



Корридор Трасека

Транспортные Потоки и Технико-Экономические
Обоснования - TNREG 9803

Модуль E :

Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов на
Каспийском море

Начальный Отчет

Июнь 2000

ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ ОТЧЕТА

Название Проекта	: Корridor Трасека – Транспортные Потoki и Технико-Экономические Обоснования		
Название Модуля E	: Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов на Каспии		
Номер Проекта	: TNREG 9803		
Страны Модуля E	: Азербайджан, Казахстан и Туркменистан		
	Местные Операторы	Консультанты ЕК	
Азербайджан	Г-н Икрам Садыхов	Всеom	Société Française
d'Ingénierie	Начальник Транспортн.Отдела Министерство Экономики Баку	Place des Frères Montgolfier 78286 Guyancourt Cedex, France	
Казахстан	Г-н Талгат Абиьгазин Генер. Директор Торговый Морской Порт Актау Г-н Ф.Деляпорт и г-н А. Мерьен Актау	Бакинский офис: ул.Султанова 9 кв.67 Тел: +994 12 98 05 83	
Туркменистан	Г-н Бегмурад Курбанмурадов Генер. Директор Морской Порт Туркменбаши Туркменбаши	Руководство порта Марсель (Под-консультант Всеom) Г-н Ж-М. Боконьяно	

Дата отчета : 30 июня 2000

Отчетный период : Начальный Отчет

Авторы отчета: Жан-Мишель Боконьяно и Андре Мерьен

Мониторинговая группа ЕК	[имя]	[подпись]	[дата]
Делегация ЕК	[имя]	[подпись]	[дата]
ТАСИС [менеджер по задан.]	[имя]	[подпись]	[дата]

Содержание

1. Сводка проекта по Модулю Е.....	4
2. Анализ Модуля Е к концу июня 2000.....	6
2.1 Введение.....	6
2.2 Мобилизация персонала.....	6
2.3 Достигнутый прогресс.....	7
2.3.1 Оценка нефтяных запасов.....	7
2.3.2 Оценка региональной добычи, потребления и экспорта нефти.....	7
2.3.3 Оценка существующих систем транспортировки нефти.....	8
2.3.4 Прогнозы добычи и экспорта нефти.....	9
2.3.5 Инвентаризация и диагноз нефтяных терминалов Дубенди и Актау.....	10
3. Планирование Модуля Е.....	10
3.1 Связь с другими модулями.....	10
3.2 Связь с другими исследованиями.....	11
3.3 Заявленный план работы после начальной фазы.....	11
3.4 Риски.....	12

Приложение 1: Прогнозы нефтяных потоков на территории Каспийского моря (будут дополнены после начальной фазы)

Приложение 2: Схема потоков сырой нефти на территории Баку

Приложение 3: Мульти-модальные маршруты и объемы транспортировки нефти

Приложение 4: Средства терминала Дубенди: инвентаризация и оценка

Приложение 5: Карты и Фотографии

Приложение 6: Сырые данные и информация, выданные Торговым Морским Портом Актау

Приложение 7: Аббревиатуры и Акронимы, ссылки список персонала

1. Сводка проекта для Модуля Е

Название Проекта	: Корридор Трасека – Транспортные Потоки и Техничко-Экономические Обоснования
Название Модуля Е	: Транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов на Каспии
Номер Проекта	: TNREG 9803
Страны Модуля Е	: Азербайджан, Казахстан и Туркменистан

Цели Модуля Е

Конечная цель Модуля Е – гарантировать адекватную и безопасную транспортировку сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море, чтобы позволить странам, имеющим границу на Каспийском море, полностью эксплуатировать и экспортировать свои природные ресурсы, не создавая угрозу экологии моря.

Специальные цели Модуля Е следующие:

- Прогнозировать потоки сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море.
- Оценить состояние существующей инфраструктуры транспортировки нефти.
- Оценить инвестиционную стоимость реабилитации нефтяного терминала Дубенди, близ Баку.
- Подготовить реабилитацию причала №3 терминала Дубенди.

Запланированные результаты работы Модуля Е

- Оценка запасов нефти на территории Каспийского моря (ряд прогнозов для основных месторождений).
- Прогнозы транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов на Каспийском море.
- Оценка инфраструктуры (средства хранения, танкерный флот, оборудование для заполнения и опустошения судов и цистерн).
- Техническое и финансовое ТЭО (Техничко-Экономическое Обоснование) для реабилитации нефтяного терминала Дубенди.
- Инженерный проект и тендерная документация для реабилитации дубендинского причала №3.
- Ряд ходатайств для привлечения инвестиций в реабилитацию дубендинского причала №3.

Деятельность по Модулю Е

1. Прогнозы движения

- Инвентаризация нефтяных месторождений, нефтяных терминалов, очистительных и нефтехимических заводов.
- Инвентаризация наземной сети транспортировки нефти (трубопроводы, железная дорога и автодорога).

- Инвентаризация вовлеченных структур (Министерства Транспорта, Министерства Энергетики) заинтересованных сторон (многонациональные нефтяные компании, торговцы, операторы перегрузок нефти и т.д.).
- Инвентаризация пунктов назначения сырой нефти и нефтепродуктов.
- Разработка прогнозов потоков движения.

2. Оценка инфраструктуры

- Обзор относящейся к делу документации и данных, связанных с региональной нефтяной инфраструктурой, включая флот кораблей.
- Совершение визитов на места для проведения интервью с операторами и завершения инвентаризации (технические, организационные, операционные и коммерческие характеристики).
- Экологические оценки.

3. ТЭО для реабилитации нефтяного терминала Дубенди

- Техническое обоснование реабилитации инфраструктуры: канал, бассейн поворота, волнорез и пирсы.
- Техническое обоснование реабилитации надстройки: погрузочное/разгрузочное оборудование, насосы, трубы и цистерны.
- Экологическая оценка.
- Кратко-, средне- и долгосрочные планы и сметы.
- Вычисление финансовых прибылей.
- Заключение.

4. Инженерные исследования и тендерная документация для причала №3 Дубенди

- Технический проект реабилитации причала №3.
- Детальная смета.
- Подготовка административных контрактных документов.
- Разработка инструкций для участников тендера.

5. Ходатайства для инвестиций в реабилитацию дубендинского причала №3

- Подбор подходящих данных для представления потенциальным инвесторам.
- Разработка пакета данных.
- Содействие бенефициарам в продвижении проекта.

6. Дополнительная деятельность в рамках реабилитации причала №3 Дубенди

- Содействие Азербайджанскому правительству в запуске тендера .
- Содействие Азербайджанскому правительству для дачи ответов на запросы участников тендера.
- Содействие Азербайджанскому правительству для оценки тендерных предложений.
- Содействие Азербайджанскому правительству для проведения переговоров по окончательному контракту.

Дата начала проекта

Подпись под основным контрактом
Начала действий по модулю E

30 августа 1999
15 марта 2000

Длительность проекта 11 месяцев до выхода тендерных документов, затем еще 5 месяцев для продолжения работ и оказания содействия.

2. Анализ Модуля Е к концу июня 2000

2.1 Введение

Контракт на услуги по Проекту «Транспортные потоки и технико-экономические обоснования» (TNREG 9803) был подписан Tasis и Всеом 30 августа 1999. Весь проект состоит из следующих пяти модулей:

- Модуль А База данных и прогнозы транспортных потоков
- Модуль В Новые услуги по перевозкам на Каспийском море
- Модуль С Реабилитация Паромного Терминала Актау
- Модуль D Навигационный канал порта Туркменбаши
- Модуль Е Транспортировка сырой нефти на Каспийском море

Модуль А – основной проектный модуль. Он был запущен в ноябре 1999. Начальный отчет был опубликован в январе 2000, а первый отчет о продвижении проекта – в июне 2000.

Деятельность по Модулю В началась в апреле 2000. Специальный начальный отчет был опубликован в июне 2000.

Модуль С начался в сентябре 1999 и был завершен в мае 2000. Он подготовил ТЭО и тендерное досье, позволяющие начать реабилитационную работу в паромном терминале Актау.

Модуль D начнется в августе 2000.

И наконец Модуль Е начался в конце марта 2000. По графику он будет продолжаться до конца контрактного периода, т.е. до августа 2001.

2.2 Мобилизация персонала

Всеом

Господин Андре Мерьен является тим-лидером для данного модуля, г-н Поль Пезан помогает в проведении некоторых исследований в Центральной Азии, а г-н Роберт Гоулд является экологическим экспертом (г-н Гоулд начнет свою деятельность в августе).

Руководство порта Марсель

Руководство порта Марсель является основным суб-подрядчиком Всеом для данного модуля. Оно предоставляет следующих ключевых экспертов:

- Г-н Жан-Мишель Боконьяно, портовый инженер.
- Г-н Патрик Дюрель, портовый экономист.
- Г-н Кристиан Монтфорт, эксперт по движению нефти.
- Г-н Марсель Имель, эксперт по нефтяной надстройке.

- Г-н Мишель Пероне, эксперт по переработке нефти.

Каспморниипроект и Азгипронефтехим

В данный момент Всеот ведет переговоры по суб-подрядному соглашению с этими азербайджанскими институтами, чтобы оказать помощь в выполнении всех заданий, связанных со структурой Дубенди. Контактными лицами являются г-жа.Тамилла Багирова, директор Каспморниипроекта, г-н Фазиль Гахраманов, главный инженер Каспморниипроекта и г-н Валерий Александров, главный инженер Азгипронефтехима.

2.3 Достигнутый прогресс

До сих пор консультант произвел следующие части своего исследования:

- Оценка запасов нефти.
- Оценка региональной добычи, потребления и экспорта нефти.
- Оценка существующих систем транспортировки нефти.
- Прогнозы добычи и экспорта нефти
- Инвентаризация и диагноз нефтяных терминалов Дубенди и Актау.

Следующие главы подытоживают информацию, которая была собрана в ходе начальной фазы. Детали даются в приложениях.

2.3.1 Оценка запасов нефти

Известные запасы нефти во всем регионе Каспийского моря в данный момент оцениваются в 5 млрд тонн и, согласно результатам ведущихся исследований, эта цифра может достичь 30 млрд тонн в ближайшем будущем. Текущая цифра 5 млрд тонн распределена следующим образом:

- Казахстан : 2.8 млрд (на суше)
- Туркменистан: 1.1 млрд (на суше)
- Азербайджан: 1.1 млрд (гл.обр.на море)

2.3.2 Оценка региональной добычи, потребления и экспорта нефти

В 1999 году региональная добыча нефти была:

- Казахстан: 30 млн тонн (из которых 17 млн тонн были экспортированы).
- Туркменистан: 7 млн тонн (из которых 4 млн тонн были экспортированы).
- Азербайджан: 14 млн тонн (из которых 8 млн тонн были экспортированы).

Казахская добыча сконцентрирована в западной части страны. Наибольшая доля транспортируется двумя трубопроводными системами в Россию, одна из них идет на север (Самара), другая – на запад (Астрахань и Новороссийск). Другая часть транспортируется в Актау, оттуда переправляется в Дубенди для дальнейшей переправки на Черное море. Казахстан также очищает часть своей нефти для собственного потребления (13 млн тонн в 1999).

Эксплуатируемые туркменские месторождения расположены близ Каспийского моря. Государство само очищает большую часть добытой нефти (5 млн тонн в 1999) для национального потребления. Оставшиеся 2 млн тонн переправлены в Дубенди и в Иран.

Большая часть азербайджанской нефти добывается на море, близ Баку. В 1999 году из 14 млн тонн нефти 8 млн тонн были очищены в Баку. Оставшиеся 6 млн тонн были экспортированы через черноморские порты: Супса и Батуми, Грузия, и Новороссийск, Россия.

2.3.3 Оценка существующих систем транспортировки нефти

В советское время региональные системы транспортировки нефти были спроектированы таким образом, чтобы обеспечивать очистительные заводы СССР. Такие системы не отвечают требованиям новых независимых государств, ищущих пути экспорта нефти на мировые рынки.

В Казахстане крупнейшим существующим экспортным нефтепроводом является трубопровод Атырау – Самара, ведущий в Россию (квота 7.5 млн тонн в год для Казахстана). Система трубопроводов, идущая в сторону Черного моря, обладает на данный момент весьма слабой мощностью, но, когда через два года трубопровод КТК из Тенгиза в Новороссийск начнет работать, мощность в сторону запада подскочит до 40 млн тонн в год. Часть тенгизской добычи транспортируется ж-д вагонами в порт Актау, который также принимает нефть, добытую в близлежащих месторождениях. Из Актау сырая нефть переправляется в Дубенди на борту танкеров для дальнейшей отправки к Черному морю.

В Туркменистане нет экспортного трубопровода. Экспортная нефть переправляется из портов Аладжа и Окарем в Азербайджан, Россию и Иран.

Из Азербайджана экспортная нефть транспортируется к Черному морю, либо к грузинским портам по ж-д и трубопроводам, либо к российскому порту Новороссийск по трубопроводу. Прокладка мощного трубопровода ОЭТ, который будет вести из Баку в Джейхан, планируется во избежание транзита нефтетанкеров через турецкие проливы (на сегодняшний день 60 млн тонн в год перевозится через эти проливы), и для предложения альтернативного маршрута, отличного от маршрутов через Россию и Иран. Недавно были подписаны ряд соглашений между США, Казахстаном, Азербайджаном, Грузией и Турцией для подготовки осуществления проекта ОЭТ.

Детальная оценка системы транспортировки нефти из основных казахских западных месторождений к Черному морю через Дубенди показывает, что самый узкий проход расположен в Дубенди:

	Текущая мощность (млн тонн в год)
Нефтяные причалы Актау	6.4
Танкерные суда из Актау в Дубенди	4.9
Нефтяные причалы в Дубенди	4.2
Транспортировка из Дубенди к Черному морю	6

2.3.4 Прогнозы добычи и экспорта нефти

Геополитическая обстановка в регионе не облегчает подготовку прогнозов международного обмена нефтью, так как многие решения все еще зависят больше от политических, нежели экономических причин. В этом контексте содержатся важные факторы неопределенности для прогнозов потоков и видов транспорта от места добычи до потребителя. Их необходимо учесть в виде различных сценариев. Задания, касающиеся движения, должны привлечь внимание различные факторы, влияющие на политику в регионе. Их определение включает значительную неопределенность. Среди прочих проблем Каспийские страны должны разрешить две безотлагательные проблемы, чтобы значительно увеличить добычу нефти:

- Споры, касающиеся прав на владение морскими запасами.
- Соглашения по новым экспортным маршрутам и видам транспорта к мировым рынкам.

Несмотря на эти неопределенности, Международное Энергетическое Агенство подготовило проекты следующих прогнозов:

Казахстан

(в млн тонн)

Высокий сценарий	1999	2005	2010	2020
Добыча	30	70	100	160
Потребление	13	34	45	84
Экспорт	17	36	55	76

(в млн тонн)

Низкий сценарий	1999	2005	2010	2020
Добыча	30	55	75	130
Потребление	13	24	32	52
Экспорт	17	31	43	78

Туркменистан

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Добыча	7.3	10	27	45
Потребление	4.5	4.5	8	15
Экспорт	2.8	5.5	20	30

Азербайджан

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Добыча	14	28	47	100
Потребление	8.2			
Экспорт	5.8			

2.3.5 Инвентаризация и диагноз нефтяных терминалов Дубенди и Актау

а) Дубенди

Нефтяной терминал Дубенди состоит из нефтяного порта, средств хранилища и ж-д терминала. Нефтяной порт защищен волнорезом, который находится в очень плохом состоянии и вероятно рухнет в течение ближайшего периода (например, часть между пирсом №2 и пирсом №5 практически разломана). В случае разрушения волнореза пользоваться пирсами станет невозможно. Пирс №1 обрабатывает сырую нефть, хотя уровень его износа достигает крайней стадии. Пирсы №2 и 5 не используются. Пирс №3, который выделен под продукты очистки нефти, также подвержен сильнейшему износу. Наконец, портовый канал и бассейн нуждаются в драгировании, а навигационные средства должны быть отремонтированы (света и буйки).

Согласно Техническому Заданию, консультант должен провести инженерные исследования и разработать тендерные документы для реабилитации пирса №3. Однако еще не ясно, является ли этот вариант подходящим. Консультант намеревается сравнить его с реабилитацией пирса №1, а также с реабилитацией пирса №2. Может также оказаться, что обновление судовых насосов и улучшение управления работой с прибывшими судами позволит избежать основных работ по пирсу. С другой стороны, необходимо помнить, что нелогично проводить реабилитацию пирса до укрепления волнореза.

Хранилища, расположенные близко к морю (18 цистерн общей мощностью 185,000 м³), равно как и хранилища на вершине холма (29 цистерн общей мощностью 145,000 м³) находятся в рабочем состоянии, хотя следует провести расширенные ремонтные работы для обновления цистерн, трубопроводов, насосов, электрических кабелей и систем дистанционного управления. Ж-д терминал находится в подходящем рабочем состоянии .

б) Актау

Местоположения нефтяных причалов показаны на приложенной схеме порта Актау: причалы №№4, 5, 9 и 10. Инфраструктура принадлежит Торговому Морскому Порту Актау (ТМПА), а надстройки, погрузочные краны и трубы принадлежат компании Kaztransoil. На сегодня работают только три причала, причал №4 подвергся такому износу, что на данный момент не используется. Причалы №№9 и 10, расположенные близ головной части основного волнореза, нуждаются в укреплении, также как и сам волнорез. Основной волнорез является важным не только для этих нефтяных причалов, он также защищает весь торговый порт. Согласно предварительной оценке, проведенной ТМПА, обновление причалов №9 и 10 и волнореза обойдется в USD 20 млн долларов. Хотя причал №5 и используется в данный момент, он также нуждается в серьезном ремонте (шпунтовые сваи, насадочные стены, предохранительные рамы (кранцы), покрытие, трубопроводы, погрузочные краны, противопожарное оборудование, мачты освещения заливающим светом).

ЕБРР заявил о своей готовности финансировать ТЭО для реабилитации всех нефтяных причалов.

3. Планирование для Модуля Е

3.1 Связь с другими модулями

Анализ нефтяных потоков, подготовленный модулем Е, начал поставлять информацию модулям А и В. С другой стороны, модуль В поддерживает Модуль Е, предоставляя данные,

касающиеся танкерных флотов и маршрутов плавания. Например, модуль В уже определил, что:

- Перевозка нефти через Каспийское море главным образом определяется КМП, которое является монополистом в транспортировке нефти с востока Каспийского моря в Баку.
- КМП владеет 34 танкерами, большинство из которых устарели.
- Пока не было предпринято конкретных шагов для обновления танкерного флота КМП.
- Российский танкер «Волга» переправляет нефть с восточной части Каспийского моря в российские порты, даже на Черное море через Волго-Донский канал.
- В Казахстане недавно созданная судовая компания «Казмортрансфлот» планирует приобрести новый танкер. Пока «Казмортрансфлот» не начал работу.
- Туркменская Морская Линия, которая сейчас владеет 4 сухогрузами, заказала на 2001 год турецкой судовой компании танкер мощностью 5,000 DWT.
- Прокладка подводного трубопровода через Каспийское море не является абсолютно невероятным.

3.2 Связь с другими исследованиями

Несколько исследований Inogate близко связаны с модулем Е. Они упомянуты в приложенном списке ссылок. В частности, отчет Inogate 97.04 сосредоточен на пути увеличения объемов транспортировки нефти из Каспийского региона к Черному морю через Азербайджан и Грузию. В этом исследовании целью является увеличение мощности от существующих 4 млн тонн в год до 10 млн тонн в год. Основные заявленные инвестиции направлены на порты Дубенди и Супса, а также на железную дорогу и равны USD 69 млн долларов. В исследовании также разработаны финансовые рекомендации по уменьшению портовых издержек (цен) в Батуми и Супсе, об обновлении флота КМП и улучшению управления железными дорогами.

3.3 Заявленный план работы после начальной фазы

Приоритетным действием является налаживание связи с консультантами, возглавляющими два недавно запущенных проекта Inogate:

- Дополнительные ТЭО для транспортировки нефти и газа из региона Каспийского моря в Центральную и Восточную Европу (97.01).
- В рамках Программы 1998 года, "Предварительные инженерные исследования для транспортировки нефти и газа через Каспийское море".

Во-вторых, Консультант должен произвести местный визит в Туркменистан, который дважды откладывался из-за сложных визовых процедур.

Следующие шаги указаны в в расположенной ниже таблице.

	Выполнение задания	2000–3 четверть	2000–4 четверть	2001–1 четверть	2001–2 четверть
E1	Прогнозы нефтяных потоков	июль			
E2	Оценка инфраструктур	сентябрь			
E3	ТЭО для Дубенди		ноябрь		
E4	Инженеринг и тендер для Дубенди			январь	
E5	Ходатайства для инвестиций			февраль	
E6	Дополнительные действия				Июнь/ или июль

Детали, касающиеся персонала, даны в Общем Отчете о Продвижении Проекта №1.

3.4 Риски

Основной риск проистекает из сложности в подготовке достоверных прогнозов для будущих нефтяных потоков. Так как портовые средства Дубенди, несмотря на значительный износ, могут обработать объем нефти, в несколько раз превышающий сегодняшний объем разгружаемой нефти, риск заключается в том, что, вероятно под давлением местного руководства, исследование придет к заключению о необходимости значительного увеличения погрузочных и разгрузочных мощностей, хотя обрабатываемые объемы сильно не увеличатся, а могут даже упасть. Объем будущего транзита через Дубенди будет зависеть от общего уровня экспорта, а также от альтернативных экспортных маршрутов. В случае с Казахстаном, если эта страна будет продолжать придерживаться своего недавнего обязательства о наложении квот на экспорт, а трубопровод КТК, соединяющий нефтяные месторождения западного Казахстана с Новороссийском, откроется как планировалось в 2002, тогда для танкерных перевозок через Каспийское море останется небольшой объем нефти. Да и кроме того, расходы на транспортировку танкерами выше, чем трубопроводом. Однако использование танкеров дает большую гибкость, так как в отличие от трубопроводов корабли могут выбирать маршрут согласно текущей обстановке. Поэтому представляется важным сохранить достаточные разгрузочные и погрузочные мощности в портах. С другой стороны, чрезмерное инвестирование в нефтяные терминалы увеличит стоимости и соответственно уменьшит конкурентоспособность водного транспорта. Сложный обмен таким образом является основой для определения оптимального уровня инвестиций в каспийские порты.

* * *

*

Прилагаются: Приложения 1 - 7

Приложение 1

Приложение 1

Прогнозы Нефтяных Потокв на Территории Каспийского моря

(будет дополнено после начальной фазы)

Содержание

1. ВВЕДЕНИЕ.....	2
2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В КАЗАХСТАНЕ.....	3
3. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ.....	4
3.1 КАЗАХСТАН.....	4
3.2 ТУРКМЕНИСТАН.....	4
3.3 АЗЕРБАЙДЖАН.....	4
4. РЕГИОНАЛЬНАЯ ДОБЫЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ.....	4
4.1 КАЗАХСТАН.....	5
4.2 ТУРКМЕНИСТАН.....	7
4.3 АЗЕРБАЙДЖАН.....	9
5. ЭКСПОРТ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА	12
5.1 КАЗАХСТАН.....	12
5.2 ТУРКМЕНИСТАН.....	13
5.3 АЗЕРБАЙДЖАН.....	14
6. ТЕКУЩАЯ СИСТЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ.....	15
6.0 ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ О ТРАДИЦИОННОЙ СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОДОВ	15
6.1 КАЗАХСТАН.....	15
6.2 ТУРКМЕНИСТАН.....	17
6.3 АЗЕРБАЙДЖАН.....	18
7. ПРОГНОЗИРУЕМАЯ ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ СЫРОЙ НЕФТИ	25
7.1 КАЗАХСТАН.....	25
7.2 ТУРКМЕНИСТАН.....	26
7.3 АЗЕРБАЙДЖАН.....	27
7.4 ИТОГ ПО ТРЕМ СТРАНАМ.....	27

1. Введение

Регион Каспийского моря является территорией большой стратегической важности для стран, импортирующих основные энергопродукты:

- Регион обладает значительными запасами нефти и природного газа.
- Весомые количества нефти и газа переправляются через данную территорию.
- Регион делится на несколько независимых государств с разными политическими ориентациями, что может привести к риску в поставках для импортирующих государств.

Геополитическая среда в регионе не облегчает подготовку прогнозов международного обмена нефти и газа, так как многие решения все еще зависят больше от политических нежели экономических причин. Например, соглашение между Турцией, Грузией и Азербайджаном, касающееся проведения нового трубопровода для транспортировки нефти с Каспийского моря в Средиземное море через Турцию, избегая России и Иран, даже если проект хрупкий с финансовой точки зрения (ОЭТ, из Азербайджана в Джейхан).

