	5507
Годовой поток наличности		134	194	3335	3955	-1474	-4793	5179	6049	-380	27	7730	8206	8682	9159	9635	10111	11353	11789	12225	13051	13051
Единый поток наличности		134	328	3663	7618	6144	1350	6529	12578	12198	12225	19955	28161	36843	46002	55637	65748	77101	88890	101114	114165	127215
Годовой поток наличности со скидкой 10%	36989	134	176	2756	2972	-1007	-2976	2923	3104	-177	11	2980	2876	2766	2653	2537	2421	2471	2332	2199	2134	1940
Справочная ситуация																						
Годовой поток наличности REF		2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349
Единый поток наличности ref		2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707
Дифференцированный:																						
Дифференцированный годовой поток наличности		-2350	-2284	865	1493	-3930	-7242	2736	3613	-2810	-2396	5314	5797	6281	6765	7249	7732	8981	9424	9868	10701	10701
Годовой поток наличности со скидкой 10%		-2350	-2076	715	1121	-2684	-4497	1544	1854	-1311	-1016	2049	2032	2001	1960	1909	1851	1955	1865	1775	1750	1591
Общий поток наличности со скидкой 10%	13482																					
Процентная ставка на ПСК	19,0%																					
Иностраный заем	в 1000 \$																					
Заем	11 550	4000	3650		3900																	
Погашение	11 550						765	765	765	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	390	390	390	0	0	
Остаток		4000	7650	7650	7650	11550	11550	10785	10020	9255	8100	6945	5790	4635	3480	2325	1170	780	390	0	0	0
Процентная ставка	8,0%		320	612	612	612	924	924	863	802	740	648	556	463	371	278	186	94	62	31	0	0