В этом контексте содержатся важные факторы неопределенности для прогнозов потоков и видов транспорта от места добычи до потребителя. Их необходимо учесть в виде различных сценариев. Задания, касающиеся движения, должны привлечь внимание к различным факторам, влияющим на политику в регионе. Их определение включает значительную неопределенность. Исходя из факта, что регион останется экспортером нефти, эти задания будут учитывать следующие пункты:

- Спрос из импортирующих государств и связанных местоположений (развитие потребления энергопродуктов)
- Цены на мировом рынке
- Потенциальные запасы Каспийского региона
- Объем добычи, соответствующий данному спросу и стоимости добычи
- Вид транспортировки продукта добычи в импортирующие государства
- Движение в портах
- Потребность в портовом оборудовании и установках

Оценка движения в портах, которая представляет собой одну из основных целей Модуля, будет в основном определяться существующей сетью трубопроводов или новыми трубопроводами, которые планируется построить. В стадии исследования находится целый ряд проектов, нацеленных на развитие существующей сети, и очевидно, что выбор решений может зависеть от политических факторов. Необходимо определить эти факторы, равно как и их влияние на действующую практику организации движения в Каспийском регионе.

С операционной точки зрения, практическому применению заданий по движению будет предшествовать сбор ряда групп данных по региону, например:

- Состояние объемов добычи и запасов нефти и газа, статистика деятельности за прошлые годы, структура общественного капитала и обзор различных проектов развития
- Маршруты трубопроводов, объем транспорта, статистика деятельности: транспортируемое количество, пункты происхождения (отбытия) и назначения (прибытия), условия инсталляции (установки), обзор проектов по расширению портов: движение, пункты происхождения и назначения, типы судов, эксплуатационные качества, состояние портов.

Требуемая информация будет собираться в виде специальных форм (которые подготавливаются в данный момент), которые будут заполняться шаг за шагом во время сбора основных данных.

В течение этой фазы будут организовываться дискуссии и встречи с соответствующими группами, представляющими нефтяную и газовую промышленность в Западной Европе, для того чтобы анализировать все проблемы региона и определить стратегию международных нефтяных групп. Первая дискуссия будет проведена в Париже. По итогам этой первой дискуссии могут быть организованы другие встречи в Западной Европе.

2. Предварительные исследования в Казахстане

Для того чтобы подготовить основу для заданий E1 и E2, в Казахстане, как было отмечено выше, были проведены первоначальные исследования, тесно касающиеся ассоциаций и компаний, занятых в нефтяном секторе. Был также совершен визит в Порт Актау.

Нефтяная Ассоциация Казахстана (НАК)

Председатель НАК в данный момент является также Руководящим Директором компании "Техасо". Он придерживается того мнения, что прокладка нефтепровода через Каспийское море маловероятна ввиду экологических и политических причин: Россия и Иран не позволят этому произойти. С другой стороны, будучи руководящим лицом, несущим определенную ответственность в нефтяном секторе, он считает, что очень важно иметь несколько альтернативных маршрутов, включая транспортировку танкерами через Каспийское море. Поэтому обновление оборудования нефтяного терминала в портах становится весьма актуальным.

Основными клиентами реабилитированного нефтяного терминала в Актау могли бы быть Tengizchevroil, Manaigas, Kazakoil, Chevron, Arman, Central Asia Petroleum и Техасо (которая вовлечена в совместный проект, касающийся нефтяного месторождения *Качанганан* на полуострове Мангистау). В любом случае была бы вовлечена KazTransOil, так как она управляет нефтяным терминалом порта Актау и владеет там трубопроводами и складскими помещениями.

Если финансовое обоснование реабилитации порта будет утверждено, потенциальным инвестором мог бы стать Фонд Шелкового Пути (the Silk Road Fund) Американской Страховой Группы (the American Insurance Group (AIG)).

KazTransOil

Вице-президент KazTransOil считает, что настоящий Проект Трасека является актуальным, потому что возможность транспортировки нефти танкерами дает весьма необходимую гибкость. Улучшение состояния портов и кораблей также позволяет посылать нефть в Иран или Махачкалу, Дагестан.

После ознакомления с Техническим Заданием проекта вице-президент отметил, что данные, требуемые для данного исследования, могли бы быть предоставлены, но только в виде ответа на официально посланный список специальных вопросов. Он подтверждает, что в Актау KazTransOil владеет трубопроводами, контейнерами для хранения нефти и средствами перекачки нефти на суда, однако причалы принадлежат торговому порту.

Вице-президент подтверждает, что основной акцент на данный момент делается на реабилитацию причалов №9 и №10 и на укреплении волнореза. Реабилитированные причалы 9 и 10 могли бы позволить экспортировать 6 млн тонн сырой нефти в год. Объем мог бы возрасти

до 9 млн тонн, если бы был подключен причал №4 (который сейчас не используется) и отремонтирован причал №5. Добавление других причалов могло бы еще больше увеличить потенциальный объем операций. Согласно предварительной оценке, обновление средств перекачки (погрузки) нефти на суда и реабилитация причалов №9 и 10 и волнореза обошлись бы в сумму от 17 до 20 млн долларов США.

В настоящий момент используются небольшие танкеры с DWT (Тоннаж по Мертвому Весу) от 4000 до 8000. Было бы желательно использовать более крупные танкеры. Туркменистан сейчас строит, в турецкой судовой верфи, свой первый нефтяной танкер (около 5,000 DWT).

3. Региональные запасы нефти

Нефтяной и газовый потенциал региона Каспийского моря привлекает международное внимание со времени распада СССР. Азербайджан, Иран, Казахстан, Россия, Туркменистан и Узбекистан уже являются основными производителями нефти и газа; их добыча возрастет с дополнительными инвестициями, современной технологией и развитием новых экспортных рынков сбыта.

Подтвержденные нефтяные запасы всего Прикаспийского региона оцениваются в 5 млрд тонн, что можно сравнить с запасами США (3 млрд тонн) и Северного моря (2,5 млрд тонн).

Кроме подтвержденных 5 млрд тонн, нефтяные запасы региона могут произвести еще 24 млрд тонн нефти.

Большая часть нефтяных запасов Азербайджана (подтвержденных и потенциальных) располагаются на море и возможно от 30% до 40% всех запасов нефти Казахстана и Туркменистана также в море.

3.1 Казахстан

Подтвержденные запасы Казахстана достигают 2.8 млрд тонн нефти и конденсатов (согласно KazakhOil), но это еще не включает открытые за последнее время "гигантские" оф-шорные (морские) месторождения. Потенциальные ресурсы Казахстана оцениваются в 12 млрд тонн.

3.2 Туркменистан

Подтвержденные запасы Туркменистана достигают 1,1 млрд тонн нефти и конденсатов. Потенциальные ресурсы Туркменистана оцениваются в 6 млрд тонн.

3.3 Азербайджан

На земле, запасы 38 месторождений, из которых может добываться нефть, достигают 0.15 млрд тонн, а запасы разрабатываемых месторождений достигают 0.45 млрд тонн.

На море, подтвержденные запасы нефти в эксплуатируемых месторождениях и оценки, базирующиеся на сейсмических данных, достигают 1.15 млрд тонн. Оценка морских углеводородных запасов Азербайджана, из которых может добываться нефть, показывает, что они могут достигать цифры от 6 до 10 млрд тонн.

4. Региональная добыча и потребление

В 1999 году объем добычи нефти и конденсатов в странах окруженного сушей Каспийского региона был приблизительно следующим:

- Азербайджан: 14 млн тонн
- Казахстан: 30 млн тонн
- Туркменистан: 7 млн тонн
51 млн тонн

Из этого количества было экспортировано:

- из Азербайджана: 8 млн тонн
- из Казахстана: 17 млн тонн
- из Туркменистана: 4 млн тонн
29 млн тонн

4.1 Казахстан

Казахстан является вторым после России крупнейшим производителем нефти среди бывших Советских республик, с объемом добычи нефти / конденсатов в 30 млн тонн за 1999 год.

Нефтедобыча Казахстана сконцентрирована на западе, и два экспортных трубопровода транспортируют эту западную нефть на очистительные заводы и экспортные трубопроводы России, в то время как северо-восточная часть страны снабжается российской сырой нефтью с Восточной Сибири.

Нефтяные месторождения, очистительные заводы и терминалы Казахстана



Почти половина добычи Казахстана приходится на три большие наземные месторождения (Тенгиз, Узен и Карачаганак), на западе страны.

Казахстан проводит целый ряд реформ для развития своего потенциала, включая приватизацию ряда существующих энергоконцернов.

Казахстан позволил иностранным компаниям разрабатывать свои национальные запасы. Международные нефтяные проекты обрели форму совместных предприятий, соглашений по разделу добычи (production sharing agreements, PSAs) и концессий по разведке/месторождениям. Компания KazakhOil, принадлежащая на 100% государству, несет ответственность за ведение мониторинга над соблюдением уставов Казахстана со стороны иностранных нефтяных компаний и за администрирование государственных интересов в "предшествующих" и "последующих" компаниях системы.

Объем добычи Казахстана

Объем добычи нефти в Казахстане снижался с 1991 до 1994 года, а за последние годы наблюдался уверенный подъем.

В следующей таблице показаны приблизительные данные по добыче нефти и конденсатов:

(в млн тонн)

Местность	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Прикаспийская зона	11.1	11.4	11.1	10.5	10.3	12.3	14.7	Н(ет)/ Д(анных)	18.5
Мангишлак/Бузачы	14.3	12.2	10.2	9.0	8.4	8.2	8.4	Н/Д	8.1
Тургайская зона	1.2	1.3	1.7	0.8	1.9	2.5	2.6	Н/Д	3.4
Весь Казахстан	26.6	24.9	23.0	20.3	20.6	23.0	25.7	26.0	30.0

Примечание:

Прикаспийская зона расположена в Западном Казахстане, к северу от Каспийского моря (основные месторождения: *Карачаганак, Тенгиз*)

Мангишлак/Бузачы расположена в Западном Казахстане, к востоку от Каспийского моря (основные месторождения: *Узен, Каламкас, Бузачы*)

Тургайская зона расположена в Центральном Казахстане, 1200 км к востоку от Каспийского порта Актау (основное месторождение: *Кумкол*)

Рост добычи в 1999 году произошел главным образом благодаря компаниям Tengizchevoil, действующей в Прикаспийской зоне (+1.24 млн тонн), и "Мангистаумунайгаз", работающей в зоне Мангишлак/Бузачы (+1.15 млн тонн).

Газоконденсаты составляют около 10% общей жидкой добычи (3 млн тонн за 1999 год).

Очистка и национальное потребление

В Казахстане имеются три нефтеочистительных завода, обеспечивающих следующие территории страны:

- северную (Павлодар; очистная мощность: 8.1 млн тонн/год);
- западную (Атырау; очистная мощность: 5.2 млн тонн/год);
- южную (Чимкент; очистная мощность: 8.0 млн тонн/год).

Добыча нефти в Казахстане сконцентрирована на западе, и два экспортных трубопровода транспортируют эту западную нефть на очистительные заводы и экспортные трубопроводы России.

Городские и промышленные центры Казахстана сконцентрированы на востоке, и так как они не связаны с центрами добычи нефти, они должны ввозить нефть через трубопроводы из Сибири.

Далее, нынешняя система трубопроводов делится на две отдельные сети, состоящие из:

- двух экспортных трубопроводов на западе;
- импортного трубопровода на востоке (и небольшой внутренней линии на юге: Кумкол/Чимкент).

Сырая нефть Западной Сибири очищается в Павлодаре. В 1999 году, после простоев в июне/июле (из-за отсутствия поставок), очистительный завод был передан под госконтроль, и начал получать нефть из *Кумкола* с целью борьбы с растущей нехваткой продуктов очистки нефти во время сезона урожаев. За первые шесть месяцев 1999 года было произведено только 0.64 млн тонн.

Чимкентский очистительный завод главным образом используется для переработки нефти *Кумкола* (сырая нефть Центрального Казахстана). Согласно отчетам за 1998 год было произведено 3.7 млн тонн. До 50% этих продуктов очистки потребляется в Алма-Аты..

Очистительный завод в Атырау работает главным образом на местном сырье с северо-запада Казахстана. Объем продукции за первые шесть месяцев 1999 года составил только 0.64 млн тонн.

Баланс потребления и производства Казахстана дан ниже:

(в млн тонн)

Область	1990	1995	1997	1999
Производство	25.2	20.5	25.7	30.0
Национальное потребление	27.2	10.4	10.2	13.0
Экспорт	-2.0	10.1	15.5	17.0

Хотя Казахстан является крупным производителем (и фактически крупным экспортером) нефти, его национальная транспортная сеть и система очистки не соответствуют потребностям страны: дорогая российская сырая нефть должна ввозиться на Павлодарский очистительный завод, Чимкентский очистительный завод сталкивается с трудностями, очистительный завод Атырау фактически простаивал в течение первой половины 1999 года.

Регион Мангистау в настоящий момент импортирует продукты очистки из Туркменистана и Азербайджана.

4.2 Туркменистан

Туркменистан представляет определенную важность для мировых энергорынков, так как он обладает подтвержденными запасами природного газа в более чем 3 млрд кубических метров и является третьим крупнейшим мировым обладателем таких запасов.

Имея границу на Каспийском море, это государство также владеет значительными запасами нефти.

Возможности Туркменистана по разработке своих огромных запасов нефти и газа усложняются ее географическим положением. Государство со всех сторон окружено сушей, с Казахстаном и Узбекистаном на севере, Ираном и Афганистаном на юге, и закрытым Каспийским морем на западе.

После спада в начале девяностых, добыча нефти постепенно увеличивается с 1995 года.

В июне 1998 года была подписана резолюция, предусматривающая реструктуризацию деятельности Министерства Нефти и Газа и превращение Министерства в пять государственных компаний:

- Туркменроsgаз, в которой Туркменское государство является основным владельцем (остальные 44% акций принадлежат Газпрому, Российской компании), несет ответственность за экспорт газа через Россию;
- Туркменнефгаз несет ответственность за маркетинг нефти и газа;
- Туркменнефть руководит добычей нефти;
- Туркменнефгазстрой несет ответственность за нефте- и газостроительство;
- Туркменгеология занимается разведкой.

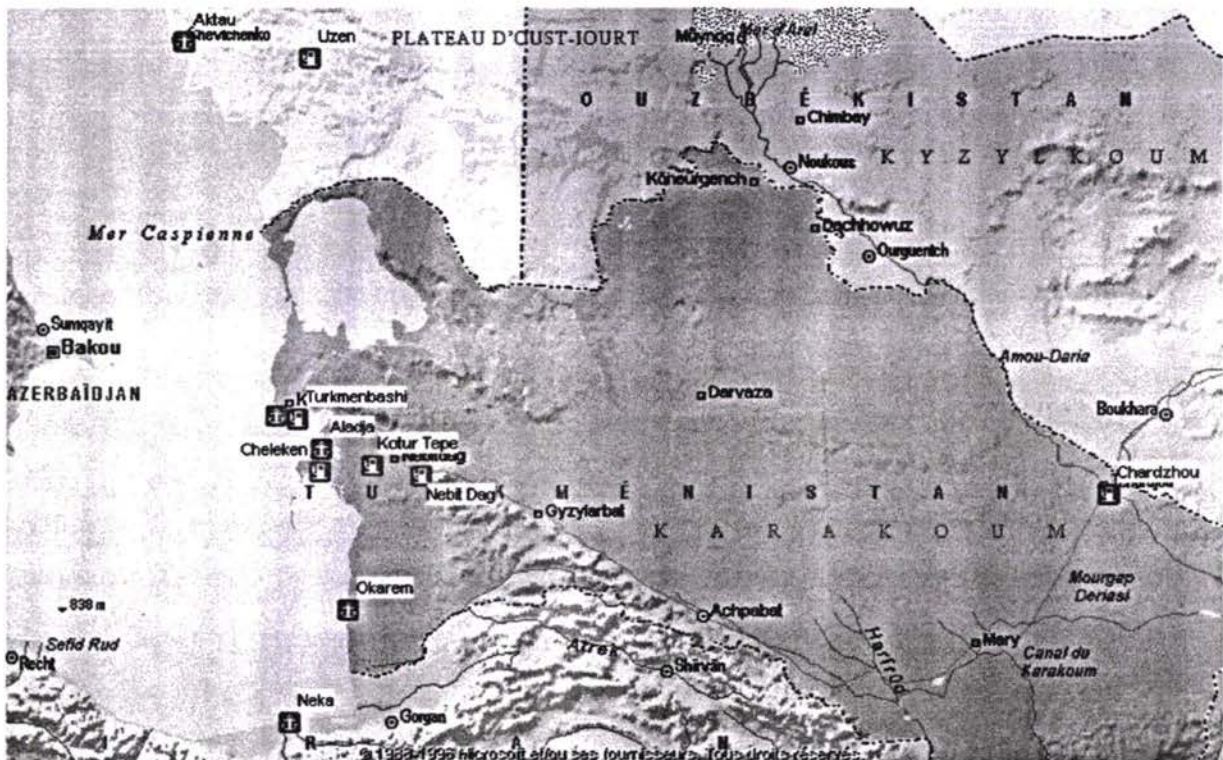
Добыча

Одной из главных преград, замедляющих развитие нефтяной промышленности Туркменистана, является нехватка экспортных маршрутов.

Основные нефтяные месторождения Туркменистана (*Челекен, Небит Даг, Котур Тепе*) расположены на суше, на западе страны, близ Туркменбаши (бывший Красноводск). В суммарном объеме добычи по стране, нефть, добытая с месторождений в западном Туркменистане, составляет около 95%, из которых 50% приходится на месторождение *Котур Тепе*.

Объем добычи нефти постепенно возрастал с 1995 года (в среднем на 20% в год), от 3.5 млн тонн (1995) до 7.3 млн тонн (1999).

Нефтяные месторождения, очистительные заводы и терминалы Туркменистана



Объем очистки и национальное потребление

Туркменистан обладает двумя нефтеочистными заводами, расположенными в:

- Туркменбаши (объем очистки: 5.8 млн тонн/год), близ Каспийского моря, в западном Туркменистане;
- Чарджоу (объем очистки: 6.0 млн тонн/год), близ границы с Узбекистаном, на дальнем востоке страны.

Нефтяной баланс для выборочных лет с 1985 года дан ниже:

(в млн тонн)

	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Добыча сырой нефти	6.1	5.6	3.5	4.0	4.5	6.5	7.3
Продукты очистки					3.9	4.5	4.6
Национальное потребление	4.8	4.5	4.0	Н/Д	Н/Д	Н/Д	4.2

При объеме добычи нефти приблизительно 7 млн тонн/год, национальном потреблении на уровне от 4 до 4.5 млн тонн/год и объеме очистки 11.8 млн тонн/год, Туркменистан мог бы экспортировать продукты очистки нефти. Так как не существует экспортных трубопроводов для сырой нефти, это решение является стратегически выгодным.

Более того, очистительный завод Чарджоу, на востоке страны, находится далеко от нефтяных месторождений и соединен с российским трубопроводом, идущим с Восточной Сибири и поставляющим нефть ведущим казахским очистительным заводам в Павлодаре и Чимкенте.

Туркменистан добывает больше нефти, а туркменские очистительные заводы обрабатывают больше продуктов, чем необходимо государству.

В 1999 году могло бы быть экспортировано около 5 млн тонн (сырой нефти и продуктов), но нефтяной баланс еще должен быть дополнительно изучен в целях данного исследования (визита в Туркменистан еще не было).

4.3 Азербайджан

Азербайджан, древнейший из всех известных нефтедобывающих регионов мира, пережил нефтяной бум в начале 20 века и позднее служил основным центром очистки нефти в бывшем Советском Союзе.

Добыча

Объем добычи достиг своего пика в 25 млн тонн/год во время Второй Мировой войны, затем значительно упал после 1950-х, когда СССР перенаправил свои ресурсы в иную сферу. Добыча вновь спала после восстановления независимости Азербайджана, в 1991 году, достигнув приблизительно 9 млн тонн в 1997 году.

Большая часть нефти Азербайджана добывается на море, на Каспии, а большая часть наземной добычи расположена близ Баку (Апшеронский полуостров).

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики (ГНКАР) является единственной государственной нефтяной компанией, которая представляет страну в нефтяных и газовых контрактах.

В так-называемом "контракте века" международный консорциум – Азербайджанская Международная Операционная Компания (АМОК) – подписал в сентябре 1994 года контракт сроком на 30 лет на сумму 8 млрд долларов США для разработки трех морских месторождений: *Азери*, *Чыраг* и глубоководное месторождение *Гюнешли*, с общим запасом нефти, оцениваемым от 400 до 700 млн тонн.

Добыча ГНКАР (8.8 млн тонн за 1999) предназначена для азербайджанских очистительных заводов (и для экспорта, в случае если добыча превышает национальный спрос). Округленно 75% добычи ГНКАР приходится на морское месторождение *Нефтяные Камни* (6.6 млн тонн в 1999).

Добыча "ранней нефти" АМОК (5.2 млн тонн в 1999), которая началась в 1998, предназначена только для экспорта. Эта добыча на 100% приходится на долю месторождения *Чыраг*.

Объем очистки и национальное потребление

Азербайджанская сырая нефть очищается на национальном уровне на двух очистительных заводах Баку:

- Бакинский очистительный завод ("*Азернефтйаг*") мощностью 12 млн тонн/год;
- Ново-Бакинский очистительный завод ("*Азернефтйанаджаг*") мощностью 10 млн тонн/год.

Оба этих завода работают на меньшую мощность, с общим показателем использования мощности очистительного завода менее 40%.

В 1999, очистительные заводы ГНКАР переработали 8.4 млн тонн сырой нефти в продукты очистки, из которых:

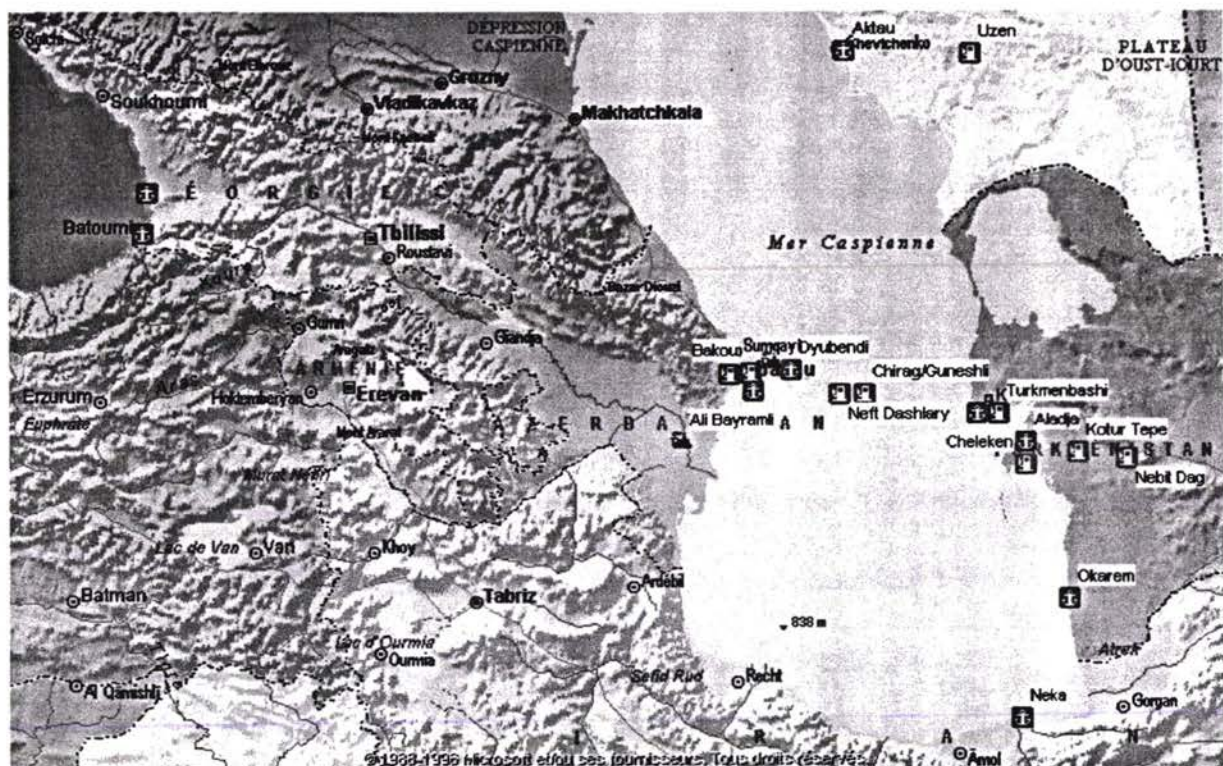
- 5.9 млн тонн были потреблены в Азербайджане;
- 2.5 млн тонн были вывезены (главным образом по ж-д) в Россию, Грузию и на Украину.

Добыча и экспорт сырой нефти с 1994 года

(в млн тонн/год)

Производитель	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ГНКАР						
Добыча	9.39	8.98	8.88	8.84	8.86	8.80
Очистка	9.35	8.92	8.72	8.64	8.25	8.42
Остаток	0.04	0.10	0.26	0.34	0.24	0.05
Экспорт				0.12	0.71	0.58
АМОК					2.37	5.20
Общий Экспорт				0.12	3.08	5.78
Общая Добыча	9.39	8.98	8.88	8.84	11.23	14.00

Нефтяные месторождения, очистительные заводы и терминалы Азербайджана



5. Экспорт Каспийского региона

5.1 Казахстан

Как видно выше, в 1999 году Казахстан добыл 30 млн тонн сырой нефти/конденсатов, из которых 17 млн тонн были экспортированы.

Маршруты экспорта

- Крупнейшей линией экспорта нефти Казахстана является система трубопроводов Западного Казахстана, которая транспортирует нефть с месторождений в Атырау и Мангистау, расположенных на севере Каспийского региона (*Каламкас, Бузачы, Каражамбас, Жетибай, Тенге, Узен, Тенгиз*), в Россию. Смесь этих разных видов сырой нефти дает *Уральскую Смесь*.

Этот трубопровод длиной 1,800 миль (Трубопровод "Атырау-Самара") проложен по направлению к Самаре, где он соединяется с российским экспортным трубопроводом "Дружба". Хотя трубопровод обладает мощностью 10 млн тонн/год, вывозится по нему нефти меньше, потому что ежегодная квота Казахстана по экспорту нефти через российскую трубопроводную систему составляет 7.5 млн тонн/год. Мощность трубопровода увеличена до 15 млн тонн/год, без влияния на ежегодную квоту Казахстана по экспорту нефти.

- Другим экспортным трубопроводом является линия Кенкйак-Орск, по которой транспортируется нефть из западного Казахстана в Россию. Этот трубопровод проходит от месторождений Актюбинска до очистительного завода Орска в России, и обладает мощностью 6.5 млн тонн/год.
- Экспортеры Каспийской нефти обладают другими вариантами, доступными им на данный момент:
 - В 1996 Казахстан подписал соглашение, чтобы начать обмен нефтью с Ираном, из порта Актау (Казахстан) в Тегеранский очистительный завод через порт Нека (Иран), но объемы обмена были ограничены из-за разногласий по контракту и ограниченной инфраструктуры Ирана.
 - Нефть перевозится через Каспий из Казахстана в порт Дубенди в Азербайджане, а дальше перегружается и отправляется на запад по железной дороге и трубопроводу (отдельно от трубопровода АМОК) до Черного моря. В 1999 году из Казахстана по этому маршруту было вывезено 1.83 млн тонн (1.60 млн тонн из месторождения *Тенгиз* и 0.23 млн тонн из *Бузачи*).
 - нефть может перевозиться по Каспию из Казахстана в Российский порт Махачкала, с дальнейшей перегрузкой и отправкой на запад по трубопроводу в Новороссийск.
 - небольшие объемы нефти могут также перевозиться по железной дороге и баржами через Россию.

В 1999, добыча нефти в Казахстане достигла 30 млн тонн, из которых около 17 млн тонн были экспортированы. Однако только 3 млн тонн были вывезены за пределы бывшего СССР, через Каспийское море и Азербайджан/Грузию, или в Иран.

Экспорт нефти должен значительно увеличиться, так как объем потоков нефти увеличивается из-за крупных совместных проектов. Реальная добыча с месторождений ограничена транспортными мощностями.

Основным условием является развитие новых маршрутов экспорта с целью вывоза нефти Казахстана на мировые рынки.

Маршрут импорта

Нефть ввозится через трубопроводную систему Восточного Казахстана и Центральной Азии, которая транспортирует нефть на расстояние 1,268 миль с востока России в южный Казахстан.

Трубопровод обладает мощностью 23 млн тонн/год, и доставляет сибирскую нефть на Павлодарский очистительный завод (и может также обеспечивать Чимкентский очистительный завод в южном Казахстане, равно как и очистительный завод Чарджоу в восточном Туркменистане).

5.2 Туркменистан

Туркменистан добывает меньше нефти, чем Азербайджан и Казахстан, и нехватка экспортного трубопровода усложняет вывоз сырой нефти. Но и его очистная мощность и относительно небольшое национальное потребление позволяет Туркменистану экспортировать продукты очистки.

Так как очистительный завод в Чарджоу, на востоке страны, получает сырую нефть из России (восточной Сибири) по трубопроводу, должен быть установлен точный баланс между экспортом и импортом.

В 1999 году могло быть вывезено около 5 млн тонн (сырой нефти и продуктов).

Сырая нефть

Экспорт сырой нефти за 1999 год может быть оценен в 2.75 млн тонн, из которых 0.54 млн тонн были транзитом перевезены по морю в Баку:

-0.39 млн тонн из Окарема (сырая нефть *Окарема*).

-0.15 млн тонн из Аладжи (сырая нефть *Челекена*).

Обмены с Ираном: в 1998 Британская компания Moniment Oil заключила соглашение с Национальной Иранской Нефтяной Компанией (НИНК) для доставки нефти морского месторождения *Бурун* в западном Туркменистане к северной границе Ирана и ее обмена на нефть, которая будет вывозиться из Персидского залива. Обмены нефтью начались в конце июля 1998, когда туркменская нефть доставлялась в иранский порт Нека на Каспии.

Дополнительно к принятию участия в обменах нефтью, Иран начал играть активную роль в развитии нефтяной отрасли Туркменистана.

В свою очередь, американские компании все еще ограничены законами США в торговле с Ираном; поэтому ни одна из них не может принимать участия в сделках по обмену нефтью с Ираном.

Нефтепродукты

Очистительный завод Туркменбаши, близ расположенных вверх по системе нефтяных месторождений и находящегося вниз по системе Каспийского моря, может с легкостью экспортировать продукты очистки нефти кораблями, вместо вывоза сырой нефти.

Экспорт продуктов (1999 г.) может быть оценен следующим образом:

- от 1 до 1.2 млн тонн топливной нефти (мазута) в Баку (на кораблях).

-1 млн тонн нефтепродуктов в иранские порты (Нека, Бендер Энзели, Бендер Ноушар), на Черное море через Волго-Донский канал, в Россию (Махачкала, Астрахань).

5.3 Азербайджан

Добыча и экспорт сырой нефти с 1994 года показаны ниже (в млн тонн/год):

Производитель	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ГНКАР						
Добыча	9.39	8.98	8.88	8.84	8.86	8.80

Очистка	9.35	8.92	8.72	8.64	8.25	8.42
Остаток	0.04	0.10	0.26	0.34	0.24	0.05
Экспорт				0.12	0.71	0.58
АМОК					2.37	5.20
Общий Экспорт				0.12	3.08	5.78
Общая Добыча	9.39	8.98	8.88	8.84	11.23	14.00

Азербайджанская система вывоза сырой нефти состоит из трех отдельных потоков:

- азербайджанская сырая нефть, экспортируемая АМОК
- азербайджанская сырая нефть, экспортируемая ГНКАР
- Иностранная сырая нефть транзитом из Каспийского в Черное море.

Азербайджанская сырая нефть, экспортируемая АМОК

Эта сырая нефть, добываемая на морском месторождении *Чыраг*, транспортируется с месторождения в наземный склад нефти вместимостью 100,000 м3 ("Сангачалский Терминал"). Оттуда вся добытая сырая нефть вывозится трубопроводом на черноморские порты Супса (Грузия) или Новороссийск (Россия). ВРАТосо является оператором месторождений и наземного резервуара-склада АМОК. Добыча нефти началась в конце 1997, достигла 2.4 млн тонн в 1998 и 5.2 млн тонн в 1999 году.

Азербайджанская сырая нефть, экспортируемая ГНКАР

В 1999 году объем добычи ГНКАР достиг 8.8 млн тонн, из которых 0.58 млн тонн были вывезены по трубопроводу в российский порт Новороссийск.

Продукт добычи с Нефтяных Камней напрямую закачивается в наземное хранилище нефти вместимостью 200,000 м3, расположенное в Дубенди, близ Апшеронского терминала (также называемое Терминалом Дубенди).

Оттуда нефть может быть перекачена или в Бойукшорское Хранилище, рядом с Бакинскими очистительными заводами, или по северному трубопроводу в Новороссийск.

Иностранная сырая нефть, идущая транзитом из Каспийского в Черное море

Казахская и туркменская сырая нефть разгружается в терминале Дубенди. Нефть перевозится через Каспий в порт Дубенди для дальнейшей перегрузки в западном направлении к Черному морю (порт Батуми, Грузия).

Эта транс-каспийская поездка является первым шагом интегрированной, многофазовой системы, примененной в 1996 году компанией Caspian Transco Inc., для транспортировки сырой нефти из Каспийской зоны и Центральной Азии к Черному морю (и оттуда на мировой рынок). Caspian Transco сотрудничает с рядом учреждений в Азербайджане и Грузии:

- Каспийские Морские порты,
- Каспийское Морское Пароходство,
- ГНКАР,
- Азербайджанская Железная Дорога,
- Грузинская Железная Дорога,
- Батумский Терминал.

В 1999 году 2.37 млн тонн были разгружены следующим образом:

- из Казахстана, порт Актау, 1.83 млн тонн:
 - 1.60 млн тонн из *Тенгиза*
 - 0.23 млн тонн из *Бузачи*

-из Туркменистана, 0.54 млн тонн:

-0.39 млн тонн из порта Окарем (*Окарем*)

-0.15 млн тонн из порта Аладжа (*Челекен*)

6. Текущая система транспортировки нефти

В целях настоящего исследования во внимание будут приняты только те маршруты, инфраструктуры и ресурсы, которые связаны с экспортом нефтепродуктов окруженных сушей Каспийских государств в Западную Европу. Объемы перевозок на мультимодальных маршрутах (интегрированных Caspian Transco Inc.) детально рассмотрены в Отчете об Инвентаризации Инфраструктур, за исключением железной дороги.

6.0 Общие замечания о традиционной системе трубопроводов

В Советское время существующие в Каспийском регионе трубопроводы были сконструированы таким образом, чтобы соединить Советский Союз изнутри, и пролегали через Россию (по направлению к российским очистительным заводам или через трубопровод «Дружба» в сторону очистительных заводов Восточной Европы, которые зависели от Советской сырой нефти как основного источника поставок).

В наши дни, когда у России имеются трубопроводы, не использующиеся на полную мощность, Каспийские трубопроводы не обладают достаточной мощностью для поглощения всей нефти (и газа), которая может быть добыта в Каспийском регионе.

Еще одним ограничением является тот факт, что большинство существующих экспортных нефтепроводов заканчиваются в российском черноморском порту Новороссийск, где требуются танкеры для пересечения переполненного, экологически и политически чувствительного Босфорского залива для выхода в Средиземное море и на мировые рынки.

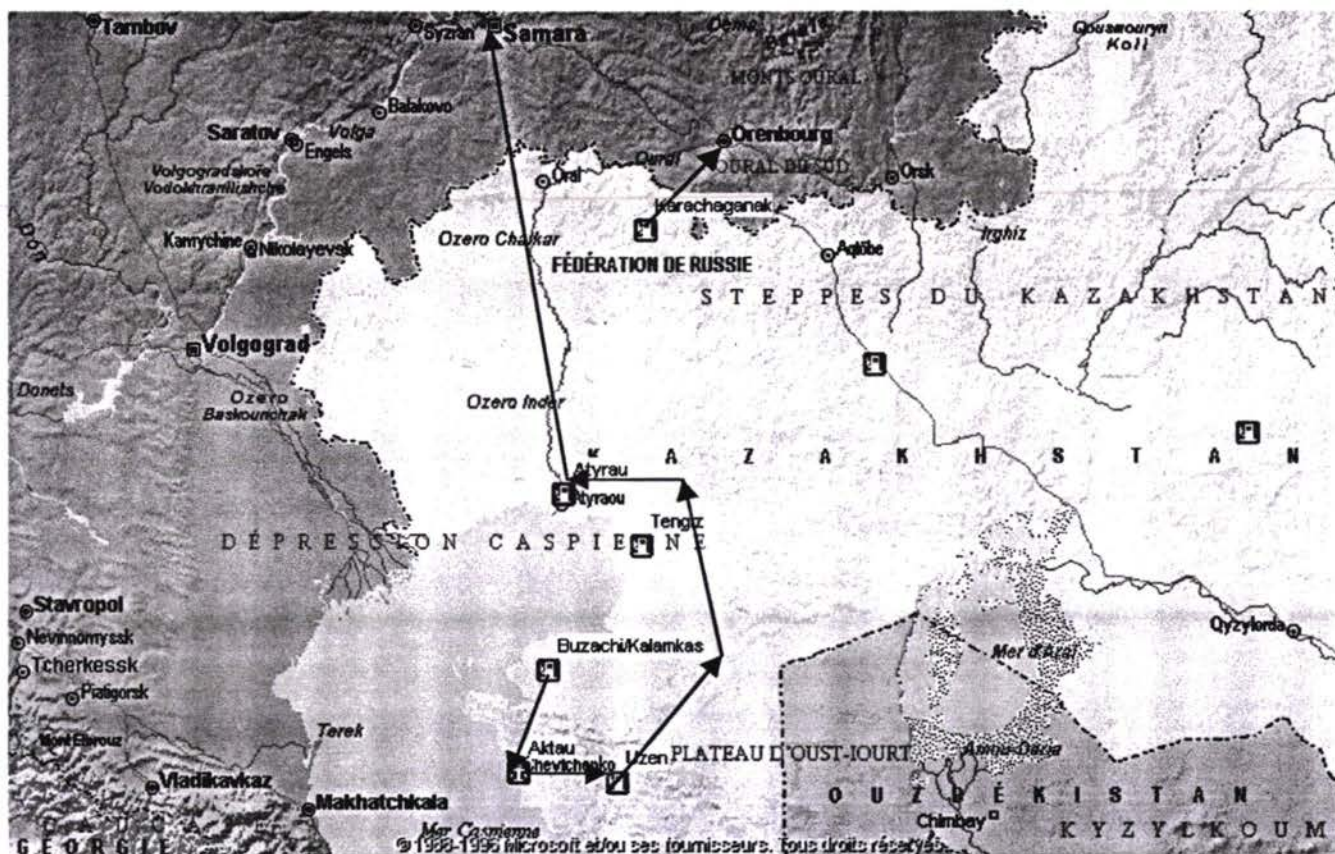
6.1 Казахстан

Крупнейшая линия экспорта нефти в Западном Казахстане (трубопровод «Атырау-Самара») транспортирует нефть из месторождений в Атырау и Мангистау, расположенных на севере Каспийского региона (месторождения *Каламкас, Бузачы, Каражамбас, Жетибай, Тенге, Узен, Тенгиз*), в Россию. Смешение этих различных сортов сырой нефти создает *Уральскую Смесь*. В Самаре эта сырая нефть экспортируется по традиционному маршруту: Российский экспортный трубопровод «Дружба».

Чтобы справиться с резко возросшей добычей гигантского нефтяного месторождения *Тенгиз* и выполнять ежегодную квоту Казахстана по экспорту нефти через Российскую систему трубопроводов, Tengizchevroil начала в 1997 году перевозить нефть морем через Каспий с дальнейшей перегрузкой и отправкой по железной дороге и трубопроводу через Азербайджан и Грузию, используя интегрированную систему Caspian Transco.

Однако Tengizchevroil не может использовать этот трубопровод для транспортировки *Тенгизской* нефти в Актау (основной поток движется на север, см. Карту ниже):

Нефтепровод Казахстана "Атырау-Самара"



Поэтому Тенгизская нефть транспортируется поездами (750 км) с месторождения на насосную станцию поблизости порта Актау. Эта насосная станция принадлежит Государственной Нефтяной Насосной Компании "Ужнефтепровод". Эта станция включает эстакаду для ж-д разгрузки, насосное оборудование, хранилища-резервуары и внутреннюю трубопроводную систему, соединяющую резервуары с портовым погрузочным терминалом (длина: 2 км).

Хранилища-резервуары обладают вместимостью 120,000 м³: 22 резервуара x 4,750 м³ (из которых 16 были введены в действие в 1966 году, 2 – в 1982 г, 4 – в 1999) и 2 резервуара x 22,000 м³, введенных в действие в 1982.

Мощность разгрузочной эстакады: 2 млн тонн/год.

В 1998 году компания Техасо, которая разрабатывает месторождение *Бузачи Северное*, приняла решение перевозить свою нефть морем через Каспий, используя интегрированную систему Caspian Transco. Техасо может транспортировать свою сырую нефть в Актау по трубам. Эта нефть также доставляется на насосную станцию Актау, непосредственно по трубам. Вниз по системе, нефть с месторождений *Тенгиз* и *Бузачи* закачивается в портовый терминал с использованием отдельных трубопроводов.

Погрузочный терминал порта Актау принадлежит порту Актау (инфраструктуры) и компании Kastranzoil (надстройка), он включает 3 действующих причала для нефтяных танкеров с максимальной осадкой 6.5 м: танкеры с DWT (тоннаж по мертвому весу) 5,000 (полная загрузка) или танкеры с 12,000 DWT, загруженные только на 8,500 тонн.

- Причал №4: выделен для сырой нефти *Бузачи* (Техасо). Скорость погрузки: 900 т/ч
- Причалы №9 и 10: выделены для сырой нефти *Тенгиза* (Tengizchevroil). Скорость погрузки: 1,000 т/ч

Пунктом назначения погруженных кораблей является Дубенди (корабли Каспийского Морского Пароходство, в рамках интегрированной системы Caspian Transco).

Другие пункты назначения: Махачкала, Астрахань (Россия), Нека (Иран), черноморские порты Болгарии и Румынии, когда Волго-Донский канал свободен ото льда.

6.2 Туркменистан

(будет расширен после визита на место)

Экспортный трубопровод отсутствует.

Сырая нефть

Порты Аладжа и Окарем являются двумя портами Туркменистана, экспортирующими сырую нефть, благодаря их соответствующему расположению близ месторождений *Челекен* и *Окарем*.

Предположительная мощность терминала (включая все транспортные потоки):

- Аладжа: один причал принимает танкеры в 5,000 DWT.
- Окарем: двусторонняя пристань принимает танкеры с DWT вплоть до 5,000.

Нефтепродукты

Нефтяной терминал Туркменбаши используется для разгрузки танкеров с сырой нефтью (из Аладжи и Окарема в местные очистительные заводы), и для экспорта нефтепродуктов. На месте нефтебазы имеются три причала: один для разгрузки сырой нефти и два для погрузки нефтепродуктов.

- Причал №1: две стороны, два судна одновременно (максимальный размер: 5,000 DWT). Может обрабатываться нефть или нефтепродукты.
- Причал №2: две стороны, два судна одновременно (максимальный размер: 5,000 DWT). Могут обрабатываться только нефтепродукты.
- Причал №3: только для разгрузки сырой нефти. Максимальный размер судна: 5,000 DWT.

Предположительная мощность терминала (включая все транспортные потоки):

- Причалы №1 и 2 :
 - если погружается только мазут: 5.5 млн тонн/год
 - если погружается только легкое масло (нефть): 4 млн тонн/год
- Причал №3 :
 - если погружается только сырая нефть: 2.5 млн тонн/год

Пунктом назначения кораблей, нагруженных сырой нефтью, является Дубенди (суда Каспийского Морского Пароходство, в рамках интегрированной системы Caspian Transco).

Другие пункты назначения: Махачкала, Астрахань (Россия), Нека (Иран).

6.3 Азербайджан

Азербайджанская система экспорта сырой нефти состоит из трех потоков:

- азербайджанская сырая нефть, экспортируемая АМОК (5.20 млн тонн в 1999),
- азербайджанская сырая нефть, экспортируемая ГНКАР (0.58 млн тонн в 1999),
- иностранная сырая нефть, идущая транзитом через Каспийское в Черное море (2.37 млн тонн в 1999).

(в млн тонн)

	1997	1998	1999
<i>Экспорт азерб. нефти</i>			
ГНКАР	0.12	0.71	0.58
АМОК		2.37	5.20
Общ.экспорт аз.нефти	0.12	3.08	5.78
<i>Транзитн.иностран.неф.</i>			
Казахская	0.65	1.77	1.83
Туркменская		0.36	0.54
Общ.объем транз.неф.	0.65	2.13	2.37
Итого (экспорт+транзит)	0.77	5.21	8.15

Экспорт азербайджанской сырой нефти осуществляется через два трубопровода:

- "Западный Маршрут" : Баку-Супса (через Грузию)
(Проектная мощность: 5 млн тонн/год)
- "Северный Маршрут" : Баку-Новороссийск (через Россию)
(Проектная мощность: 5 млн тонн/год). Объем проходящей по этому маршруту нефти был ограничен до 2.5 млн тонн/год из-за ограниченной мощности насосов.

В 1998 году возрос экспорт через "Северный Маршрут", когда АМОК начала добычу "ранней нефти" из месторождения *Чыраг*.

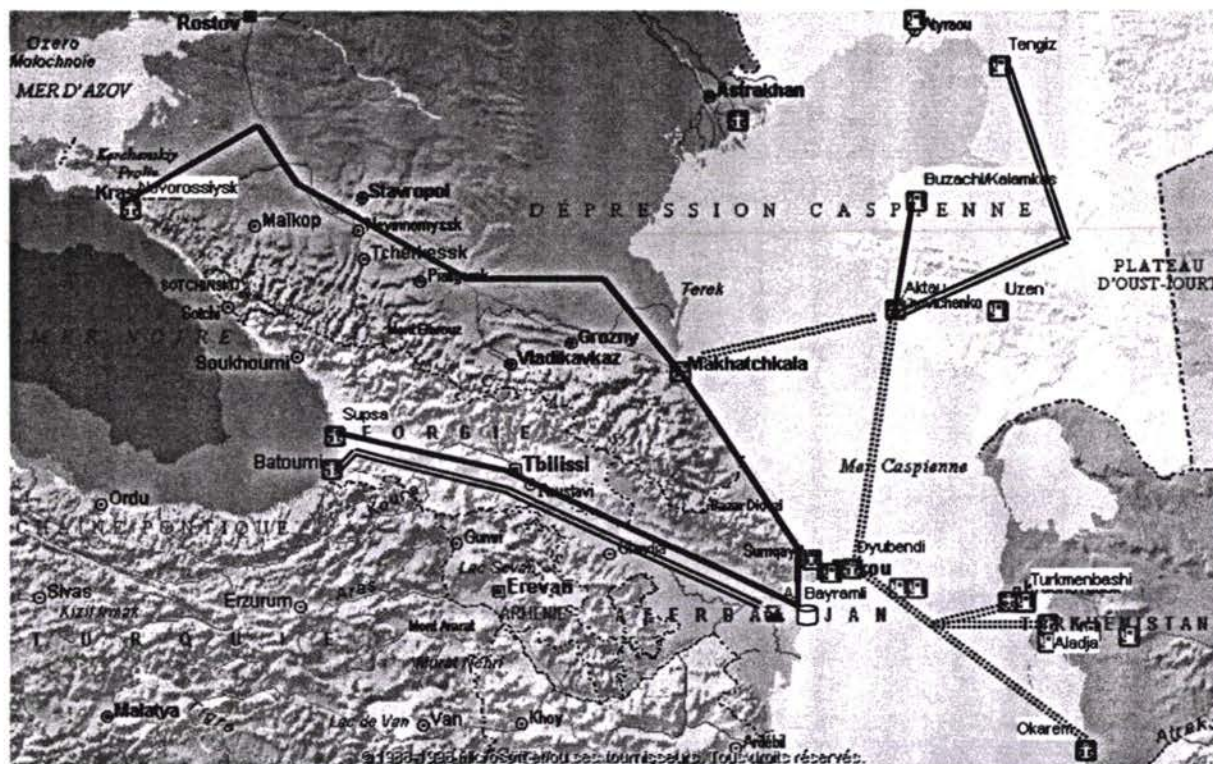
В 1999 году экспорт АМОК значительно возрос после завершения 17 апреля 1999 года прокладки «Западного Маршрута» для «ранней нефти» из Баку в грузинский черноморский порт Супса.

1999 год был отмечен частыми остановками в работе Северного Маршрута (Баку-Новороссийск) и его полной остановкой в июле из-за повреждения одной из секций трубопровода вследствие российских бомбардировок близ Грозного. В качестве временной меры компания «Транснефть» (оператор Северного маршрута) начала транспортировку азербайджанской нефти по трубопроводу в Избербаш (Дагестан, Россия). Там нефть наполнялась в ж-д цистерны и перевозилась по железной дороге в Тихорецк. Затем она перекачивалась по трубопроводу в Новороссийск.

Этот узкий проход ограничил мощность Северного маршрута до 0.75 млн тонн/год и не позволил «Транснефти» осуществить свои обязательства по транспортировке не менее чем 2 млн тонн/год.

С апреля 2000 года в действие введена новая секция трубопровода, которая огибает Чечню.