Таблица НН 5

DUBENDI OIL TERMINAL

PROJECTED PROFIT & LOSS STATEMENT AND CASH-FLOW

UNIT	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TRAFFIC FORECAST : HIGH HYPOTHESIS LESS 10%																						
Общий тоннаж	1000 t	4000	4575	5150	5725	6300	7200	8100	9000	10800	11250	11700	12150	12600	13050	13500	13950	14400	14850	15300	15300	15300
Количество заездов в порт	unit	571	654	736	818	900	1029	1157	1286	1414	1543	1607	1671	1736	1800	1864	1929	1993	2057	2121	2186	2186
Персонал		220	227	234	241	249	259	269	280	290	301	302	302	303	304	305	306	307	308	309	309	309
PROJECTED PROFIT AND LOSS STATEMENT																						
in 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	Unit tariff	571	654	736	818	900	1029	1157	1286	1414	1543	1607	1671	1736	1800	1864	1929	1993	2057	2121	2186	2186
Портовые пошлины на суда	\$/call 1000,00	571	654	736	818	900	1029	1157	1286	1414	1543	1607	1671	1736	1800	1864	1929	1993	2057	2121	2186	2186
Обработка нефти (суда-резервуары)	\$/Ton 0,60	2400	2745	3090	3435	3780	4320	4860	5400	5940	6480	6750	7020	7290	7560	7830	8100	8370	8640	8910	9180	9180
Хранение нефти (резервуар->за предел)	\$/Ton 0,90	3600	4118	4635	5153	5670	6480	7290	8100	8910	9720	10125	10530	10935	11340	11745	12150	12555	12960	13365	13770	13770
Дополнительный годовой доход	\$/Ton 0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие годовые доходы		6571	7516	8461	9405	10350	11829	13307	14786	16264	17743	18482	19221	19961	20700	21439	22179	22918	23657	24396	25136	25136
Общие годовые расходы	Base Rate	422	449	475	501	527	562	598	633	668	704	721	739	757	775	793	811	828	846	864	882	882
Зарплаты		422	449	475	501	527	562	598	633	668	704	721	739	757	775	793	811	828	846	864	882	882
Техобслуживание																						
Старое оборудование	lump sum	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%		37	37	37	37	56	76	76	76	83	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Надстройка нового оборудования	5,0%			270	270	270	573	875	875	1168	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460	1460
Потребление энергии	0,060	240	275	309	344	378	432	486	540	594	648	675	702	729	756	783	810	837	864	891	918	918
Непредвиденные расходы	Op Rev 15%	986	1127	1269	1411	1553	1774	1996	2218	2440	2661	2772	2883	2994	3105	3216	3327	3438	3549	3659	3770	3770
Финансовые расходы		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	obsolete																					
Новая амортизация	5%		635	635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Общие расходы		2648	2850	3994	4197	4399	5530	6660	6971	7282	8258	9079	9235	9390	9546	9702	9857	10013	10169	10325	10480	10480
Валовая эксплуатационная прибыль		3923	4666	4466	5209	5951	6299	6647	7814	8982	9485	9403	9987	10570	11154	11738	12321	12905	13488	14072	14655	14655
PROJECTED CASH-FLOW																						
in 1000 \$																						
Доходы		3923	4666	4466	5209	5951	6299	6647	7814	8982	9485	9403	9987	10570	11154	11738	12321	12905	13488	14072	14655	14655
Валовая эксплуатационная прибыль		3923	4666	4466	5209	5951	6299	6647	7814	8982	9485	9403	9987	10570	11154	11738	12321	12905	13488	14072	14655	14655
Амортизация	5%	0	0	635	635	635	1133	1630	1630	1630	1995	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360	2360
Гранты																						
Заем																						
Общие доходы		3923	4666	5101	5844	6586	7431	8277	9444	10612	11480	11763	12347	12930	13514	14098	14681	15265	15848	16432	17015	17015
Результаты																						
Налоги на прибыль	Gross prof 34%	1334	1586	1519	1771	2023	2142	2260	2657	3054	3225	3197	3396	3594	3792	3991	4189	4388	4586	4784	4983	4983
Количество заездов в порт				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции-инфра		3650	3650		3900	3900			1450	1450												
Надстройка нового оборудования		2700	2700		6050	6050			5850	5850												
Общие результаты		7684	7936	1519	1771	11973	12092	2260	2657	10354	10525	3197	3396	3594	3792	3991	4189	4388	4586	4784	4983	4983
Годовой поток наличности		-3761	-3271	3583	4073	-5387	-4660	6017	6787	258	955	8566	8951	9337	9722	10107	10492	10877	11262	11647	12033	12033
Единый поток наличности		-3761	-7031	-3449	624	-4763	-9423	-3407	3381	3639	4594	13160	22111	31448	41169	51276	61768	72645	83908	95555	107588	119620
Годовой поток наличности со скидкой 10%	29595	-3761	-2973	2961	3060	-3680	-2894	3396	3483	120	405	3303	3137	2975	2816	2661	2512	2367	2228	2095	1967	1789
Справочная ситуация																						
Справочный годовой поток наличности		2589	2582	2575	2568	2560	2554	2548	2541	2535	2528	2521	2514	2506	2499	2491	2484	2477	2469	2462	2454	2454
Справочный единый поток наличности		2589	5172	7746	10314	12874	15428	17976	20517	23052	25580	28101	30615	33121	35620	38111	40595	43072	45541	48003	50457	52911
Дифференцированный :																						
Дифференцированный годовой поток наличности		-6350	-5853	1008	1505	-7948	-7214	3469	4246	-2277	-1574	6045	6438	6830	7223	7615	8008	8401	8793	9186	9578	9578
Годовой поток наличности со скидкой 10%	1,10	-6350	-5321	833	1131	-5428	-4479	1958	2179	-1062	-667	2331	2256	2176	2092	2005	1917	1828	1740	1652	1566	1424
Общий поток наличности со скидкой 10%	5075	-3761	-2973	2961	3060	-3680	-2894	3396	3483	120	405	3303	3137	2975	2816	2661	2512	2367	2228	2095	1967	
Процентная ставка :	ПС 12,2%																					
Иностранные займы	IN 1000 \$																					
Заем																						
Погашение																						
Остаток		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Процентная ставка	8,0%																					