НЕФТЯНЫЕ МАРШРУТЫ С КАСПИЯ К ЧЕРНОМУ МОРЮ



Азербайджанская сырая нефть, экспортируемая АМОК

Эта сырая нефть, добываемая с морского месторождения *Чыраг*, транспортируется с месторождения в наземный резервуар вместимостью 100,000 м³ ("Сангачалский Терминал").

Оттуда вся добытая сырая нефть экспортируется по трубопроводу в черноморские порты:

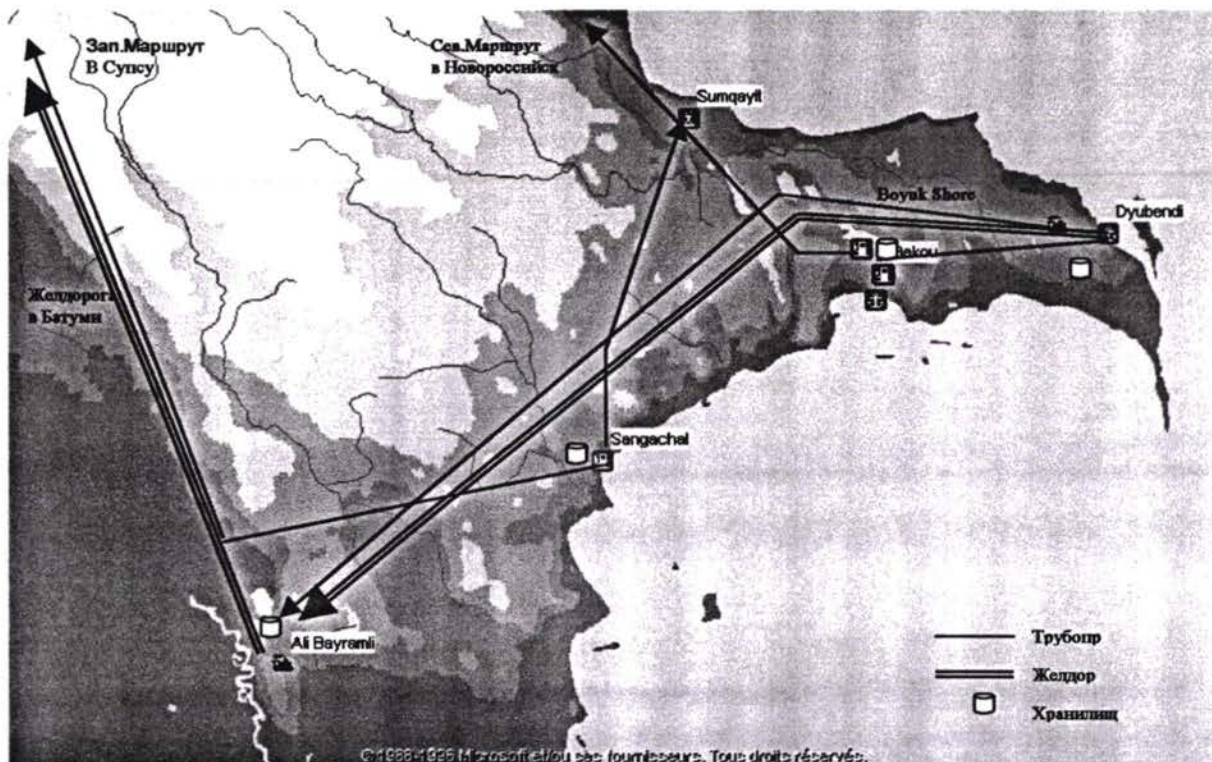
- Супса (Грузия), с использованием Западного маршрута (в 1999 году: 3.9 млн тонн). Компания АМОК разработала этот порт для себя и имеет на него эксклюзивные права.
- или Новороссийск (Россия), с использованием Северного маршрута (в 1999 году : 1.3 млн тонн).

Азербайджанская сырая нефть, экспортируемая ГНКАР

Большая часть наземной добычи Азербайджана расположена близ Баку (Апшеронский полуостров), а большая часть нефти ГНКАР добывается на море, в Каспии: приблизительно 75% добычи приходится на морское месторождение *Нефтяные Камни* (6.6 млн тонн в 1999). Нефть, добытая на море (*Нефтяные Камни, Гюнешли, Пираллахи*) и на Апшеронском полуострове, хранится в резервуарах в Дубенди (200,000 м³, из которых 30,000 м³ отданы под сырую нефть ГНКАР), откуда она закачивается в Бойукшорский Терминал (крупное хранилище близ бакинских очистительных заводов). Оттуда сырая нефть или направляется на переработку, или перекачивается в Новороссийск по Северному маршруту.

ГНКАР первоначально не планировал использовать Западный маршрут (Баку-Супса). Но Северный маршрут может скоро оказаться недостаточным для переноса крупных нефтяных потоков, ожидаемых от АМОК, и возможного транзита казахской сырой нефти, перевозимой из Актау в Махачкалу.

АПШЕРОНСКИЙ ПОЛУОСТРОВ и БАКУ (Порты, хранилища, трубопроводы, ж-д)



Транзит сырой нефти через Каспийское море

Чтобы справиться с резко возросшей добычей гигантского нефтяного месторождения *Тенгиз* и выполнять ежегодную квоту Казахстана по экспорту нефти через Российскую систему трубопроводов, Tengizchevnoil начала в 1997 году перевозить нефть морем через Каспий с дальнейшей перегрузкой и отправкой по железной дороге и трубопроводу через Азербайджан и Грузию, используя интегрированную систему Caspian Transco.

Эта система является интегрированной, многофазовой системой, примененной компанией Caspian Transco для транспортировки сырой нефти из Каспийской зоны и Центральной Азии к Черному морю с целью выхода на мировой рынок.

Caspian Transco уже сотрудничает с рядом учреждений в Азербайджане и Грузии:

- Каспийские Морские порты,
- Каспийское Морское Пароходство,
- ГНКАР,
- Азербайджанская Железная Дорога,
- Грузинская Железная Дорога,
- Батумский Терминал.

Эта система транспортировки сырой нефти начинается с принятия Caspian Transco на франко борт корабля сырой нефти в портах Восточного Каспия (Актау, Аладжа и Окарем). После однодневного плавания через Каспийское море сырая нефть разгружается в терминале Дубенди. Нефть хранится в наземных цистернах Дубендинского хранилища: общий объем - 200,000 м3, из которых 135,000 м3 выделены для Caspian Transco.

Из хранилища цистерн сырая нефть транспортируется далее в Батуми по двум альтернативным маршрутам:

- или ж-д соединительный путь Дубенди - Али Байрамлы - Батуми,
- или трубопровод Дубенди - Али Байрамлы, и дальше по ж-д в Батуми.

Танкерные суда (принадлежащие Каспийскому Морскому Пароходство)

Морские транспортные линии (Актау/Аладжа/Окарем в Апшерон-Дубендинский Терминал) не усложнены с точки зрения перевозок. Морские транспортные ресурсы ограничены количеством судов Каспийского Морского Пароходства, так как существует эмбарго на въезд российских кораблей в азербайджанские порты (и эмбарго на въезд азербайджанских судов в российские порты).

Каспийское Морское Пароходство – крупнейший судовладелец в данном регионе. Флот этой компании останавливается в более чем 130 портах мира.

Танкерный флот включает:

3 танкера типа "Кафур Мамедов": m	12,334 DWT	Сред.осадка при полн.грузу: 8.00
9 танкеров типа "Апшерон": 5.3/4.5m	7,410/5,512 DWT	Сред.осадка при полн.груз:
21 танкер типа "Ген.Шихлинский": m	12,334 DWT	Сред.осадка при полн.грузу: 4.15

25 танкеров из вышеописанного флота работают в Каспийском море в настоящее время.

Самая длинная транс-каспийская поездка происходит между Актау и Дубенди: 207 морских миль.

Судно может совершить полный оборот приблизительно за три дня:

-поездка Дубенди-Актау: 207 морских миль со скоростью 10 узлов:	21 час
-причаливание/судовые документы и т.д.	2 часа
-погрузка в Актау : средний груз : 6,000 т, скорость погрузки 1,000 т/ч :	6 часов
- судовые документы, отплытие	2 часа
-поездка Актау-Дубенди: 207 морских миль со скоростью 10 узлов:	21 час
- причаливание/судовые документы и т.д.	2 часа
-разгрузка в Дубенди : в среднем 6,000 т, скорость разгрузки 900 т/ч :	7 часов
- судовые документы, отплытие	<u>2 часа</u>
-общая длительность поездки	63 часа

Руководство Каспийского пароходства считает, что на сегодня круговая поездка длится от 72 до 78 часов, и что один корабль может совершить 90 -100 поездок в год.

Следует также отметить, что оператор, в связи с проблемой надежности насосов, сообщает, что операция разгрузки в Дубенди длится 16 часов. Указанные выше 7 часов определены теоретически.

С самого начала, в 1997 году, движение Caspian Transco на Терминале Апшерон-Дубенди было следующим (по годам и происхождению, т.е. пункту отбытия):

	1997			1998			1999		
	Кило-тонн	Кол-во судов	Тоннаж /судно	Кило-тонн	Кол-во судов	Тоннаж/ судно	Кило-тонн	Кол-во судов	Тоннаж/ судно
Казахстан	654	134	4885	1765	298	5925	1831	260	7044
Туркменистан				363	83	4373	536	111	4833
Итого	654	134	4885	2128	381	5590	2367	371	6388

Разница в размерах кораблей, между казахскими и туркменскими пунктами отбытия(происхождения), объясняется разницей в ограничениях максимальной осадки в портах погрузки.

Все танкеры в 12,000 DWT нагружаются до 8,500 тонн, чтобы не превысить осадку в 6.5 м.

Транспортная мощность флота зависит от количества кораблей, отведенных для интегрированной системы Caspian Transco.

На основе вышеописанного, (3 дня на поездку и 100 поездок на корабль в год), результаты моделирования движения могут быть обработаны для различных случаев транспортных прогнозов.

Терминал Апшерон-Дубенди

Доступная осадка без драгирования близка к 8 м (но мель во въездном канале ограничивает осадку до 6.5 м) и позволяет всем нефтетанкерам Каспийского Пароходства причаливать полностью загруженными, за исключением трех танкеров в 12,000 DWT, которые должны ограничиваться грузом 8,500 тонн. Драгирование могло бы открыть доступ и для кораблей с грузом в 12 000 тонн.

Порт работает 24 часа в сутки, круглый год. Плохие погодные условия ограничивают использования порта 30 - 45 дней в году.

Нефтяной терминал Апшеорн-Дубенди состоит из четырех полностью действующих пирсов (№1, 2, 3 и 5). Пирс №3 был предназначен для обработки нефтепродуктов в обоих направлениях, а остальные пирсы – для импорта сырой нефти. Каждый пирс имеет два симметричных причала.

До 1990 года пирс №3 использовался для экспорта очищенных нефтепродуктов в Туркменбаши. С 1990 года один из двух причалов полностью простаивает. Другой причал в настоящее время используется для разгрузки танкеров, привозящих авиационный керосин из Бакинского нефтеочистительного завода *Азернефтйаг*. Горючее закачивается в резервуары Дубенди (200,000 м3, из которых 32,000 м3 отведены под использование аэропорта). Оттуда горючее посылается в аэропорт по трубопроводу.

Пирс №1 также может быть использован. Утверждается, что он может принимать 3-4 корабля в день. Caspian Transco обладает эксклюзивным правом на использование пирса №1 (контракт был подписан в 1996 году, сроком на 25 лет).

Нефтехранилище Дубенди

В настоящий момент через Дубенди проходят три вида потоков:

- транзитная сырая нефть, ввозимая танкерами из Актау (Казахский *Tengizchevroil*) или из Окарема или Аладжи (Туркменистан), компанией Caspian Transco, с использованием пирса №1.
- азербайджанская сырая нефть: наземная добыча ГНКАР на Апшеронском полуострове, и морская добыча ГНКАР (*Нефтяные Камни, Гюнешли, Пираллахи*).

- Продукция "Азернефтайг" для использования аэропортом.

Цистерны-хранилища, близкие к порту, обладают общей вместимостью 200,000 м3. Эти цистерны принадлежат ГНКАР, которая пользуется данной мощностью следующим образом:

- отдано в аренду Caspian Transco для транзитной сырой нефти:	135,000 м3
- азербайджанская сырая нефть ГНКАР:	32,000 м3
- продукция ГНКАР/Азернефтайг:	30,000 м3

Железнодорожный соединительный путь Дубенди – Батуми

Железнодорожный соединительный путь начинается с погрузочной платформы Caspian Transco для ж-д вагонов-цистерн в Дубенди. Построенная в конце 1997, эта платформа соединена с нефтехранилищем Дубенди двумя трубопроводами диаметром 500 мм и длиной 4 км.

Персонал Caspian Transco может инспектировать, нагружать, измерять и отправлять вплоть до пяти поездов в день с погрузочной платформы для ж-д вагонов-цистерн в Дубенди.

Трубопровод от Дубенди до Али-Байрамлов и железнодорожный соединительный путь от Али-Байрамлов до Батуми

Трубопровод диаметром 305 мм эксплуатируется компаниями Caspian Transco и ГНКАР. Этот трубопровод заканчивается на нефтехранилище в Али-Байрамлах, которое размещает грузы Caspian Transco (транзитную сырую нефть) и наземную азербайджанскую добычу (SOBCO, Ширван), до погрузки на ж-д вагоны-цистерны.

Поезда, вышедшие из Дубенди и Али-Байрамлов, проходят через Бойук Кесик (грузинская граница), где Caspian Transco проводит визуальную инспекцию проходящих поездов и завершает необходимую работу с документацией.

Поезда, вышедшие из Азербайджана, достигают Батуми в течение трех дней. В целях моделирования движения мы можем принять время оборота ж-д вагонов-цистерн на маршруте Дубенди-Батуми-Дубенди за 5 дней.

В Батумском терминале нефть разгружается в буферные цистерны компанией Caspian Transco, в сотрудничестве с персоналом терминала Батуми.

Азербайджанская и грузинская железные дороги

Официально имеются 2,900 ж-д вагонов-цистерн для нефти и нефтепродуктов, но в действительности 800 из них не работают. Азербайджанская Государственная Железная Дорога также сдает в аренду России 1,000 ж-д вагонов-цистерн.

Большинство используемых ж-д вагонов-цистерн являются вагонами с четырьмя осями, с полезным грузом 60-66 тонн (для плотности продукта равного 1), и в небольшом количестве даже вагонами с восемью осями, мощностью 125 тонн.

В 1999 году Азербайджанская железная дорога транспортировала 14 млн тонн, из которых 11 млн тонн (80%) составляла нефть (сырая и нефтепродукты).

Общее количество азербайджанских ж-д вагонов-цистерн, доступных для транспортировки сырой нефти, может быть оценено в 1,000 единиц.

Грузинская железная дорога на сегодня располагает 1,200 ж-д вагонами-цистернами для транспортировки сырой нефти.

Оценка транспортной мощности Caspian Transco может быть сделана следующим образом:

- Каждый поезд перевозит 2,000 тонн нефти (40 ж-д вагонов-цистерн с грузом 50 т каждый).
- В распоряжении транспортной системы Caspian Transco имеются 2,200 ж-д вагонов-цистерн.

Каждый ж-д вагон-цистерна может совершить 70 оборотов в год (365/5), что составляет (70 x 2,200 x 50 т) транспортную мощность равную 7.7 млн тонн/год. Это количество представляет собой 3,850 пар поездов в год, т.е. приблизительно 10 пар поездов в день.

Ж-д путь от Баку до грузинской границы согласно отчетам обладает пропускной способностью 120 пар поездов в день (электрифицированная двойная колея).

Грузинский ж-д путь также является двухпутным, за исключением секции в Касури, которая является однопутной. Скорость ограничена до 40 км/ч, а пропускная способность ж-д пути - 40 поездов/день.

Данная выше оценка не принимает во внимание:

- Нехватку обслуживающих мастерских для ж-д вагонов-цистерн.
- Частые сбои в подаче электроэнергии в Грузии: иногда ж-д вагоны-цистерны не могут быть разгружены (случается, что 600 вагонов ждут разгрузки).
- Температуру воздуха ниже "точки заливки" груза (мазут и сырая нефть): зимой груз затвердевает и Батумский терминал бывает вынужден отогревать его путем впрыскивания пара внутрь груза, что в свою очередь увеличивает содержание воды, и резко уменьшает скорость разгрузки (даже в случае подачи электричества).

Эти проблемы приводят к заключению о необходимости дополнительных ж-д вагонов-цистерн и увеличивают среднее оборотное время до 8.5 - 10 дней, уменьшая тем самым объем перевозок до приблизительно 4 - 4.5 млн тонн/год.

Батумский терминал

Годовая производительность станции разгрузки ж-д вагонов-цистерн согласно отчетам равна 4.5 млн тонн/год.

Портовая нефтяная пристань имеет три причала. Причал №1 принимает танкеры мощностью вплоть до 30,000 DWT.

За пристанью была построена морская полоса с буйками для швартовки, для танкеров мощностью 50,000 DWT.

Согласно отчетам, основной проблемой является нехватка хранилищ для транзитной сырой нефти.

7. Прогнозируемая добыча и экспорт сырой нефти

Окруженные сушей каспийские государства должны разрешить две основные проблемы, для того чтобы увеличить в дальнейшем добычу нефти:

- Разработка морского потенциала замедляется из-за спора, касающегося прав на владение. Это разногласие составляет содержание более широких дебатов между странами Каспийского региона о том, как должно рассматриваться Каспийское море по международному праву.
- Разработка новых экспортных маршрутов для вывоза каспийской нефти на мировые рынки.

Следовательно, все дальнейшие прогнозы подлежат (зависят от) осуществлению подходящих экспортных маршрутов.

Эти проекты, вместе с другими осуществляемыми проектами, могли бы помочь поднять добычу на Каспии до более чем 200 млн тонн/год, и могли бы увеличить экспорт каспийской нефти до

более чем 150 млн тонн/год к концу следующей декады. К 2020 году добыча и экспорт могли бы возрасти еще на 100 млн тонн/год.

Согласно Международному Энергитическому Агенству, нефтяные запасы Каспийского моря составляют от 3,000 до 4,000 млн тонн. На уровне плато долгосрочная добыча ожидается в количестве 150/200 млн тонн/год:

- 12.5 млн тонн/год в 1998
- 25 млн тонн/год в 2002
- 50 млн тонн/год в 2005
- и т.д.

7.1 Казахстан

Прогнозируемое развитие добычи государства (согласно Международному Энергитическому Агенству) следующее:

(в млн тонн)

Высок.сценарий	1999	2005	2010	2020
Добыча	30	70	100	160
Потребление	13	34	45	84
Экспорт	17	36	55	76

(в млн тонн)

Низк.сценарий	1999	2005	2010	2020
Добыча	30	55	75	130
Потребление	13	24	32	52
Экспорт	17	31	43	78

Основные подтвержденные резервы в Западном Казахстане следующие:

- *Тенгиз* (1/1.5 млрд тонн). Прогнозы добычи "Tengizchevroil":
 - 10 млн тонн/год (1999)
 - 12 млн тонн/год (2001)
 - 35 млн тонн/год к 2010 (ожидаемый пик добычи)
- *Карачаганак* (1 триллион м3 газа, и 300 млн тонн нефти). Текущая добыча вывозится в Оренбургский очистительный завод (Россия). Проектируется прокладка трубопровода Карачаганак-Атырау. Возможный сценарий:
 - 3.3 млн тонн/год (1998)
 - 7 млн тонн/год (2005)
 - 12 млн тонн/год (2010)

Мощность нынешнего трубопровода:

- Трубопровод Атырау-Самара (соединен с российским экспортным трубопроводом "Дружба"). Годовая квота экспорта нефти Казахстана - 7.5 млн тонн/год.
- трубопровод Кенкйак-Орск (из месторождений Актюбинска в Орский очистительный завод в России), мощностью 6.5 млн тонн/год.

Таким образом, мощность настоящих трубопроводов (Западный Казахстан) равна 14 млн тонн/год.

Требования к новым трубопроводам (если нынешние российские трубопроводы будут продолжать экспортировать на сегодняшнем уровне):

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Хорош.сценарий	3	22	41	62
Плох.сценарий	3	17	29	64

Требования к новым трубопроводам (если нынешние российские трубопроводы более не будут использоваться для экспорта):

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Хорош.сценарий	17	36	55	76
Плохой сценарий	17	31	43	78

7.2 Туркменистан

В августе 1999 года президент Туркменистана одобрил программу развития, прогнозирующую, что добыча нефти возрастет до 27-30 млн тонн/год к 2010 году. В этом случае прогноз добычи мог бы быть следующим:

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Добыча	7.3	10	27	45
Потребление	4.5	4.5	8?	15
Экспорт	2.8	5.5	20?	30

Компании Monument и Mobil считают, что разработка зоны Гарашсызлык совместно с расширением добычи с месторождения *Бурун* могли бы к 2006-2007 году результатиться нефтедобычей 25 млн тонн/год из Западного Туркменистана, если будет доступен удобный экспортный маршрут.

7.3 Азербайджан

Прогнозы добычи ГНКАР даны ниже:

(в млн тонн)

	1999	2005	2010	2020
Добыча	14	28	47	100
Потребление	8.2			
Экспорт	5.8			

Добыча нефти АМОК нацелена на увеличение вплоть до 12.5 млн тонн в 2003 году. АМОК ожидает рост своей добычи до 40 млн тонн в течение следующих 15 лет.

7.4 Итог по трем странам

(Будет дополнен после начальной фазы)

Приложение 2

Приложение 2

Схема потоков сырой нефти в Бакинской зоне

Потоки сырой нефти в Бакинской зоне можно классифицировать на три группы, которые имеют потоки продуктов очистки, напрямую связанные с:

1. Сырой нефтью, добываемой в Азербайджане (на море и на суше) и очищаемой в Баку
2. Сырой нефтью, добываемой в Азербайджанских морских водах и экспортируемых через порт Супса, Грузия
3. Сырой нефтью, добываемой в Казахстане и Туркменистане и экспортируемой через порт Батуми, Грузия

Нефтяная Инфраструктура в Регионе Каспийского моря

Selected Oil Infrastructure in the Caspian Sea Region



1. Сырая нефть добываемая в Азербайджане и очищаемая в Баку

Этот процесс находится под полным контролем ГНКАР, Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики.

Исследование движения указывает на экспорт 0,58 млн тонн сырой нефти в 1999 году.

Первоначальная мощность очистки обоих бакинских очистительных заводов была около 25 млн тонн/год, так как эти заводы были спроектированы для обеспечения намного более крупной территории, чем Азербайджан. В этом и заключается причина того, почему причалы Бакинского и Дубендинского портов, отведенные под продукты очистки, используются только частично.

Однако для обеспечения местных электростанций осуществляется сезонный ввоз продуктов очистки нефти, для мазута – зимой. Этот мазут идет из Туркменистана, он разгружается на пирсе №20 в Бакинском порту (единственный действующий пирс находится под ремонтом, он оснащен хранилищем-резервуаром для мазута и погрузочной станцией для ж-д вагонов-цистерн).

В летнее время Бакинские очистительные заводы позволяют транзит туркменской сырой нефти к Черному морю.

Более того, азербайджанские светлые продукты очистки нефти (дизель, газойл) перевозятся из Баку в другие нефтяные порты на Каспии.

Существует также движение, связанное с авиационным топливом, которое загружается в Баку на пирсе №10, разгружается в Дубенди на пирсе №3, а затем переправляется по трубопроводу в Бакинский аэропорт.

Согласно этой схеме можно было бы выдвинуть предложение об использовании Бакинских очистительных заводов для очистки казахской и туркменской сырой нефти для их собственного национального пользования, однако казахские и туркменские власти вероятно предпочтут развивать свои собственные очистительные заводы.

Как было отмечено в исследованиях движения, определенная доля добычи сырой нефти ГНКАР экспортируется через трубопровод Баку – Махачкала – Новороссийск. Эта сырая нефть называется «азербайджанской светлой» нефтью.