Таблица НН 6.1

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Высокий прогноз не менее чем 10% + 20% на инвестиц. затраты + заем																						
Общий тоннаж	1000 т	4000	4575	5150	5725	6300	7200	8100	9000	9900	10800	11250	11700	12150	12600	13050	13500	13950	14400	14850	15300	15300
Количество заездов в порт	единица	571	654	736	818	900	1029	1157	1286	1414	1543	1607	1671	1736	1800	1864	1929	1993	2057	2121	2186	2186
Персонал		220	227	234	241	249	259	269	280	290	301	302	302	303	304	305	306	307	308	309	309	309
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках																						
в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$заезд	1000,00	571	654	736	818	900	1029	1157	1286	1414	1543	1607	1671	1736	1800	1864	1929	1993	2057	2121	2186
Обработка нефти (судь->резервуары)	\$тонна	0,60	2400	2745	3090	3435	3780	4320	4860	5400	5940	6480	6750	7020	7290	7560	7830	8100	8370	8640	8910	9180
Хранение нефти (резервуар->за предел	\$/Тонна	0,90	3600	4118	4635	5153	5670	6480	7290	8100	8910	9720	10125	10530	10935	11340	11745	12150	12555	12960	13365	13770
Дополнительный годовой доход	\$/Тонна	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие годовые доходы		6571	7516	8461	9405	10350	11629	13307	14786	16264	17743	18482	19221	19961	20700	21439	22179	22918	23657	24396	25136	25136
Эксплуатационные расходы	Оптим тариф																					
Зарплаты		422	449	475	501	527	562	598	633	668	704	721	739	757	775	793	811	828	846	864	882	882
Техобслуживание																						
Старое оборудование	часть суммы	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%																					
Надстройка нового оборудования	5,0%																					
Потребление энергии	0,06%	240	275	309	344	378	432	466	540	594	648	675	702	729	756	783	810	837	864	891	918	918
Непредвиденные расходы	Пересмотр	986	1127	1269	1411	1553	1774	1996	2218	2440	2661	2772	2883	2994	3105	3216	3327	3438	3549	3659	3770	3770
Финансовые расходы		0	404	788	788	788	860	1404	1325	1246	1167	1081	937	792	648	504	359	255	190	124	58	0
Бывшая амортизация	устаревший																					
Новая амортизация	5%																					
Общие расходы		2648	3254	4971	5173	5375	6720	8537	8769	9002	10032	10899	10910	10922	10933	10944	10956	11007	11098	11188	11278	11219
Валовая эксплуатационная прибыль		3923	4262	3490	4232	4975	5108	4770	6016	7263	7711	7583	8311	9039	9767	10495	11223	11910	12560	13209	13858	13916
прогнозируемый поток наличности																						
в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		3923	4262	3490	4232	4975	5108	4770	6016	7263	7711	7583	8311	9039	9767	10495	11223	11910	12560	13209	13858	13916
Амортизация	5%	0	0	762	762	762	1340	1917	1917	1917	2355	2793	2793	2793	2793	2793	2793	2793	2793	2793	2793	2793
Гранты																						
Заем		5050	4800	0	0	900	7300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие доходы		8973	9062	4252	4994	6637	13748	6687	7933	9180	10066	10376	11104	11832	12560	13288	14016	14703	15353	16002	16651	16709
Результаты																						
Налоги на прибыль	Валов приб 34%	1334	1449	1187	1439	1691	1737	1622	2046	2469	2622	2578	2826	3073	3321	3568	3816	4050	4270	4491	4712	4732
Погашение иностранного займа				0	0	0	505	985	985	985	1075	1805	1805	1805	1805	1805	1300	820	820	820	730	0
Инвестиции-инфра		4380	4380			4290	4290			1740	1740											
Инвестиции-надстройка+ оборудование		3240	3240			7260	7260			7020	7020											
Общие результаты		8954	9069	1187	1439	13241	13792	2607	3031	12214	12457	4383	4631	4878	5126	5373	5116	4870	5090	5311	5442	4732
Годовой поток наличности		19	-7	3065	3555	-6605	-44	4080	4903	-3035	-2391	5993	6473	8954	7434	7915	8900	9834	10262	10691	11209	11978
Единый поток наличности		19	12	3077	6633	28	-16	4064	8967	5932	3542	9534	16008	22961	30396	38310	47210	57044	67307	77997	89207	101184
Годовой поток наличности со скидкой	10%	27557	19	-7	2533	2671	-4511	-27	2303	2516	-1416	-1014	2310	2269	2216	2153	2084	2131	2140	2030	1923	1833
Справочная ситуация																						
Справочный годовой поток наличности		2589	2582	2575	2568	2560	2554	2548	2541	2535	2528	2521	2514	2506	2499	2491	2484	2477	2469	2462	2454	2454
Справочный единый поток наличности		2589	5172	7746	10314	12874	15428	17976	20517	23052	25580	28101	30615	33121	35620	38111	40595	43072	45541	48003	50457	52911
Дифференцированный :																						
Дифференцированный годовой поток наличности		-2570	-2589	491	988	-9165	-2598	1533	2362	-5569	-4919	3472	3960	4448	4935	5423	6416	7357	7793	8229	8755	9523
Годовой поток наличности со скидкой	10%	1,10	-2570	-2354	405	742	-6260	-1613	865	1212	-2598	-2086	1339	1368	1417	1430	1428	1536	1601	1542	1480	1416
Общий поток наличности со скидкой	10%	3037																				
Иностранные займы	в 1000 \$																					
Заем		5050	4800		900	7300																
Погашение		18 050				505	985	985	985	1075	1805	1805	1805	1805	1805	1300	820	820	820	730	0	
Остаток		5050	9850	9850	9850	10750	17545	16560	15575	14590	13515	11710	9905	8100	6295	4490	3190	2370	1550	730	0	0
Процентная ставка	8,0%		404	788	788	788	860	1404	1325	1246	1167	1081	937	792	648	504	359	255	190	124	58	0

Таблица LH 1 : низкий прогноз транспортного потока, никаких повышений в тарифах, без займа

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Низкий прогноз																						
Общий тоннаж	1000 тонн	4000	4000	4000	4000	4400	4800	5200	5600	6000	6200	6400	6600	6800	7000	7200	7400	7600	7800	8000	8000	8000
Количество заездов в порт	Единица	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333	1333
Персонал		220	217	214	212	209	213	217	221	225	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках																						
в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	Единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/кол. заездов	1000.00	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333
Обработка нефти (суда->резервуары)	\$/тонн	0.60	2400	2400	2400	2400	2640	2880	3120	3360	3600	3720	3840	3960	4080	4200	4320	4440	4560	4680	4800	4800
Хранение нефти (Резервуар->за предел	\$/Тонн	0.90	3600	3600	3600	3600	3960	4320	4680	5040	5400	5580	5760	5940	6120	6300	6480	6660	6840	7020	7200	7200
Дополнительный годовой доход	\$/Тонн		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие годовые доходы			6667	6667	6667	6667	7333	8000	8667	9333	10000	10333	10667	11000	11333	11667	12000	12333	12667	13000	13333	13333
Эксплуатационные издержки	Оптим. Тариф																					
Зарплаты			422	428	433	438	443	462	480	499	518	537	548	560	571	583	594	606	617	628	640	651
Техобслуживание																						
Старое оборудование	часть суммы		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%					18	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Надстройка нового оборудования	5,0%					135	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Потребление энергии	0,120		480	480	480	480	528	576	624	672	720	744	768	792	816	840	864	888	912	936	960	960
Непредвиденные расходы	Пересмотр. 15%		1000	1000	1000	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2000
Финансовые расходы			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая																					
Новая амортизация	5%			0	0	318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Общие издержки			2902	2908	2913	2918	3394	4031	4198	4365	4531	4698	4784	4869	4955	5040	5126	5211	5297	5382	5467	5553
Валовая эксплуатационная прибыль			3764	3759	3754	3749	3273	3302	3802	4302	4802	5302	5550	5798	6045	6293	6541	6789	7037	7285	7533	7780
Прогнозируемый поток наличности																						
в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль			3764	3759	3754	3749	3273	3302	3802	4302	4802	5302	5550	5798	6045	6293	6541	6789	7037	7285	7533	7780
Амортизация	5%		0	0	0	318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	
Гранты																						
Займы			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие доходы			3764	3759	3754	3749	3590	3937	4437	4937	5437	5937	6185	6433	6680	6928	7176	7424	7672	7920	8168	8415
Результаты																						
Налоги на прибыль	Валовая приб. 34%		1280	1278	1276	1275	1113	1123	1293	1463	1633	1803	1887	1971	2055	2140	2224	2308	2393	2477	2561	2645
Погашение иностранного займа					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции-инфра					3650	3650																
Инвестиции-надстройка*оборудование					2700	2700																
Общие результаты			1280	1278	1276	7625	7463	1123	1293	1463	1633	1803	1887	1971	2055	2140	2224	2308	2393	2477	2561	2645
Годовой поток наличности			2484	2481	2478	-3876	-3872	2814	3144	3474	3804	4134	4298	4461	4625	4789	4952	5116	5279	5443	5606	5770
Единый поток наличности			2484	4965	7443	3567	-305	2509	5654	9128	12932	17067	21365	25826	30451	35240	40192	45307	50587	56030	61636	67406
Годовой поток наличности со скидкой	10%	24489	2484	2255	2048	-2912	-2645	1748	1775	1783	1775	1753	1657	1564	1474	1387	1304	1225	1149	1077	1008	943
Справочная ситуация																						
Годовой поток наличности REF			2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349
Единый поток наличности ref			2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358
Дифференцированный :																						
Дифференцированный поток наличности			0	4	8	-6338	-6328	365	702	1038	1375	1711	1882	2053	2224	2395	2566	2737	2908	3079	3250	3421
Годовой поток наличности со скидкой	10%		0	4	6	-4762	-4322	227	396	533	641	726	726	720	709	694	676	655	633	609	584	559
Общий поток наличности со скидкой	10%	983																				
Иностранные займы																						
в 1000 \$																						
Заем																						
Погашение								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Остаток			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Процентная ставка	8,0%							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Таблица LН 2 : прогноз низкого транспор. потока, незначит. Увелич.....е транспорт. потока (+ 0.03\$ за тонну), без займа