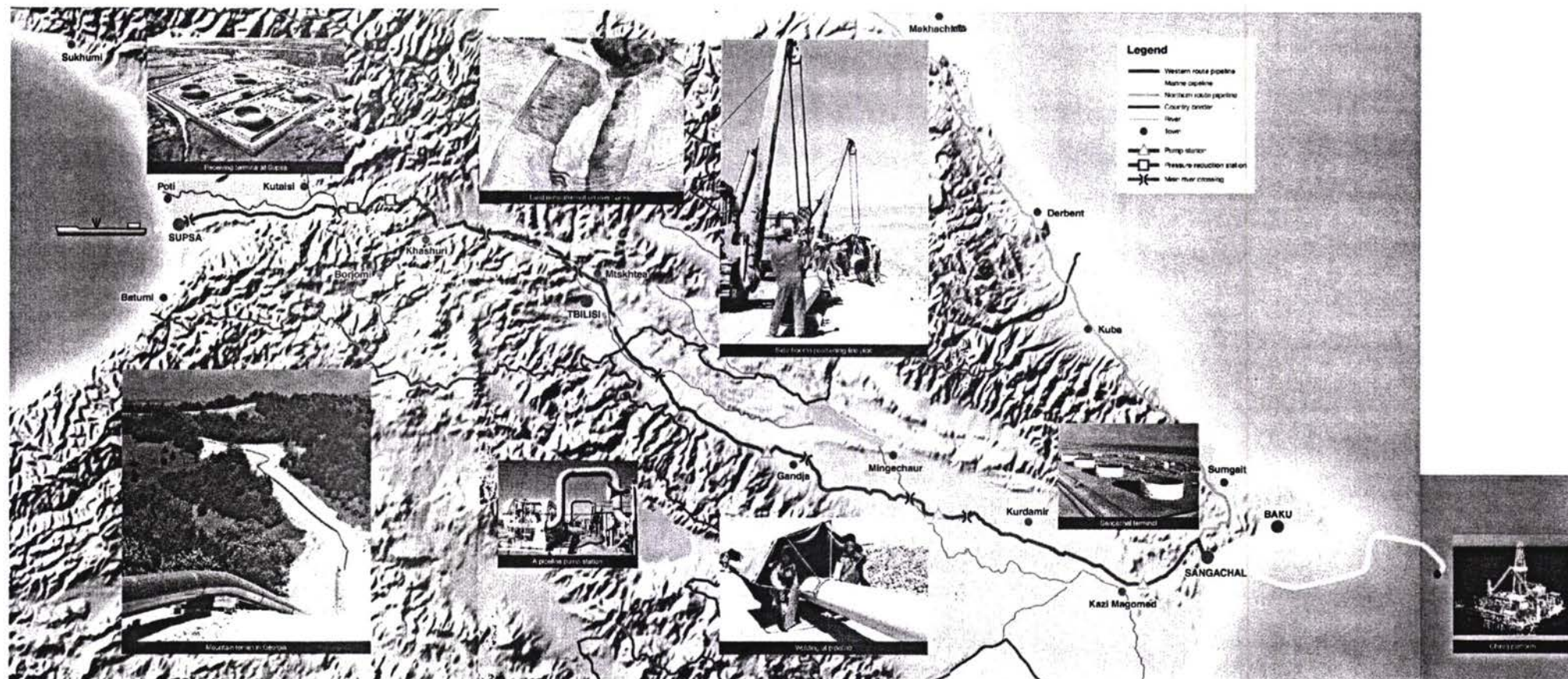
2. Сырая нефть, добываемая в азербайджанских морских водах и экспортируемая через Супсу

(См. Карту на следующей странице)

Этот процесс находится под контролем АМОК.

Исследование движения указывает на экспорт 5,20 млн тонн сырой нефти в 1999 году.

Это движение поддерживается трубопроводом от Сангачалы (на юге Баку) до Супсы. Нефтяной терминал Дубенди не занимается этим потоком.



Source: AIOC

3. Сырая нефть, добываемая в Казахстане и Туркменистане и экспортируемая через Батуми

3.1 Количественный анализ

Исследования транспорта привели к следующим цифрам за 1999 год:

Происхождение	Экспорт	Транзит в Батуми через Дубенди	Рыночная доля нефтяного порта Дубенди
КАЗАХСТАН (Тенгиз)	17 млн тонн/год	1,6 млн тонн/год	11%
КАЗАХСТАН (Бузачы)		0,23 млн тонн/год	
ТУРКМЕНИСТАН (Окерем)	2,75 млн тонн/год	0,39 млн тонн/год	20%
ТУРКМЕНИСТАН (Челекем)		0,15 млн тонн/год	

Как показано выше, Дубенди играет значительную роль на этом маршруте

3.2 Характеристика сырой нефти

Таблица внизу дает средние характеристики сырой нефти, проходящей через нефтяной терминал Дубенди. Эти данные представляют важность для конструирования установок по обработке нефти.

Наименование сырой нефти	Плотность	Вязкость при 10 °С (cst)	Вязкость при 20 °С (cst)	Температ. заводнения (текучности) (°С)	Вязкость паров (число Рейда) (мбар)	Содержание сероводорода (частей на млн)
ТЕНГИЗ	788	3,1	2,5	-48	510	75
ОКАРЕМ	859	40,3	24,9	+27	110	-
ЧЕЛЕКЕМ	843	14,7	9,1	+18	117	-
БУЗАЧИНСК	905	176,3	91,7	-10	-	-
АЗЕРБ.СВЕТЛОЕ	851	25,3	13,8	-3	-	-

До вывоза на международный рынок эти продукты смешиваются. Однако смеси не касаются Дубенди, они влияют только на установки в Батуми.

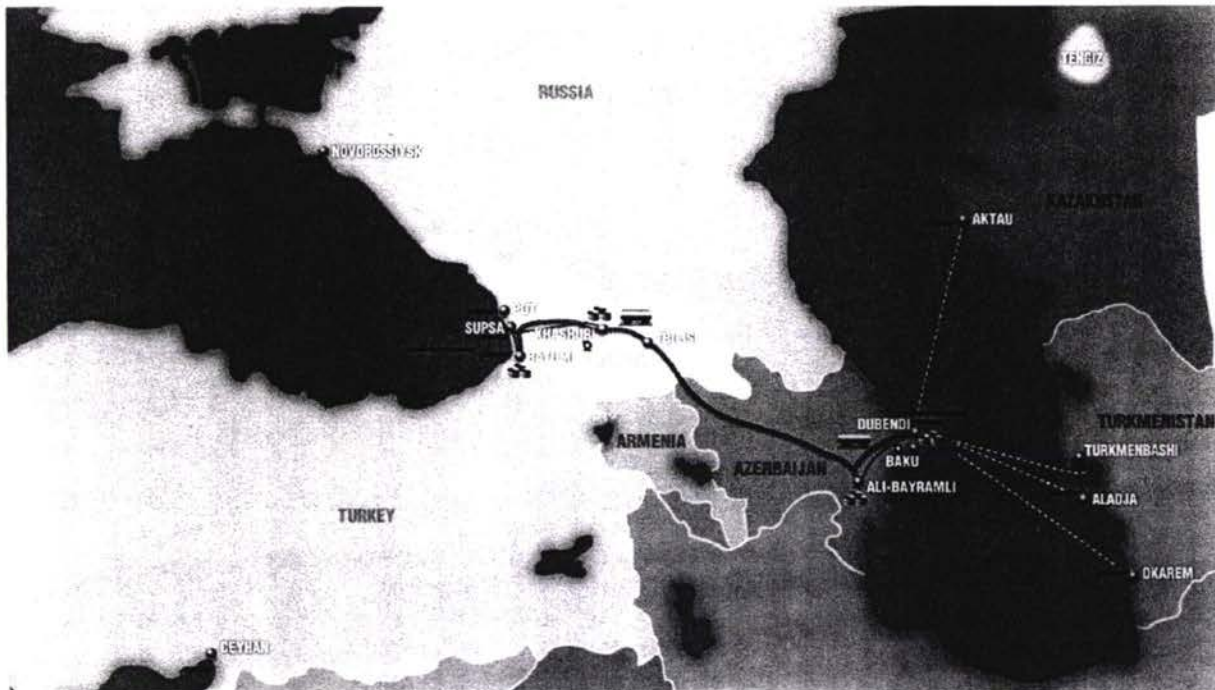
Наименование сырой нефти (после смешив.)	Плотность	Вязкость при 10 °С	Вязкость при 20 °С	Температ. заводнения	Вязкость паров	Содержание сероводорода
ЧАЗОК: 20% Челекем/25% Азерб/50%Окарем	881	87,2	Н/Д	+18	Н/Д	Н/Д
ЧОК: 50% Челекем/50% Окарем	856	34,4	Н/Д	+9	76	Н/Д
ЧАЗ: Смесь Челекема с Азербайджанской	867	48,5	27,1	+3	110	Н/Д

Приложение 3

Приложение 3

Мульти-модальные маршруты и объемы транспортировки нефти

1. Общая картина



Источник: Caspian Transco

Чтобы справиться с резко возросшим объемом добычи на Казахском нефтяном месторождении Тенгиз, и соответствовать квотам для экспорта нефти через российские трубопроводы, в 1997 году Tengizchevroil начало перевозить нефть через Каспийское море с дальнейшей перегрузкой по железной дороге и трубопроводу через Азербайджан и Грузию, с использованием системы Caspian Transco.

Эта система является интегрированной, многофазовой системой, осуществляемой Caspian Transco для транспортировки сырой нефти из Каспийской зоны и из Центральной Азии по направлению к Черному морю для выхода на мировой рынок.

К этому моменту Caspian Transco сотрудничает с целым рядом учреждений в Азербайджане и Грузии:

- Каспийские морские порты,
- Каспийское Морское Пароходство,
- Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики (ГНКАР),
- Азербайджанская Железнодорожная Компания,
- Грузинская Железнодорожная Компания,
- Батумский Терминал.

Эта система транспортировки сырой нефти начинается с принятия Caspian Transco на франко борт корабля сырой нефти в портах Восточного Каспия (Актау, Аладжа и Окарем). После

однодневного плавания через Каспийское море сырая нефть разгружается в терминале Дубенди. Нефть хранится в наземных цистернах Дубендинского хранилища: общий объем - 200,000 м3, из которых 135,000 м3 выделены для Caspian Transco.

Из хранилища цистерн сырая нефть транспортируется далее в Батуми по двум альтернативным маршрутам:

- или ж-д соединительный путь Дубенди - Али Байрамлы - Батуми,
- или трубопровод Дубенди - Али Байрамлы, и дальше по ж-д в Батуми.

2. Объем транспорта по Каспийскому морю

Технические данные нефтетанкеров Каспийского Морского Пароходства:

Тип	Официал. DWT (тонны)	Реальная максимальная грузоподъемность (тонны)	Грузовая осадка (метры)
<i>Генерал Шихлинский</i>	5,000	4,800	4.0
<i>Апшерон</i>	7,000	6,200	5.5
<i>Кафур Мамедов</i>	12,000	8,000	6.6
<i>Кафур Мамедов</i>	12,000	10,000	8.0

Для транспортировки сырой нефти в Дубенди выделен флот из семи кораблей:

- Три судна по 12,000 DWT каждое, которые не могут перевозить более 8,000 тонн в Дубенди из-за отсутствия глубоких вод в порту и на подъездах к нему.
- Четыре судна по 7,000 DWT каждое.

Разгрузочные данные судов:

- Скорость разгрузки = макс. 1,250 м3/час
- Давление при выходе = макс. 6 бар

Частые сбои в работе насоса замедляют разгрузочные операции: в среднем 16 часов на 7,000 - 8,000 тонн сырой нефти.

(В данный момент Каспийское Морское Пароходство рассматривает проект инвестиций в новые насосные установки.)

Суммарное среднее время из Актау до Актау является следующим:

	12 часов (погрузка в Актау)
+	26 часов (переезд в Дубенди)
+	16 часов (разгрузка в Дубенди)
+	24 часа (обратная поездка)
=	78 часов

На основе 100 круговых поездок в год для каждого танкера, теоретический годовой объем перевезенного груза близок к 5 млн тонн. Каспийское Морское Пароходство может увеличить эту цифру путем обновления судовых насосов и совершенствованием других кораблей.

3. Наземные объемы из Дубенди в Батуми

3.1 Нефтяные причалы Дубенди

На двух причалах пирса №1 возможна разгрузка сырой нефти. Принимая во внимание мощность судового насоса и тот факт, что терминал может действовать 11 месяцев в году (с вычетом одного месяца из-за плохих погодных условий), максимальный объем составляет только 4.2 млн тонн/год. Это вычисление основано на величине периода занятости причала, равной 60 % (закон случайности прибытия судов):

Объем макс = $0,6 \times 8760 \times 11/12 \times 7000/16 \times 2 = 4,2$ млн тонн/год

3.2 Хранилища

Эксплуатируемые Caspian Transco в Дубенди

Текущий общий объем для сырой нефти равен 135,000 м3 (приблизительно 110,000 тонн). Но так как все цистерны нуждаются в ремонте, реальный объем хранилища может понизиться в ближайшие годы, если только не будут использованы другие цистерны (кажется возможным сдать в аренду ГНКАР некоторые неиспользованные цистерны). Более того, величина оборота этих цистерн зависит от различных видов транзитной нефти. Чем больше видов нефти, тем больше растет величина оборота, чтобы избежать смешивания продуктов.

Эксплуатируемые Caspian Transco в Пута

Текущий общий объем для сырой нефти равен 10,000 м3 (приблизительно 8,000 тонн).

Итог Caspian Transco в Дубенди и Пута

Текущий общий объем хранилищ сырой нефти можно оценить в 120,000 тонн. На основе величины оборота хранилищ, равной 40/год (которую оператор находит приемлимой), максимальный текущий объем хранилищ вверх по системе составляет:

Объем макс = $120,000 \times 40 = 4.8$ млн тонн/год

3.3 От насосных станций до станции погрузки вагонов-цистерн в Дубенди и Али-Байрамлах

От насосных станций до станции погрузки вагонов-цистерн в Али-Байрамлах

Насосная станция включает два насоса по 300 м3/ч каждый при давлении 60 бар. По техническим причинам, единственными продуктами, которые посылаются на погрузочную станцию в Али-Байрамлах, являются сырые нефти *Тенгиз*, *Чаз* и *Чазок*. Невозможно посылать туда ни *Азербайджанское светлое*, ни продукты с высокими температурами заводнения (текучести) как *Челекем* или *Окарем*. Мощность этой насосной станции оценивается в 2 млн тонн/год.

От насосных станций до станции погрузки вагонов-цистерн в Дубенди

Расстояние между морским терминалом Дубенди и недавно реконструированной погрузочной станцией вагонов-цистерн составляет 4 км. Насосная станция на морском терминале включает три насоса мощностью 540 м3/ч каждый при давлении 8 бар. Так как трубопроводы покрыты изоляцией и подогреваются, из морского терминала на ж-д станцию могут транспортироваться все типы сырой нефти. Мощность этой насосной станции оценивается в 7 млн тонн/год.

3.4 Трубы ведущие на погрузочные станции для вагонов-цистерн

Трубы ведущие на погрузочные станции для вагонов-цистерн в Али-Байрамлах

Имеются только два 12-тидюймовых трубопровода, используемые совместно Transco и ГНКАР. Соответственно, максимально доступная мощность весьма низкая, если мы принимаем во внимание нынешние трубопроводы между Дубенди и Али-Байрамлы. Эта мощность равна 1 млн тонн/год.

Трубы ведущие на погрузочные станции для вагонов-цистерн в Дубенди

Имеются только два 20-тидюймовых трубопровода, эксплуатируемые Transco. Мощность этих труб совместима с мощностью насосной станции: 7 млн тонн/год.

3.5 Погрузочные станции для вагонов-цистерн

Погрузочные станции для вагонов-цистерн в Али-Байрамлах

Максимальная текущая мощность близка к 1.5 млн тонн/год.

Погрузочные станции для вагонов-цистерн в Дубенди

Погрузочная станция включает два ряда по 21 вагону-цистерне каждый, которые могут использоваться одновременно. Каждый вагон-цистерна обладает средней мощностью 50 тонн. Принимая во внимание среднюю длительность процесса погрузки (4 часа включая переливание нефти из трубопровода и опустошение последнего) максимальная мощность составляет 4.4 млн тонн/год:

Мощность макс = $0,95 \times 8760/4 \times 50 \times 42 = 4.4$ млн тонн/год

Суммарная мощность двух погрузочных станций для вагонов-цистерн составляет 6 млн тонн/год.

3.6 Железнодорожные соединительные пути Дубенди – Али Байрамлы – Батуми

Мощность железной дороги оценивается в части отчета, посвященной движению. Ниже указываются только ключевые факторы:

- Пропускная способность (мощность) ж-д путей более чем достаточна для текущих и планируемых объемов транспорта сырой нефти и нефтепродуктов.
- Теоретические вычисления приводят к цифре мощности вагона-цистерны, равной 7.7 млн тонн/год.
- Принимая во внимание проблемы с электричеством и сложности с разгрузкой в Батуми, окончательная пропускная способность соединительного пути падает до 4.5 млн тонн/год.

3.7 Средства Нефтяного Терминала в Батуми

Согласно отчету Нефтяного порта Батуми, после полного заполнения цистерн ТЕРМИНАЛИ (40,000 тонн), оставшаяся нефть разгружается в цистерны-хранилища КАПРЕШУМИ и ХОЛОДНОЙ СЛОБОДЫ. Суммарная мощность всех действующих цистерн-хранилищ равна 75,000 тонн. Суммарная годовая мощность Батумской системы (хранилище + насосы + причалы) считается равной 4.5 млн тонн/год.

4. Общий обзор объемов перевозок

4.1 Мощность вверх по системе

Элементы цепочки	Текущее движение в Мт/год	Макс текущая мощность до инвестиций в Мт/год
Станц.разгруз.для вагон-цистерн в Актау	1.6	2.0
Нефтяные причалы в Актау	1.83	6.4
Хранилище в Актау	1.83	4.9
Нефтяной причал в Челекеме (Аладжа)	0.15	1.5
Нефтяной причал в Окареме	0.39	1.7

Вышеприведенная таблица подытоживает вычисленные мощности на следующей основе:

- Станция разгрузки вагонов-цистерн в Актау: 2 x 15 вагонов, 6 часов – длительность разгрузки (нефть *Бузачи* прибывает в Актау по трубопроводу).
- Нефтяные причалы в Актау: 3 активных причала, те же стояночные условия что и в Дубенди.
- Хранилище в Актау: 6 x 5,000 + 2 x 20,000 тонн, тот же уровень оборота, что и в Дубенди.
- Нефтяной причал в Челекеме: 1 активный причал, только для кораблей в 5,000 DWT.
- Нефтяной причал в Окарем: 1 активный причал, только для судов в 5,000 DWT и 7,000 DWT

4.2 Мощность интегрированной системы

Элементы цепочки	Текущее движение в Мт/год	Макс текущая мощность до инвестиций в Мт/год
Танкерные суда	2.37	4.9
Нефтяные причалы в Дубенди		4.2
Хранилище в Дубенди и Пута		4.8
Насосные станции в Дубенди		9
Трубопроводы, идущ.к станц.погруз.вагон-цистерн		8
Станции погрузки вагонов-цистерн		6
Ж-д соед.путь Дубенди – Али Байрамлы – Батуми		7.7
Разгрузочные станции для вагон-цистерн в Батуми		4.5
Нефтяной терминал Батуми		4.5

4.3 Заключение

Из вышесказанного можно сделать следующие заключения:

- Текущая мощность системы транспортировки сырой нефти составляет около 4 Мт/год через установки Caspian Transco.
- Основной узкий проход расположен в порту Дубенди.
- Этот узкий проход в Дубенди обладает шириной, заслуживающей сравнения с другими элементами цепочки, такими как элементы Батуми.
- Станция разгрузки для вагонов-цистерн в Актау также представляет большое значение.

Однако вышеприведенные рассуждения основаны лишь на вычислениях мощностей, они не должны скрывать другие аспекты, такие как безопасность и стадии износа.

Приложение 4

Приложение 4

Портовые средства Дубенди: инвентаризация и оценка

1. Основы

В Советские времена территория Баку была основным центром переработки нефти. Очистительные заводы обладали мощностью вплоть до 25 млн тонн сырой нефти в год. Они перерабатывали не только нефть, добываемую на данной территории, но также значительные объемы нефти, привезенные из других частей Советского Союза, в частности Казахстана и Туркменистана. С другой стороны, крупные объемы нефтепродуктов экспортировались по направлению этих двух стран с конечными пунктами отправки в Сибири или даже на Камчатке.

Средства терминала Бакинского порта одновременно обрабатывали входящие и выходящие потоки, в частности на пирсе №20. Однако, чтобы справиться с возрастающими потоками, в 70-х годах было решено построить специальный нефтяной терминал на Апшеронском полуострове в местности, называемой Дубенди, которая от природы была хорошо защищена близлежащим островом. Дубенди находится на расстоянии 47 км от Баку по суше и 92 морских миль по морю.

Нефтяной терминал Дубенди главным образом состоит из четырех полноразмерных пирсов (№1, 2, 3 и 5). Пирс №3 был предназначен для обработки очищенных нефтепродуктов в обоих направлениях, а остальные пирсы - для импорта сырой нефти. Каждый пирс имеет два симметричных причала, каждый из которых обладает проектной мощностью 2.8 млн тонн нефти в год. Суммарная мощность была таким образом равна более чем 20 млн тонн в год.

Доступная осадка без драгирования равна почти 8 м. Она допускает использование танкеров грузоподъемностью вплоть до 8,000 DWT. Для более крупных кораблей требуется якорная стоянка, но, согласно отчетам, неглубокое драгирование позволило бы кораблям в 12,000 DWT пользоваться портовыми средствами. Площадь радиусом 350 м позволяет танкерам поворачиваться. Танкеры, находящиеся в использовании сегодня, обладают, как правило, мощностью 5,000 тонн продуктов очистки нефти или 7,000 тонн сырой нефти.

Со временем портовые средства подверглись сильному износу. В 1990 году "Каспморниипроект", проектный институт, автор первоначального проекта, подготовил проект реабилитации портовых средств. Смета составила 13.5 млн долларов США по обменному курсу рубля на тот момент.

В настоящий момент Пирсы 2 и 5 более не используются и достигли стадии значительного износа. Их реабилитация может стоить почти столько же, сколько и строительство новых портовых средств.

С другой стороны, Пирс №1 все еще может функционировать почти на полную мощность. По утверждениям он может принимать от 90 до 100 кораблей в месяц и разгружать от 600,000 до

700,000 тонн и даже вплоть до 850,000 тонн в месяц (эти цифры выглядят преувеличенными/переоцененными). Базисная структура все еще кажется сильной и прочной. Согласно отчетам, основная проблема связана с защитными брусами (кранцами) и устройствами амортизации, которые нуждаются в полной реконструкции. Разгрузочные устройства и система труб, которые принадлежат ГНКАР, также нуждаются в капитальном ремонте и модернизации. Разгруженная нефть закачивается через систему из четырех труб в шесть 20,000-тонных цистерн с суммарной вместимостью 120,000 тонн.

На данный момент, Пирс №1 используется далеко не на полную мощность. Согласно утверждениям, в 1999 году было разгружено только 1,650,000 тонн сырой нефти. В один из последних типичных месяцев было разгружено от 38 до 45 кораблей. Однако бывают и пики, как в ноябре и декабре 1998, когда разгрузка достигла 450,000 тонн.

До 1990 года в Советское время Пирс №3 использовался для экспорта продуктов очистки нефти. В день могли нагружаться вплоть до 4-5 танкеров и отправляться в Красноводск (нынешний Туркменбаши) после 45-минутной работы с документацией. С 1990 года один из двух причалов абсолютно бездействует. Другой причал был передан для иного пользования несколько лет назад. Сейчас он используется для разгрузки танкеров, привозящих авиационное топливо из Бакинского очистительного завода. Нефть закачивается в нефтехранилище, состоящее из 30 цистерн по 5,000 тонн. Оттуда она посылается в аэропорт по трубопроводу. Трубы принадлежат компании "Азернефтайг".

По Дубенди сегодня транзитом идут два вида потоков:

- Сырая нефть, добываемая в регионе Апшеронского полуострова, достигает Дубенди по подводным трубопроводам. Она перевозится по железной дороге в нефтехранилища ГНКАР в Сангачалах до пересылки этой нефти по трубопроводу в порт Супса на Черном море.
- Сырая нефть, импортируемая танкерами или (большая часть) из Актау (Казахстан, откуда она перевозится компанией Tengizchevroil) или из Окарема или Аладжи (Туркменистан, где она добывается компаниями Mobil и Total). Нефть посылается в порт Батуми на Черном море компанией Caspian Transco по одному из двух маршрутов:
 - вагонами на всем пути от порта до порта
 - по трубопроводу через территорию Баку до ж-д терминала Али-Байрамлов и оттуда направляется вагонами в порт Батуми (этот маршрут используется, только если все ж-д пути переполнены, как это было например в конце 1998).

2. Инвентаризация и детали

2.1 Нефтяной терминал Дубенди

Терминал состоит из:

<i>Индекс фотографии</i>	<i>Идентификация</i>	<i>Комментарии</i>
1	Пирс №1	Практически на 100 % для импорта сырой нефти
2	Пирс №2	Никогда не использовался и в нерабочем состоянии Никакого оборудования наверху
3	Пирс №3	Используется для продуктов очистки (2 разгрузочные стрелы)
5	Пирс №4	Используется для причаливания сервисных судов
2	Пирс №5	Никогда не использовался и в нерабочем состоянии Некоторое оборудование наверху
0	Портовые окружения	Въезд в порт
4.1		Въездной канал к пирсам №1 и 3
4.1		Въездной канал к пирсу №2 (нуждается в ремонте)
4.2		Въездной канал к пирсу №5 (почти разрушен)
4.3		Волнорез (уничтожен)
4.4		Сеть трубопроводов
4.5		Сеть распределения электричества

С другой стороны, владение и эксплуатация нефтяного терминала распределены следующим образом:

<i>Номер пирса</i>	<i>Инфраструктуры</i>	<i>Оборудование</i>	<i>Эксплуатируется</i>
	<i>Владелец</i>		
1	БММП	ГНКАР	Caspian Transco
2	БММП	ГНКАР	Не эксплуатируется
3	БММП	ГНКАР	Азернефтйаг
4	БММП	БММП	БММП
5	БММП	ГНКАР	Не эксплуатируется

БММП : Бакинский Международный Морской порт
ГНКАР: Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики

2.2 Нефтехранилище Дубенди

Хранилища принадлежат ГНКАР и сдаются в аренду операторам. Они расположены на двух территориях:

- Низкая территория, ближе к уровню моря.
- Высокая территория, приблизительно 30 метров над уровнем моря.

AKTAU
 YENIZ CRUDE OIL
 BUZACH CRUDE OIL

TURKMENBASHI
 DOKLETEN CRUDE OIL
 QAZEN CRUDE OIL

MAZOUT
 KEROSENE
 DIESEL OIL

PIER N°1

PIER N°3

OFFSHORE + APSHERON CRUDE OIL FIELDS

DUBENDI OIL STORAGE		
CASPIAN TRANSCO PART	AZERNEFTYAG PART	OIL ROCKS & MAGISTRAL PART
2x5000 m3 4x20000 m3 2x22500 m3	32000 m3	30000 m3
} 135000 m3		
PUMPING STATIONS		
3x530m ³ /H	2x300m ³ /H	



Низкорасположенное нефтехранилище

Оно состоит из (сравните с приложенным документом №1 и фотографиями 20.1, 20.2, 20.3 и 20.4):

- Цистерн :
 1. 4 цистерны-хранилища по 5,000 м³ каждое, со сваренными крышками, эксплуатируются: CASPIAN TRANSCO (2 цистерны)
ГНКАР (2 цистерны)
 2. 6 цистерн-хранилищ по 5,000 м³ каждое, со сваренными крышками, эксплуатируются ГНКАР
 3. 4 цистерны по 20,000 м³ каждое, с плавучими крышками, эксплуатируются CASPIAN TRANSCO.
 4. 2 цистерны по 22,500 м³ каждое, со сваренными крышками, эксплуатируются CASPIAN TRANSCO.
 5. 2 цистерны по 5,000 м³ каждое:
 - 1 для дизельной нефти
 - 1 для грязной воды
- Некоторые административные здания, расположенные между 2. и 3.
- Станция по переработке воды, в рабочем состоянии.
- 3 насосные станции:
 - одна отремонтированная и эксплуатируемая CASPIAN TRANSCO,
 - одна эксплуатируемая АЗЕРНЕФТІАГ,
 - одна эксплуатируемая ГНКАР.
- Парк-хранилище, расположенный между 2 и 3, состоящий из 4 маленьких цистерн, используемых для различных продуктов.

Высокорасположенное нефтехранилище

Оно состоит из (сравните с приложенным документом №1 и фотографиями 30.1, 30.2 и 30.3):

- Части (1.), эксплуатируемой ГНКАР для Нефтяных Камней и Магистрала, для хранения нефти, идущей с Нефтяных Камней, состоящей из 8 цистерн по 5,000 м³ каждая.
- Части (4.) .), эксплуатируемой ГНКАР, находящийся под реконструкцией для замены хранилища (1.). Она будет в итоге состоять из 6 цистерн по 5,000 м³ каждая, так чтобы было возможно продолжить частичное переоборудование хранилища (1.).
- Части (2.), эксплуатируемой ГНКАР для АЗЕРНЕФТІАГ, состоящей из:
 - 4 зон с 8 цистернами по 5,000 м³ каждая,
 - 1 зоны с 7 цистернами по 5,000 м³ каждая.
- Производственная площадь коммунальных услуг, включая пар используемый для труб и согревания цистерн.

2.3 Железнодорожный терминал Дубенди

Терминал включает:

- 2 трубы доставки продуктов.
- Две станции погрузки по 21 ж-д вагону-цистерне каждая.

- Пост с распределительной системой, производящий противопожарную пену.
- Коммунальные сооружения по сбору и обработке сливов и брызгов
- Административное здание.

2.4 Другие

- Трубопровод по переправке сырой нефти между насосной станцией CASPIAN TRANSCO и АЛИ БАЙРАМЛЫ.
- Промежуточное хранилище и пост рекомпрессии в Пута для компании CASPIAN TRANSCO (фото 50.1).
- Ж-д терминал в АЛИ БАЙРАМЛАХ (2 x 18 ж-д вагона-цистерны) для CASPIAN TRANSCO.
- Хранилище терминала в САНГАЧАЛАХ для АМОК (фото 50.2).

3. Оценка

3.1 Нефтяной Терминал Дубенди

Вход

Административное здание и вход в порт (фото 0): эти установки используются в настоящий момент и все еще могут использоваться в будущем. Однако ремонт будет необходим, вместе с реорганизацией всего участка, для того чтобы сделать возможным модернизацию терминала. Ворота необходимо обновить, в то время как въездные автодороги надо заново мостить.

Пирсы

Пирс №1

В настоящий момент пирс используется с обеих сторон для разгрузки сырой нефти. Хотя пирс и находится в использовании, он более не соответствует нормам качества по следующим показателям:

- Движение персонала (лестницы, перила, пролеты):
 - . Лестницы представляют опасность, так как сильно деформированы и не соответствуют международным стандартам по размерам ступенек.
 - . Перила частично деформированы и не имеют досок для пальцев.
 - . Пролеты часто загромождены и их высота ниже обычной нормы.
 - . Никаких знаков на опасных зонах.
 - . Доступ к пирсам не контролируется и представляет опасность.
- Разгрузочные стрелы (кранов): Несмотря на очевидный недостаток сервисного обслуживания они работают нормально.
 - . Необходимо будет сделать оценку, чтобы проверить, являются ли они деформированными и нуждаются в ремонте, или их необходимо заменить.
- Трубопровод:
 - . Продукты: в пирсовой части трубы, кажется, находятся в хорошем состоянии.
 - . Противопожарная вода: сеть не обслуживается и много клапанов протекают, пожарные посты не снабжены сигнализацией и нет ледовой защиты, сеть не окрашена и может быть спутана с другими сетями.

- . Различные воды: сети в плохом состоянии, со случайной схемой движения.
- В общем:
 - . Низкое сервисное обслуживание, практически нулевое,
 - . Никакой маркировки установок,
 - . Недостаток организованности трубопроводных пассажей,
 - . Много неработающих автоматических клапанов,
 - . Множество протекающих клапанов.
- Инфраструктура: в целом пригодная для использования в своем нынешнем состоянии и исполняющая свою поддерживающую функцию; следует произвести верификацию (подтверждение) подводной части.
- Электричество:
Установка полностью устарела и представляет опасность, она не соответствует никаким нормам безопасности.
Необходимо произвести полную реконструкцию.
- Изоляция: изоляция на линиях продуктов в хорошем состоянии, однако нужно произвести некоторое тампонирующее на защитниках
- Ремонтные мосты: мосты нуждаются в ремонте (коррозия)

Пирс №2

- Инфраструктура: подводная часть должна быть проверена
- Надводные части:
 - . Въездной путь:
 - проверить грузоподъемность
 - обновить покрытия, бордюры и перила
 - . Главный пирс:
 - проверить прочность
 - . Продвинутый пирс и въездной мост: проверить сопротивление

Пирс №3

Этот пирс используется для разгрузки 2 продуктов с 2 стрелами (первоначально с 8 стрелами). 2 оставшиеся стрелы в плохом состоянии и должны быть или заменены или отремонтированы. Движение персонала осложнено и опасно; те же замечания, что были сделаны для пирса №1, остаются в силе и здесь.

Сеть трубопроводов устарела.

Электрическое оборудование представляет опасность и не соответствует нормам.

Гражданское строительство: те же замечания, что и для пирса №1.

Структуры сервиса: в очень плохом состоянии и скорее всего не используются.

Пирс № 4

Этот пирс используется, его состояние и доступные средства будут оценены в ходе ТЭО в контексте всех служебных портовых установок.

Пирс № 5

То же что и для пирса № 2.

Другие

Общая въездная автодорога и часть пирса №3 в плохом состоянии, обочины представляют опасность.

Доступ к пирсам: в части близ пирса №5 автодорога полностью разрушена и не используется.

Волнорез: скорее всего должен быть заново отстроен (текущий высокий уровень Каспийского моря позволяет высоким волнам достигать структуры).

Бассейн для разворота и въездной канал: должны драгироваться.

Сеть трубопроводов

Кроме некоторых используемых линий, которые следует проверить, вся система устарела и частично разрушена.

Бетонные опоры между постами 1 и постами 2 и 5 полностью разрушены; что касается остального, следует произвести реабилитацию опорной структуры и мостиков для персонала.

Бетонная инфраструктура

Следует произвести проверку сопротивления.

Следует произвести ремонт на потрескавшихся частях, на незащищенных металлических частях, крепежку соединительных структур кораблей.

Электричество

Вся электрическая система устарела и представляет опасность:

- Кабели не защищены или проходят в открытых желобах;
- Как правило, ящики с электро-соединениями открыты с некоторыми выглядывающими кабельными соединениями, защищенными изоляционным волокном;
- Фонарные столбы заржавели и готовы развалиться;
- Электрические станции невозможно посетить, но они, похоже, напоминают остальную часть электрической системы.

Металлическая конструкция

В связи с нехваткой сервисного обслуживания, все структуры находятся в плохом состоянии и должны быть или заменены, или отремонтированы и покрыты защитной краской.

3.2 Хранилище Дубенди

Все помещения хранилища, насосные станции, трубопроводная система должны быть проверены. Однако они кажутся пригодными для использования после частичного переоборудования существующих частей и строительства новых. Зоны удержания существуют и должны быть частично перестроены, чтобы гарантировать длительность функционирования. То же самое касается коммунальных зданий в парке-хранилище.

Только насосная станция CASPIAN TRANSCO была полностью отремонтирована, две оставшиеся находятся в хорошем состоянии, но нуждаются в ремонте.

Безопасность

Как правило, безопасность очень низкая по сравнению с обычной практикой:

- Движение персонала (доступ к пирсам)
- Движение транспорта (на опасных участках)
- Движение стрел крана, шнуров, и т.д. на пирсах

Пожарная безопасность

- Существующая противопожарная водная система не поддерживается и почти не заметна.
- Мобильные противопожарные средства (яма с песком, и т.д....) являются несоответствующими
- Отсутствует защита пеной.

Окружение

- Пловучий барраж заметен близ пирса №1.
- На посту №4 был припаркован корабль для сервисной очистки.

- Кроме этих видимых элементов, в задании ЕЗ было необходимо проверить существующие средства.
- Для средств хранилища защитное покрытие будет проверено в ЕЗ.

Сервис судов

- Пирс №1 оснащен доставкой свежей воды и горючего.
- Пирс №3 кажется не оснащен идентичными сервисами.
- Телефонная связь отсутствует.

Контроль и проверка выполнения команд

- Кроме той части, которая эксплуатируется TRANSCO на пирсе №1 и в парке-хранилище (по словам действующего персонала TransCo), не существует никакого контроля или проверки выполнения команд на пирсах и в хранилищах.
- Материал для измерения и инструментарий не используются, даже если имеются, из-за недостатка сервисного обслуживания.

3.3 Другие

В Пута и Сангачалах установки являются новыми и находятся в хорошем состоянии. Хранилище в Али-Байрамлах не посещалось.

Приложение 5

Приложение 5

11 карт и 50 фотографий

Карта местонахождения Дубенди



Масштаб 1 : 650,000

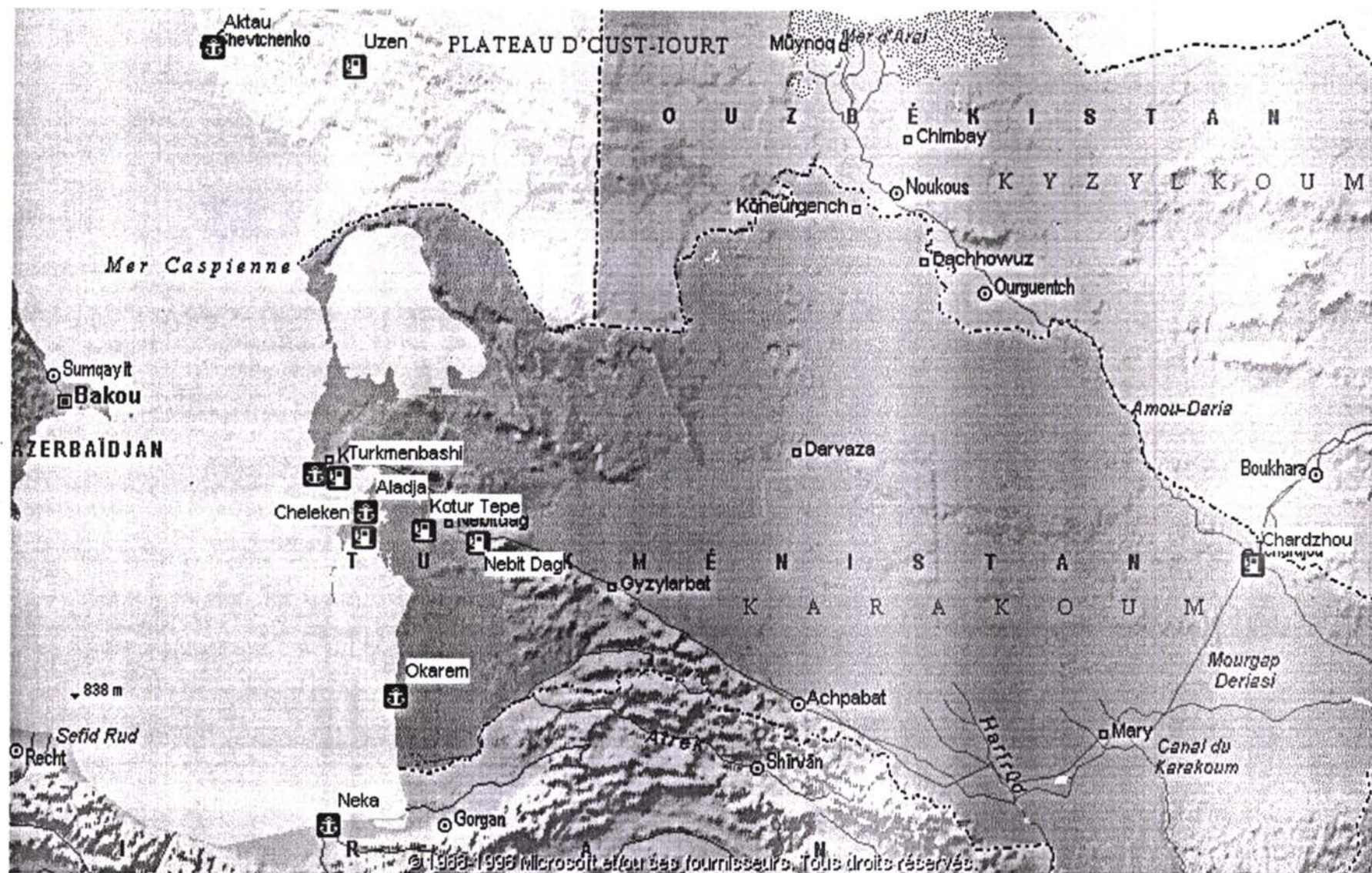
Выбранная нефтяная инфраструктура в регионе Каспийского моря

Selected Oil Infrastructure in the Caspian Sea Region

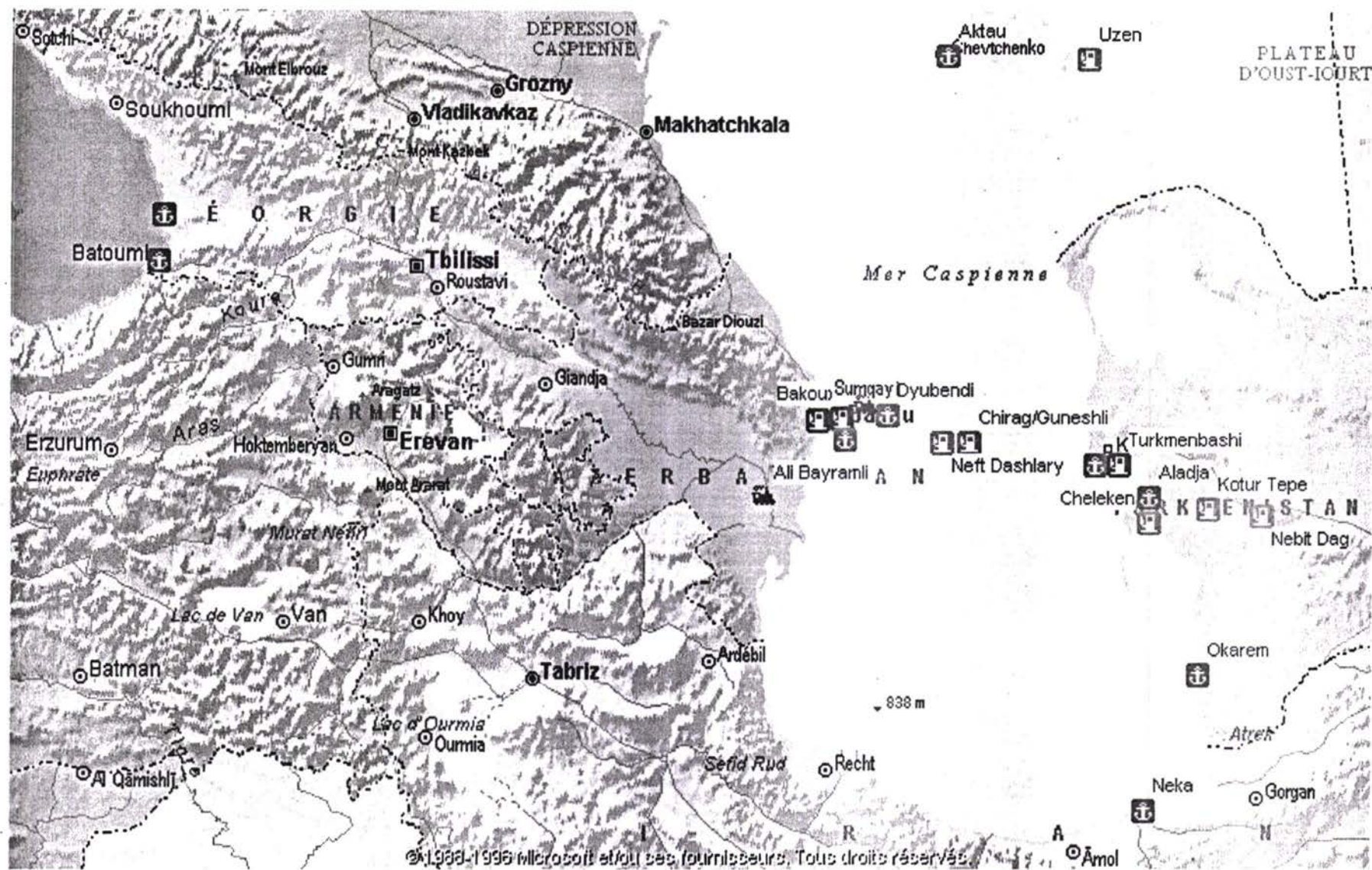




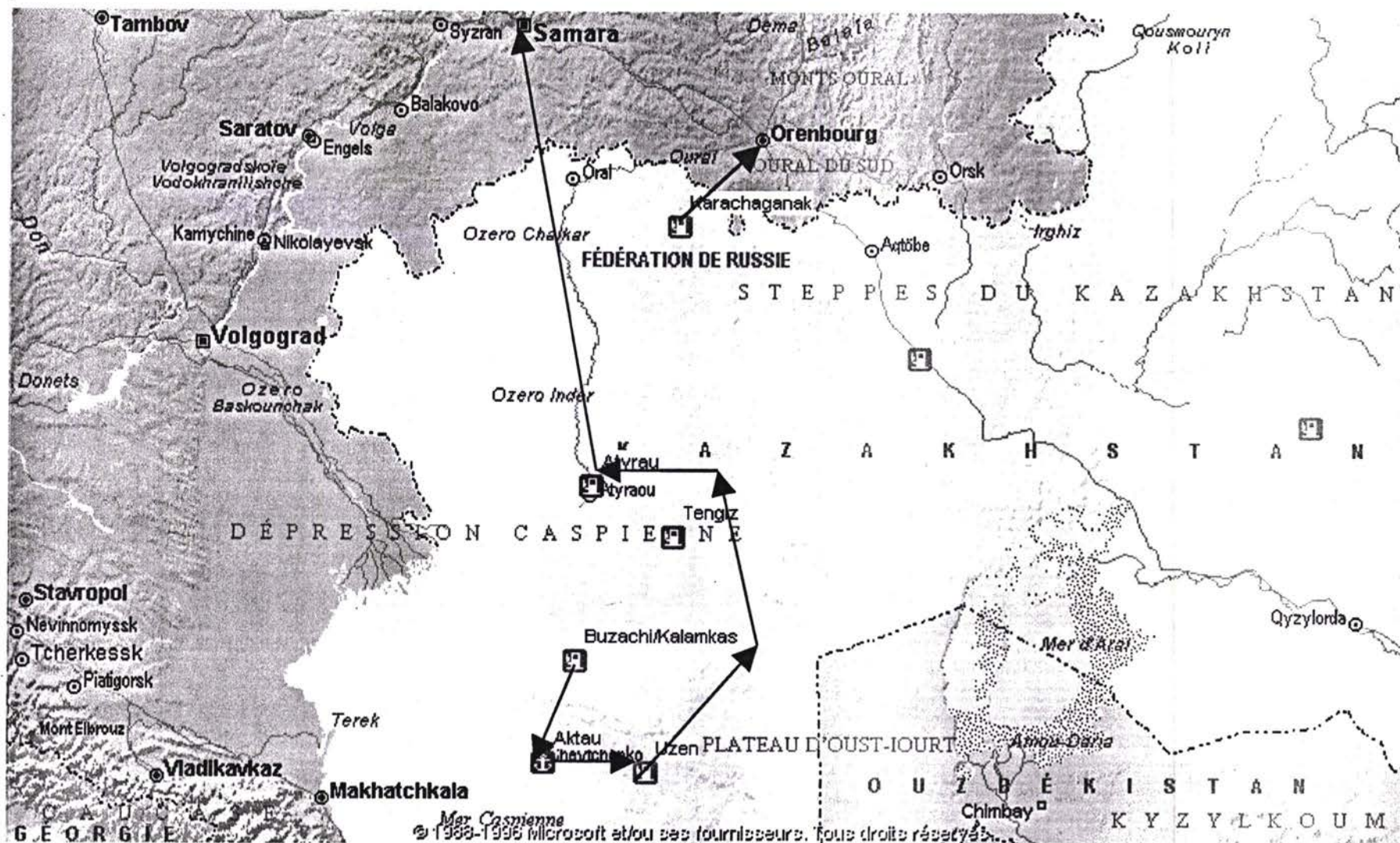
Казakhstan. Нефтяные месторождения, нефтеперегонные заводы и терминалы