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках и потока наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспорт. потока : Низкий прогноз																						
Общий тоннаж	1000 t	4000	4000	4000	4000	4400	4800	5200	5600	6000	6200	6400	6600	6800	7000	7200	7400	7600	7800	8000	8000	8000
Количество заездов в порт	Единица	667	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333
Персонал		220	217	214	212	209	213	217	225	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	Единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/заезд 1000,00	667	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333
Обработка нефти (судно->резервуар)	\$/Тонн 0,60	2400	2400	2400	2400	2400	2640	2880	3120	3360	3600	3720	3840	3960	4080	4200	4320	4440	4560	4680	4800	4800
Хранение нефти (резервуар-за пределом)	\$/Тонн 0,90	3600	3600	3600	3600	3600	3960	4320	4680	5040	5400	5580	5760	5940	6120	6300	6480	6660	6840	7020	7200	7200
Дополнительный годовой доход	\$/Тонн 0,03	120	120	120	120	120	132	144	156	168	180	186	192	198	204	210	216	222	228	234	240	240
Общий годовой доход		6787	6787	6787	6787	6787	7465	8144	8823	9501	10180	10519	10859	11198	11537	11877	12216	12555	12895	13234	13573	13573
Эксплуатационные расходы	оптим. Тариф																					
Зарплаты		422	428	433	438	443	462	480	499	518	537	548	560	571	583	594	606	617	628	640	651	651
Техобслуживание:																						
Старое оборудование	lump sum	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктура нового оборудования	0,50%	0	0	0	0	18	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Надстройка нового оборудования	5,0%	0	0	0	135	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Потребление энергии	0,120	480	480	480	480	528	576	624	672	720	744	768	792	816	840	864	888	912	936	960	960	960
Непредвиденные расходы	Пересмотр 15%	1018	1018	1018	1018	1120	1222	1323	1425	1527	1578	1629	1680	1731	1782	1832	1883	1934	1985	2036	2036	2036
Финансовые расходы		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревший																					
Новая амортизация	5%				318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Общие издержки		2920	2926	2931	2936	3412	4051	4220	4388	4557	4725	4811	4898	4984	5071	5157	5243	5330	5416	5503	5589	5589
Валовая эксплуатационная прибыль		3866	3861	3856	3851	3375	3414	3924	4435	4945	5455	5708	5961	6214	6467	6720	6973	7226	7478	7731	7984	7984
Прогнозируемый поток наличности в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		3866	3861	3856	3851	3375	3414	3924	4435	4945	5455	5708	5961	6214	6467	6720	6973	7226	7478	7731	7984	7984
Амортизация	5%	0	0	0	0	318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Гранты																						
Заем		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общий доход		3866	3861	3856	3851	3692	4049	4559	5070	5580	6090	6343	6596	6849	7102	7355	7608	7861	8113	8366	8619	8619
Результаты																						
Налоги на прибыль	Валов.приб. 34%	1315	1313	1311	1309	1147	1161	1334	1508	1681	1855	1941	2027	2113	2199	2285	2371	2457	2543	2629	2715	2715
Погашение иностранного займа				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции-инфра				3650	3650																	
Инвестиции-надстройка+оборудование				2700	2700																	
Общие результаты		1315	1313	1311	7659	7497	1161	1334	1508	1681	1855	1941	2027	2113	2199	2285	2371	2457	2543	2629	2715	2715
Годовой поток наличности		2552	2548	2545	-3808	-3805	2888	3225	3562	3899	4235	4402	4569	4736	4903	5070	5237	5404	5571	5738	5905	5905
Единый поток наличности		2552	5100	7645	3837	31	2920	6145	9707	13606	17841	22243	26812	31548	36451	41521	46758	52162	57733	63471	69375	75280
Годовой поток наличности со скидкой	10%	25336	2552	2317	2103	-2861	-2599	1794	1821	1828	1819	1796	1697	1601	1509	1420	1335	1254	1176	1102	1032	965
Справочная ситуация																						
Годовой поток наличности		2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349
Единый поток наличности		2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707
Дифференцированный :																						
Дифференцированный поток наличности		67	71	75	-6271	-6260	439	783	1126	1469	1812	1986	2161	2335	2509	2684	2858	3032	3207	3381	3555	3555
Годовой поток наличности со скидкой	10%	67	65	62	-4712	-4276	273	442	578	685	768	766	757	744	727	707	684	660	634	608	581	528
Общий поток наличности со скидкой:	10%	1830																				
Оплата иностранного займа в 1000 \$																						
Заем																						
Погашение							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Процентная ставка	8,0%						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица LH3 : прогноз низкого трансп. потока, никакого роста тарифа, заем (USD 0.4 million)