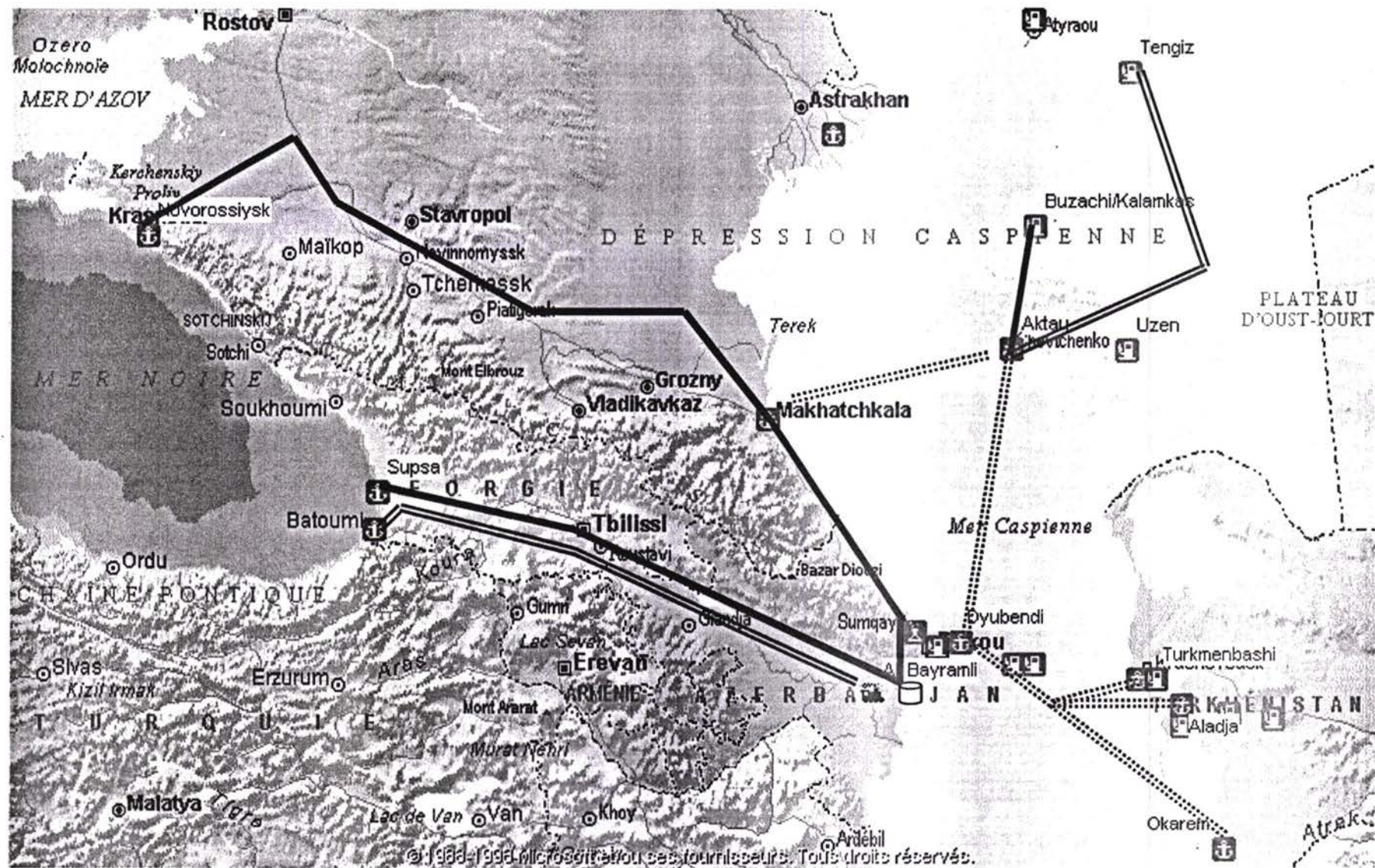
Туркменистан. Нефтяные месторождения, нефтеперегонные заводы и терминалы



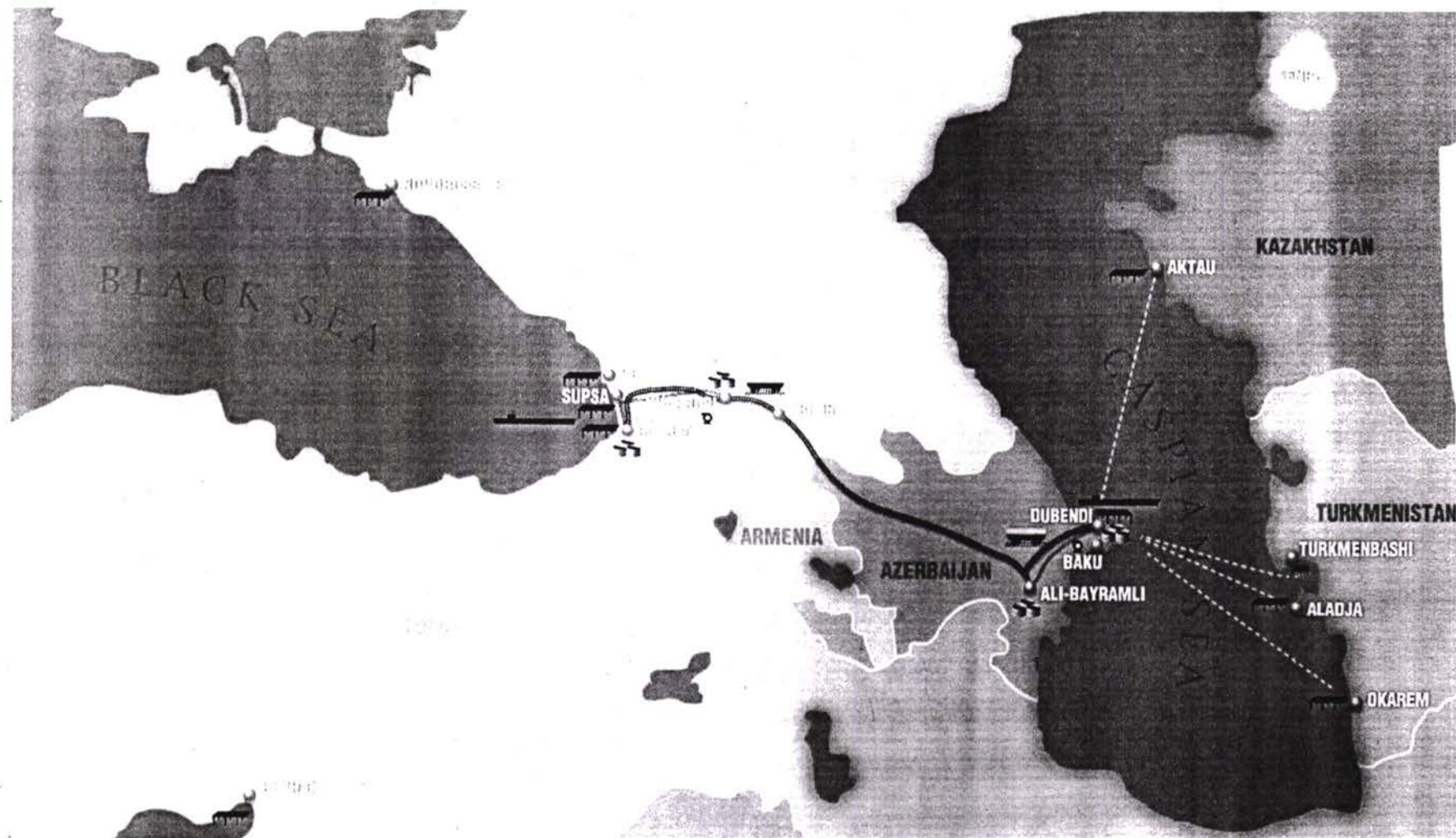
Азербайджан. Нефтяные месторождения, нефтеперегонные заводы и терминалы