Нефтяной терминал Дубенди Прогнозируемый отчет прибыли и убытков и поток наличности

Единица	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогноз транспортного потока : Низкий прогноз																						
Общий тоннаж	1000 тонн	4000	4000	4000	4000	4400	4800	5200	5600	6000	6200	6400	6600	6800	7000	7200	7400	7600	7800	8000	8000	8000
Количество заездов в порт	единица	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333	1333
Персонал		220	217	214	212	209	213	217	221	225	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Прогнозируемый отчет о прибыли и убытках в 1000 \$																						
Эксплуатационные годовые доходы	Единица тариф																					
Портовые пошлины на суда	\$/заезд 1000,00	667	667	667	667	667	733	800	867	933	1000	1033	1067	1100	1133	1167	1200	1233	1267	1300	1333	1333
Обработка нефти (судно->резервуар)	\$/тонна 0,60	2400	2400	2400	2400	2400	2640	2880	3120	3360	3600	3720	3840	3960	4080	4200	4320	4440	4560	4680	4800	4800
Хранение нефти (резервуар->наружная)	\$/тонна 0,90	3600	3600	3600	3600	3600	3960	4320	4680	5040	5400	5580	5760	5940	6120	6300	6480	6660	6840	7020	7200	7200
Дополнительный годовой доход	\$/тонна 0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общий годовой доход		6667	6667	6667	6667	7333	8000	8667	9333	10000	10333	10667	11000	11333	11667	12000	12333	12667	13000	13333	13333	13333
Эксплуатационные расходы	Оптим. Тариф																					
Зарплаты		422	428	433	438	443	462	480	499	518	537	548	560	571	583	594	606	617	628	640	651	651
Техобслуживание:																						
Старое оборудование	часть суммы	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Инфраструктуры нового оборудования	0,50%	0	0	0	18	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Надстройки	5,0%	0	0	135	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Потребление энергии	0,120	480	480	480	480	528	576	624	672	720	744	768	792	816	840	864	888	912	936	960	960	960
Непредвиденные расходы	Пересмотр. 15%	1000	1000	1000	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2000	2000
Финансовая оплата		0	0	0	0	32	32	32	32	32	29	26	22	19	16	13	10	6	3	0	0	0
Бывшая амортизация	устаревшая																					
Новая амортизация	5%	0	0	318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Общие издержки		2902	2908	2913	2918	3394	4063	4230	4397	4563	4730	4812	4895	4977	5059	5142	5224	5306	5388	5471	5553	5553
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	3759	3754	3749	3273	3270	3770	4270	4770	5270	5521	5772	6023	6274	6525	6776	7027	7278	7529	7780	7780
Прогнозируемый поток наличности в 1000 \$																						
Доходы																						
Валовая эксплуатационная прибыль		3764	3759	3754	3749	3273	3270	3770	4270	4770	5270	5521	5772	6023	6274	6525	6776	7027	7278	7529	7780	7780
Амортизация	5%	0	0	0	318	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Гранты																						
Заем		0	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая прибыль		3764	3759	3754	3749	3990	3905	4405	4905	5405	5905	6156	6407	6658	6909	7160	7411	7662	7913	8164	8415	8415
Результаты																						
Налоги на прибыль	аловая прибыль 34%	1280	1278	1276	1275	1113	1112	1282	1452	1622	1832	1917	2002	2088	2173	2259	2344	2429	2515	2600	2645	2645
Погашение иностранного займа		0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	0	0
Инфр-инвестиция					3650	3650																
Инвестиции-надстройки+оборудование					2700	2700																
Общие результаты		1280	1278	1276	7625	7463	1112	1282	1452	1622	1832	1917	2002	2088	2173	2259	2344	2429	2515	2600	2645	2645
Годовой поток наличности		2484	2481	2478	-3876	-3472	2793	3123	3453	3783	4073	4239	4405	4570	4736	4902	5067	5233	5399	5564	5770	5770
Общий поток наличности		2484	4965	7443	3567	95	2888	6011	9465	13248	17321	21560	25964	30535	35271	40172	45239	50472	55871	61435	67205	72976
Годовой поток наличности со скидкой	10%	24564	2484	2255	2048	-2912	-2372	1734	1763	1772	1765	1727	1634	1544	1456	1372	1291	1213	1139	1068	1001	943
Справочная ситуация																						
Годовой поток наличности		2484	2477	2470	2463	2455	2449	2443	2436	2430	2423	2416	2409	2401	2394	2386	2379	2372	2364	2357	2349	2349
Общий поток наличности		2484	4962	7431	9894	12349	14798	17241	19677	22107	24531	26947	29355	31756	34150	36537	38916	41287	43651	46008	48358	50707
Дифференцированный:																						
Дифференцированный годовой поток наличности		0	4	8	-6338	-5928	344	681	1017	1353	1650	1823	1996	2169	2342	2515	2688	2861	3034	3208	3421	3421
Поток наличности со скидкой	10%	0	4	6	-4762	-4049	214	384	522	631	700	703	700	691	678	662	644	623	600	577	559	508
Общий поток наличности со скидкой	10%	1058																				
Иностранные займы в 1000 \$																						
Заем		400				400																
Погашение		400																				
Остаток		0	0	0	0	400	400	400	400	360	320	280	240	200	160	120	80	40	0	0	0	0
Процентная ставка	8,0%	0	0	0	0	32	32	32	32	32	29	26	22	19	16	13	10	6	3	0	0	0

Приложение 4

Карты и Рисунки

- Карта ТРАСЕКА
- Глобальная "нефтяная карта"
- Схема порта и канала Дубенди
- Оборудование терминала Дубенди как на суше, так и на море
- Пирсы №1 & №2 – Схема транспортировки нефти
- Пирс №3 – Схема транспортировки нефти
- Существующая система энергоснабжения
- Основная система энергоснабжения
- Диаграмма труб и энергоснабжения
- Диаграмма краткосрочного потока
- Диаграмма среднесрочного потока
- Диаграмма долгосрочного потока
- Голова волнореза
- Ствол и корень волнореза
- Поперечный разрез пирса
- Продольный разрез пирса
- Причал для судов