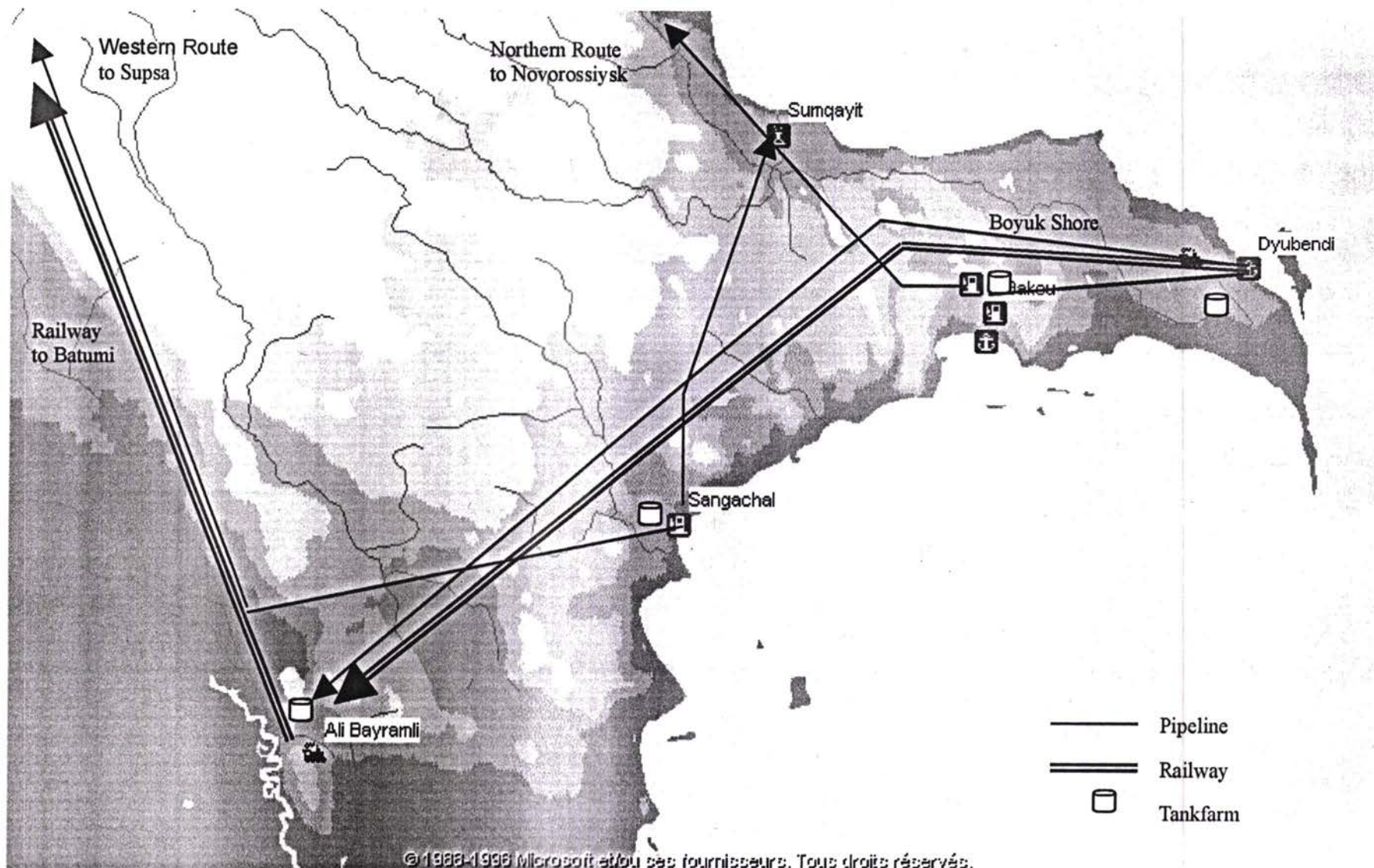
Трубопровод Атирау - Самара



Нефтяные маршруты из Каспийского моря в Черное

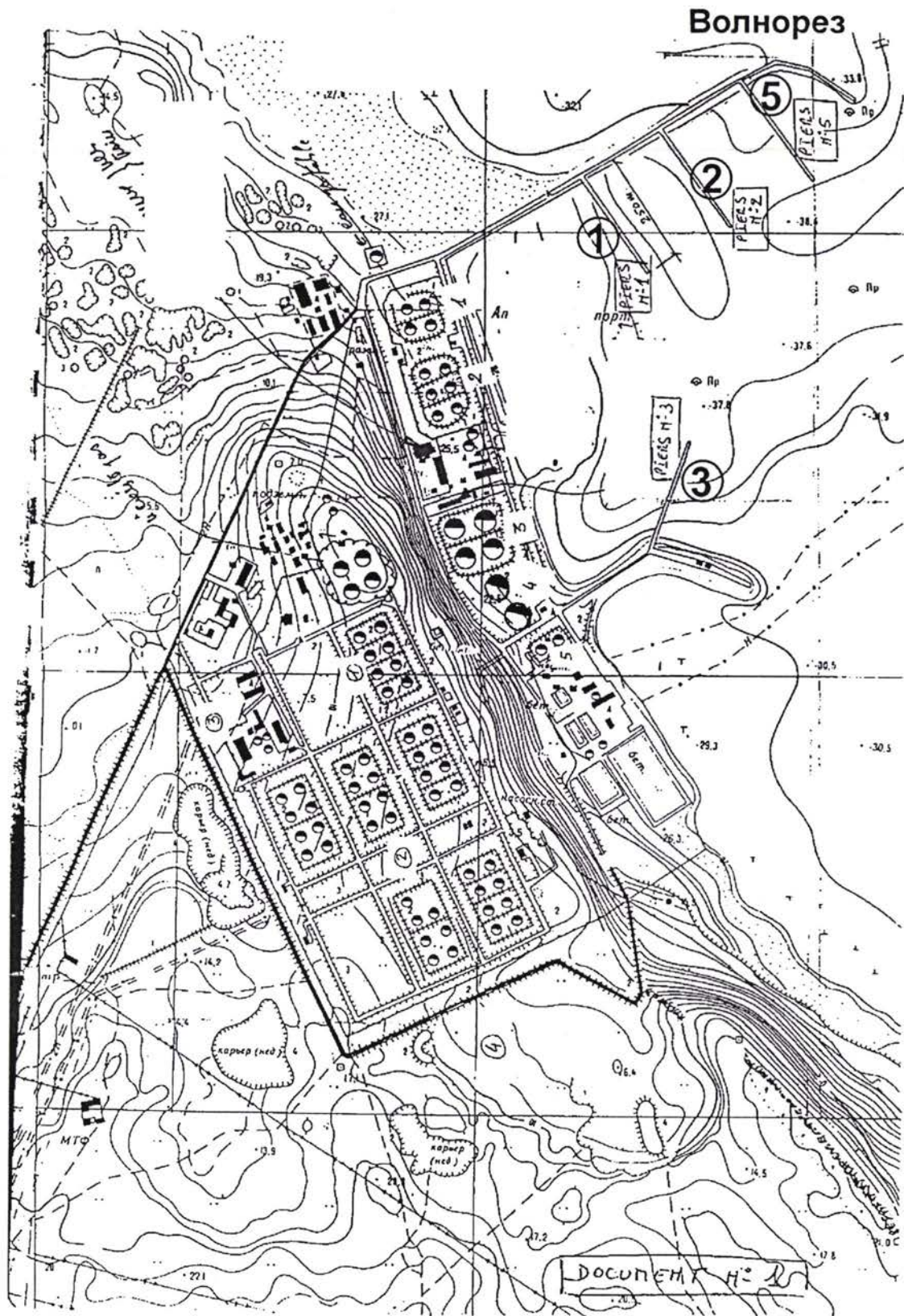


Нефтяная Транспортная Система Каспиан Транско

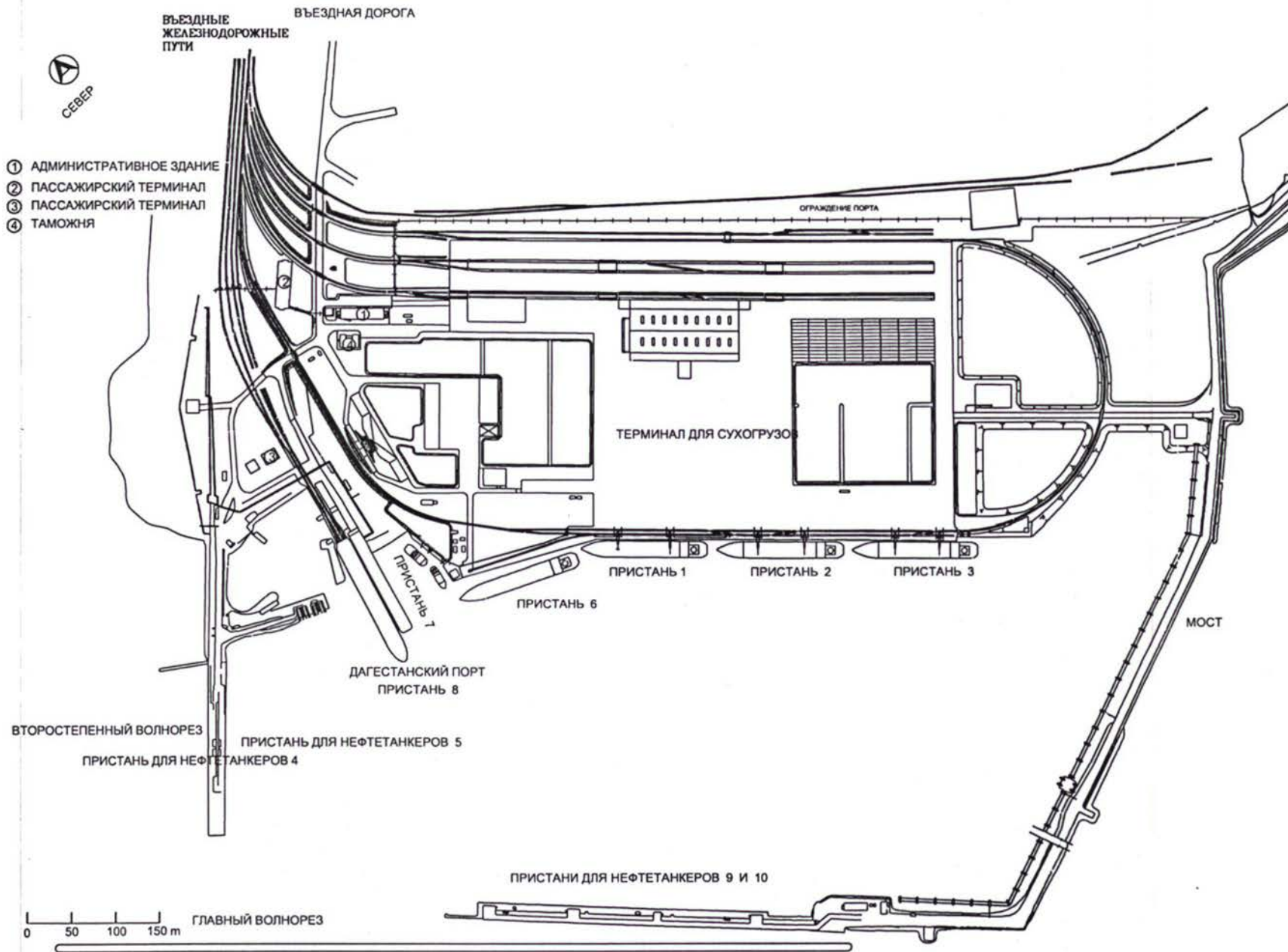


Область Баку

НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ ДУБЕНДИ

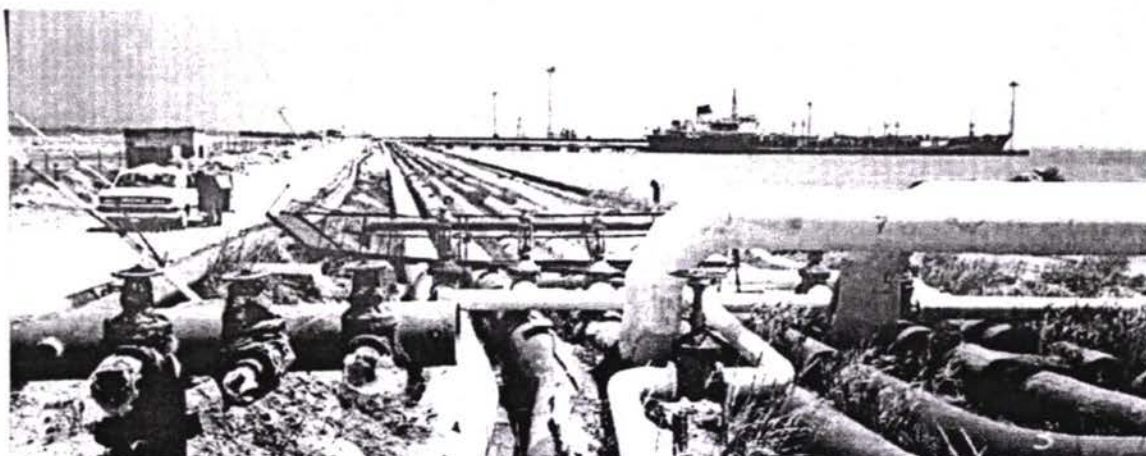


ОБЩИЙ ПЛАН ПОРТА АКТАУ

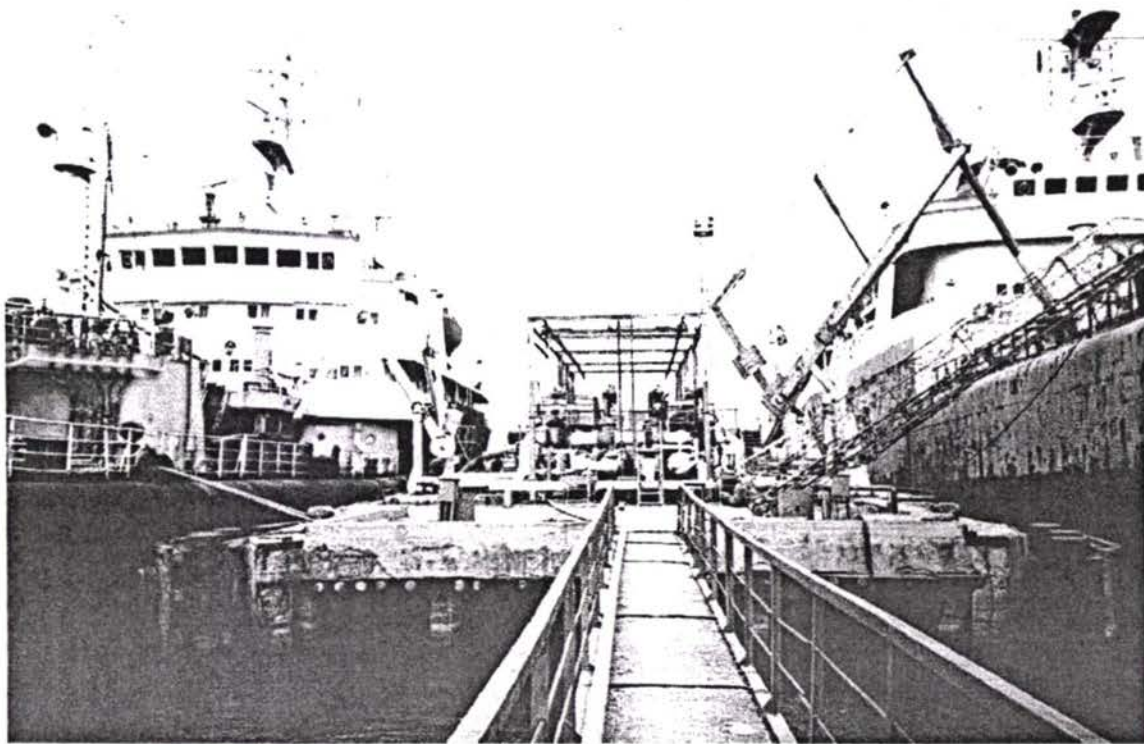




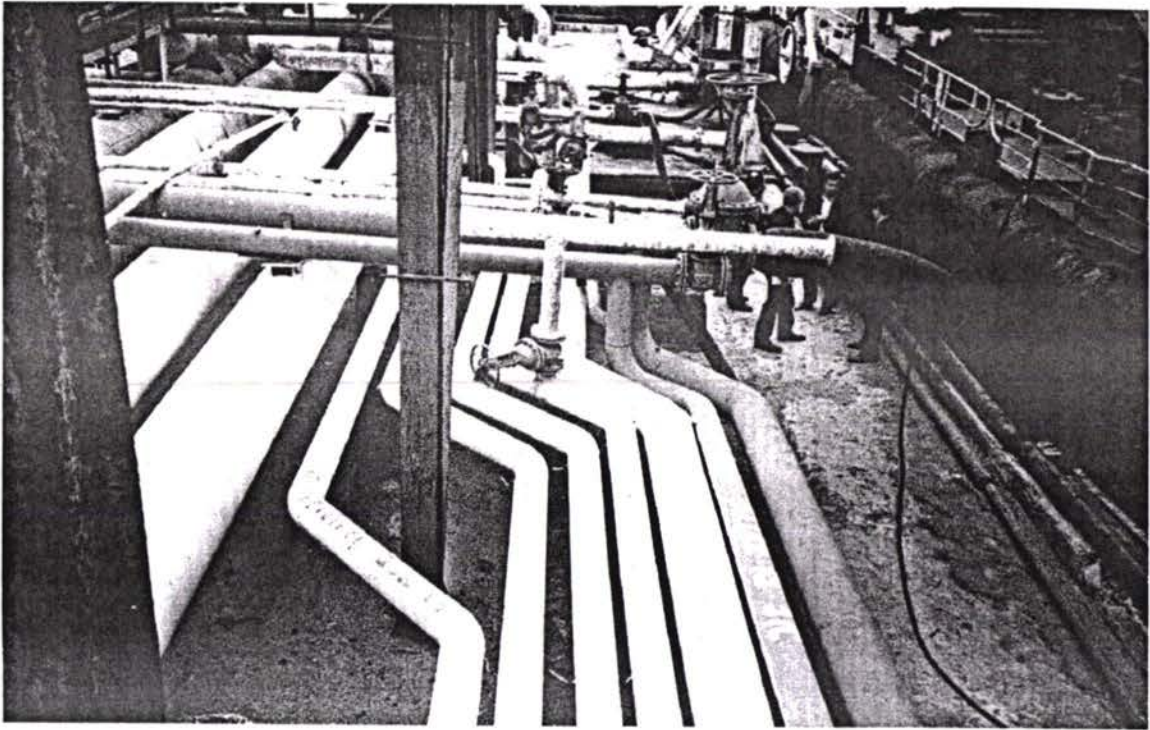
0. Подъездной путь в порт Дубенди



Основание Дубендинского волнолома



1. Пирс № 1



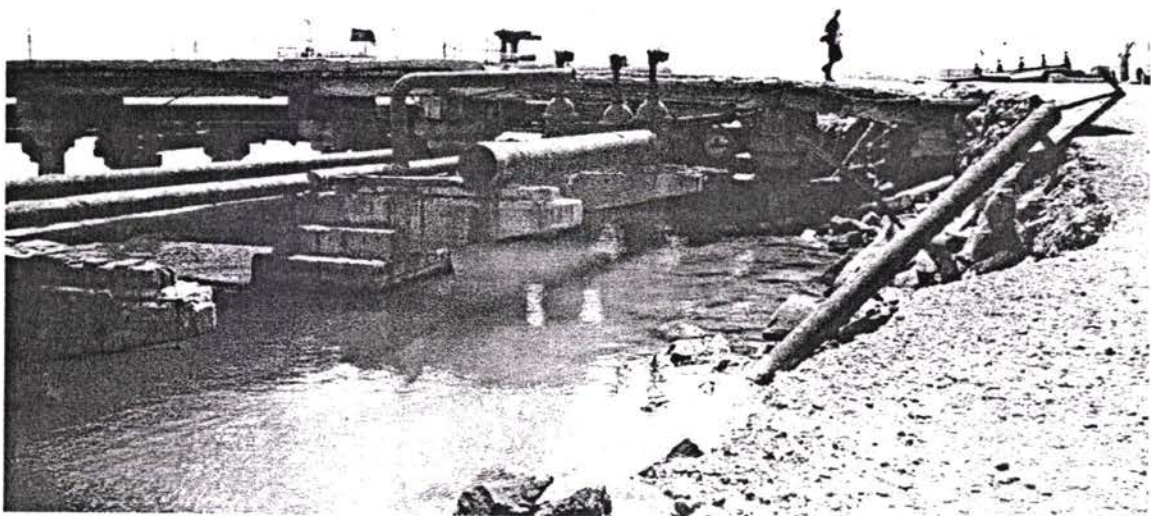
1. Пирс № 1



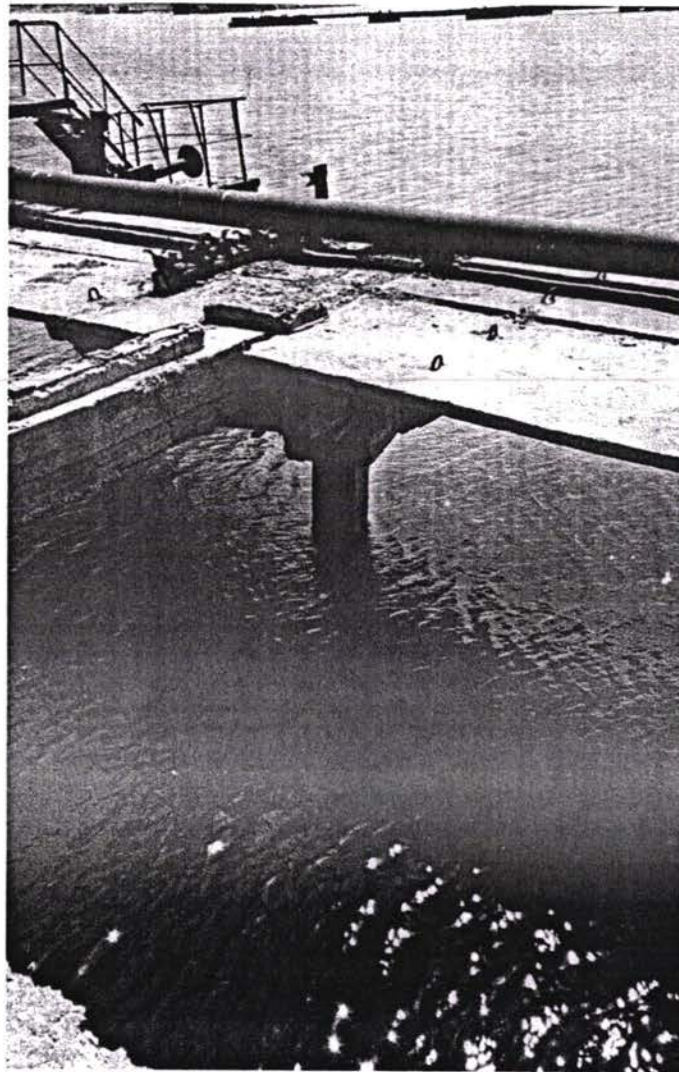
2а. Волнолом и пирс № 5



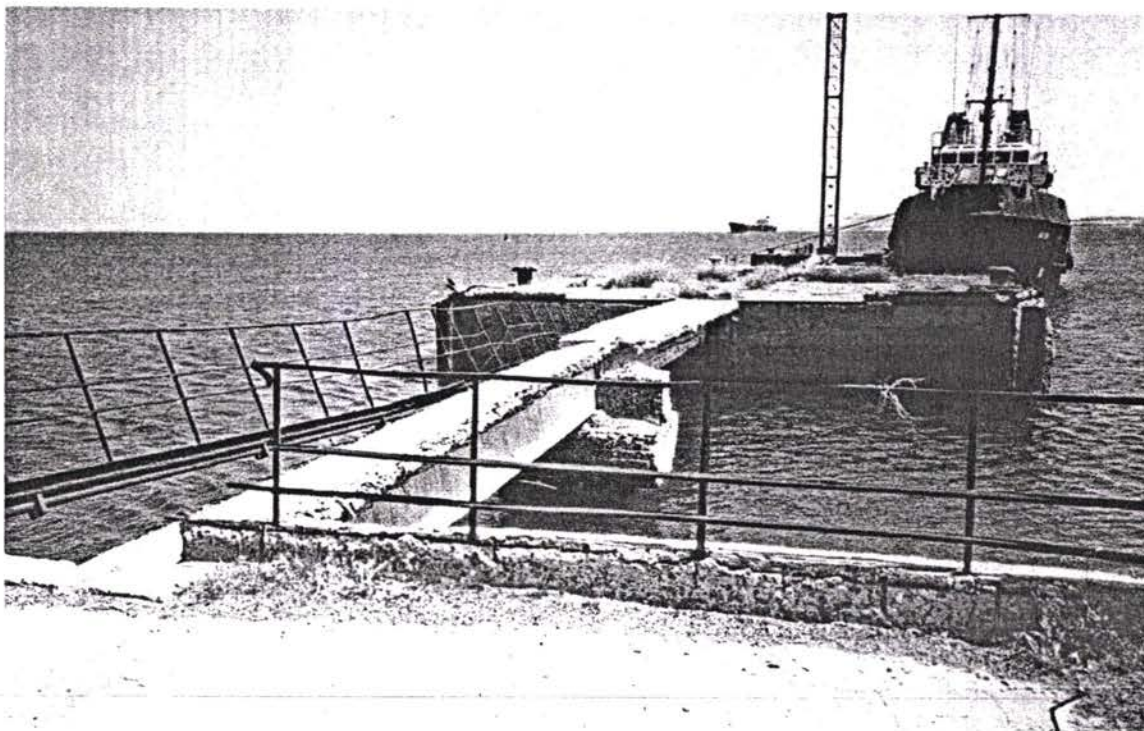
2а. Пирс №2



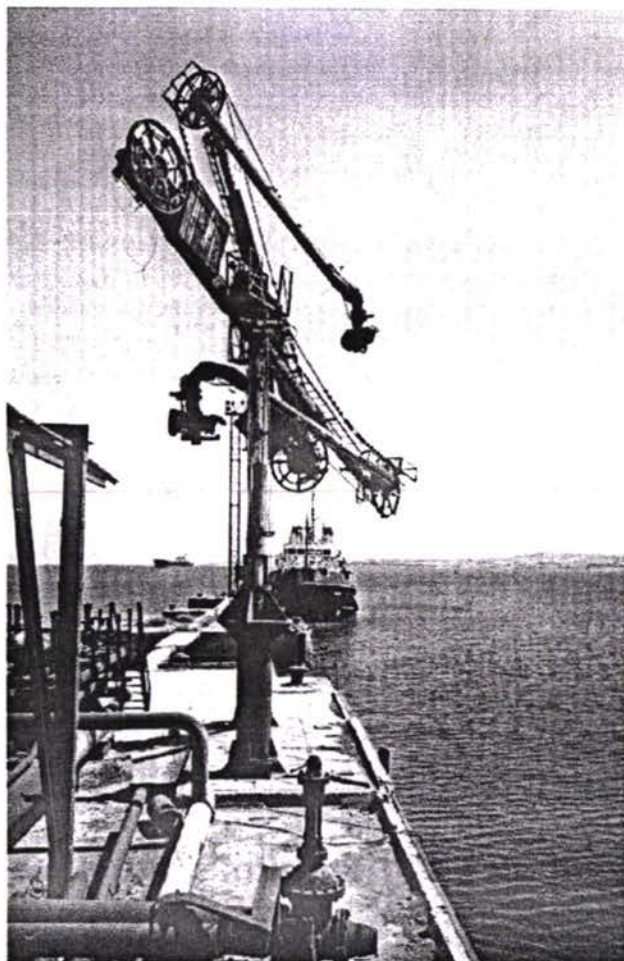
2б. Пирс №2



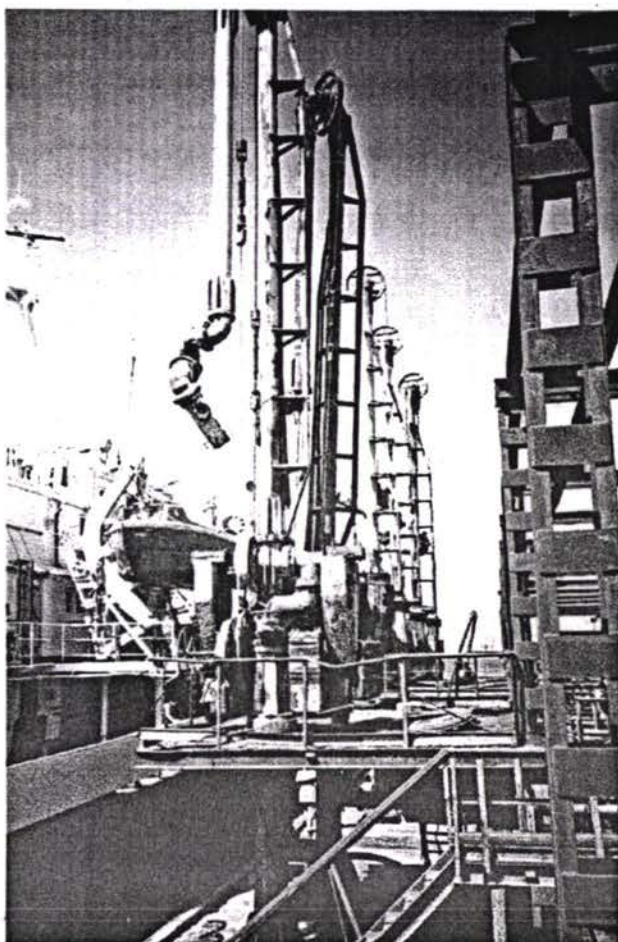
2б. Пирс № 2



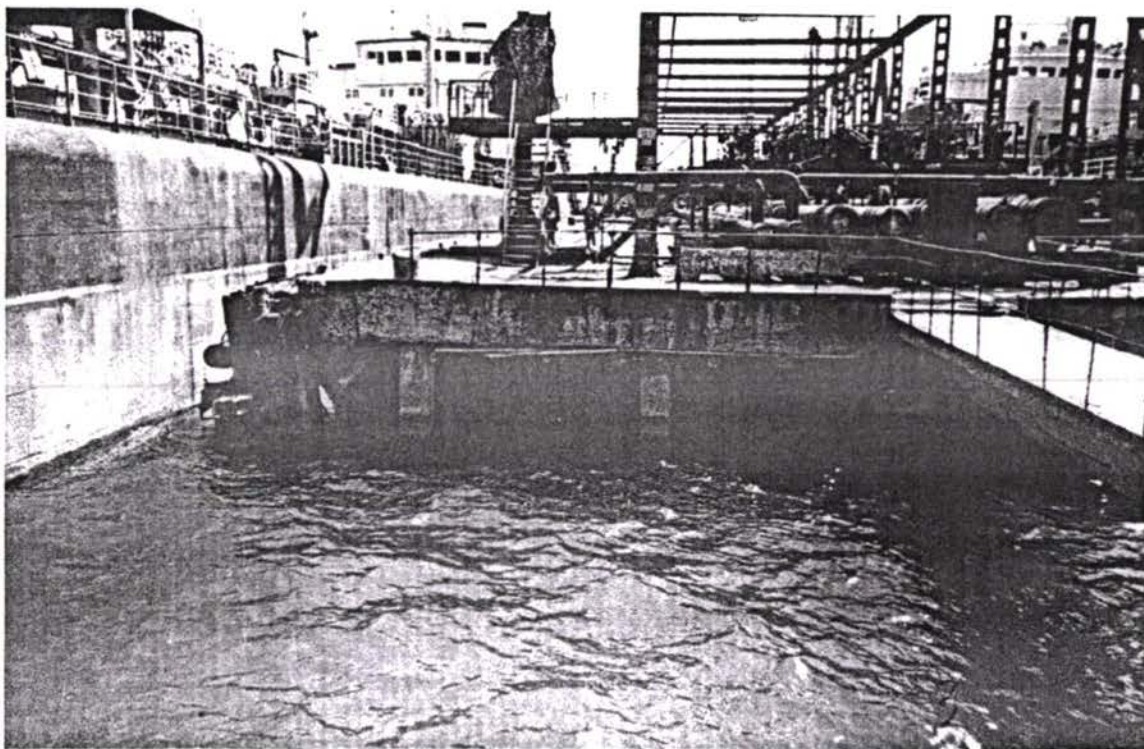
2с. Пирс № 5



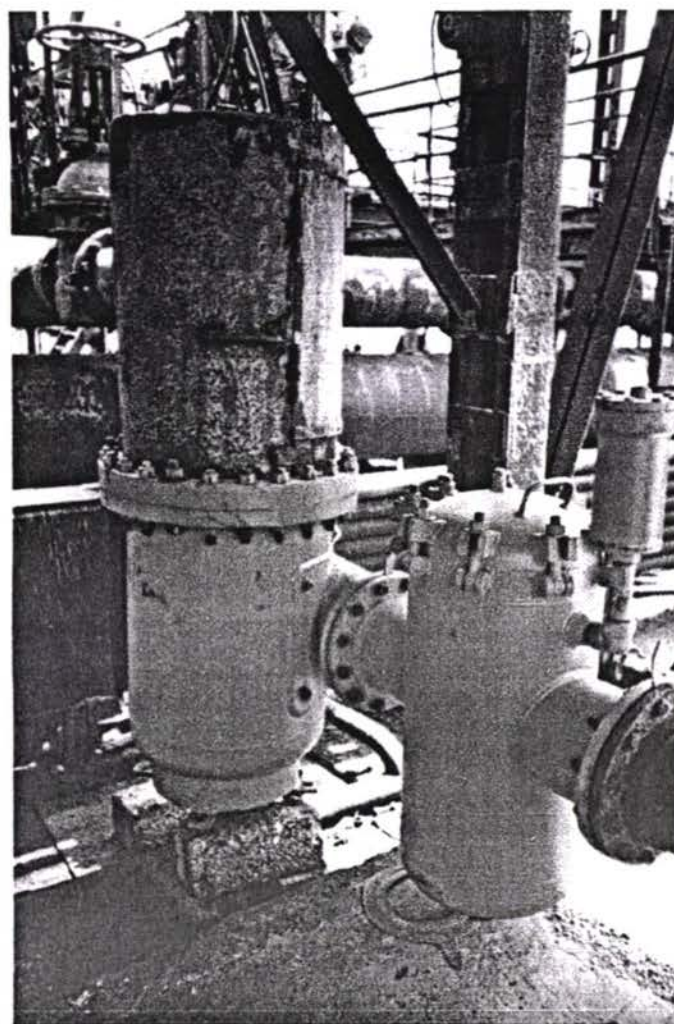
2с. Пирс №5



3а. Пирс №3



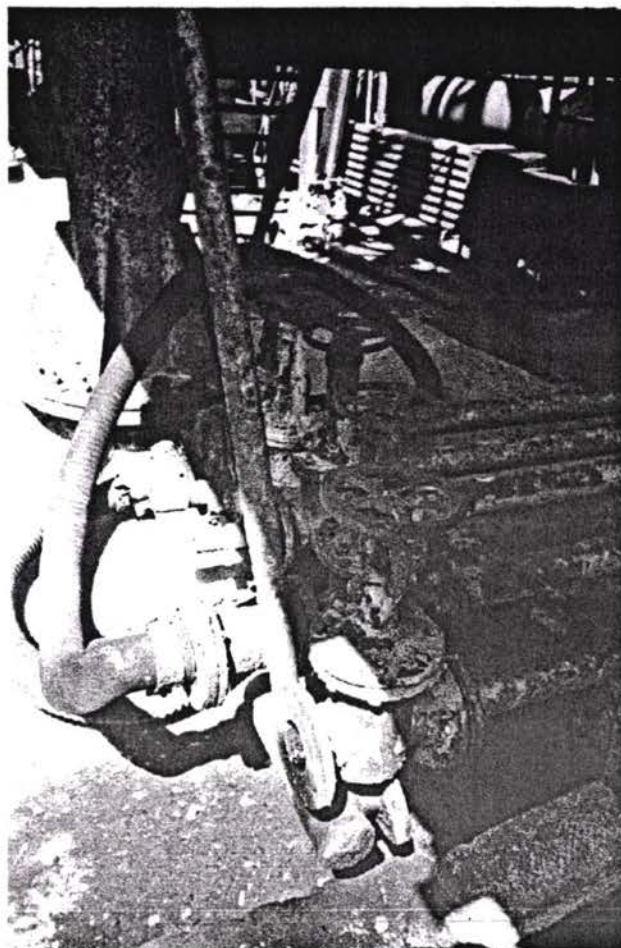
За. Пирс №3



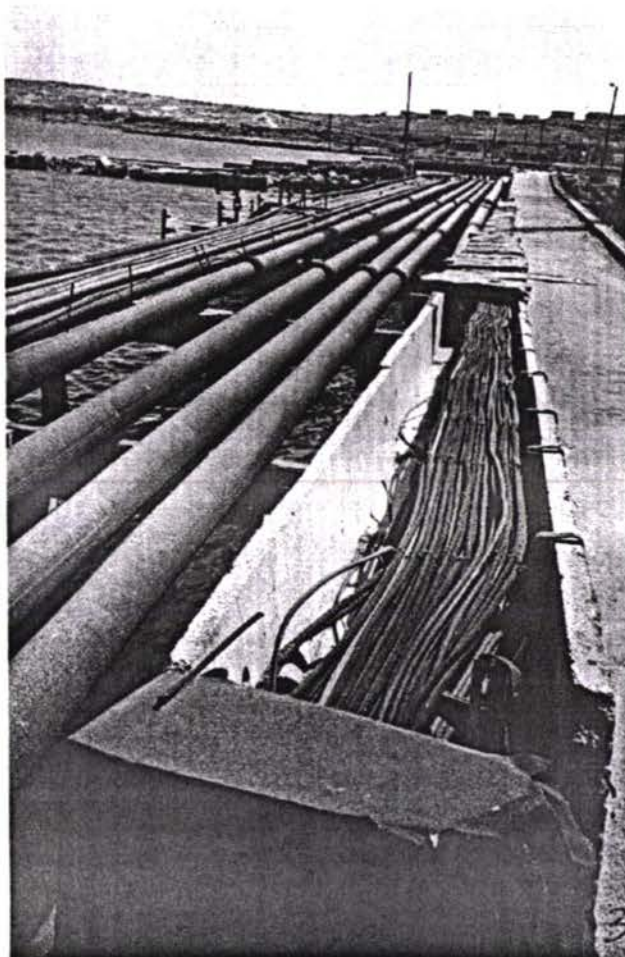
За. Пирс №3 - Дизельно - нефтяной фильтр



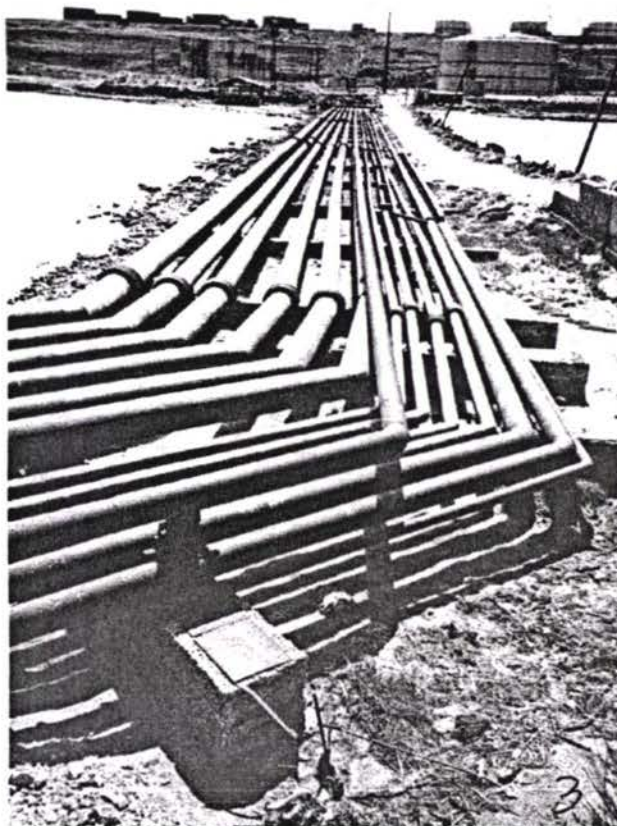
3б. Пирс №3 - Разгрузочный кран



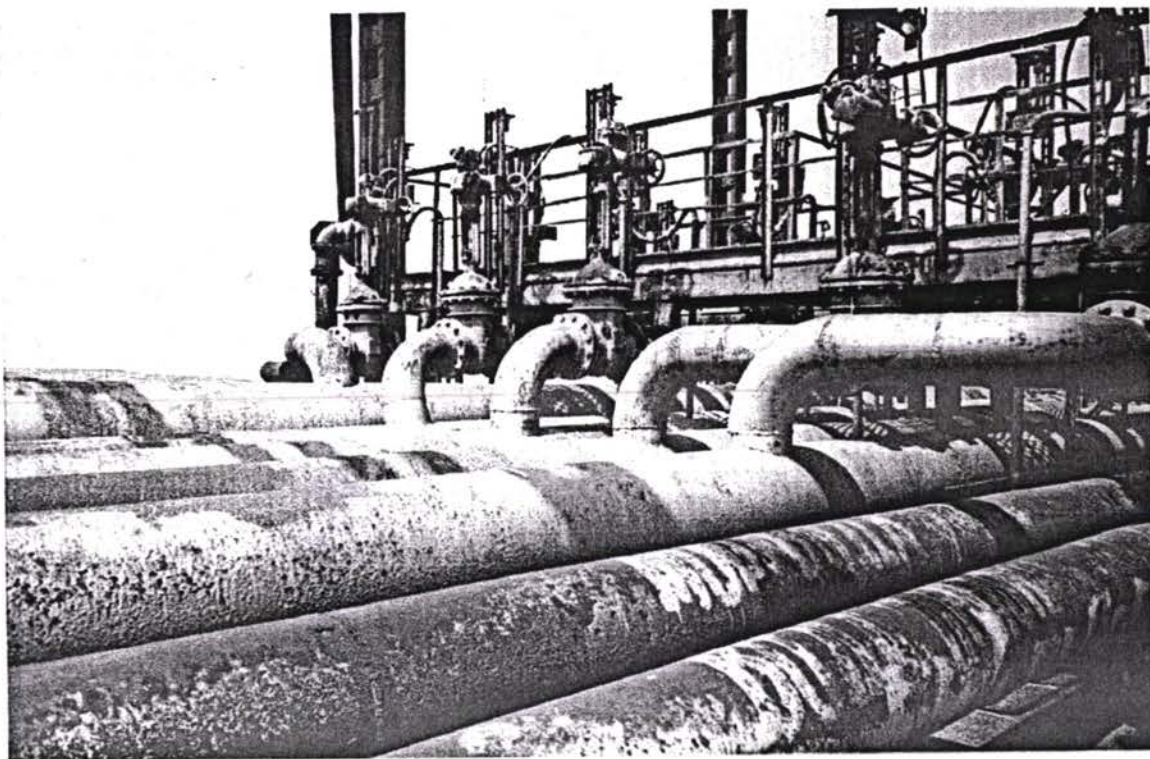
3б. Пирс №3 - Вентиль



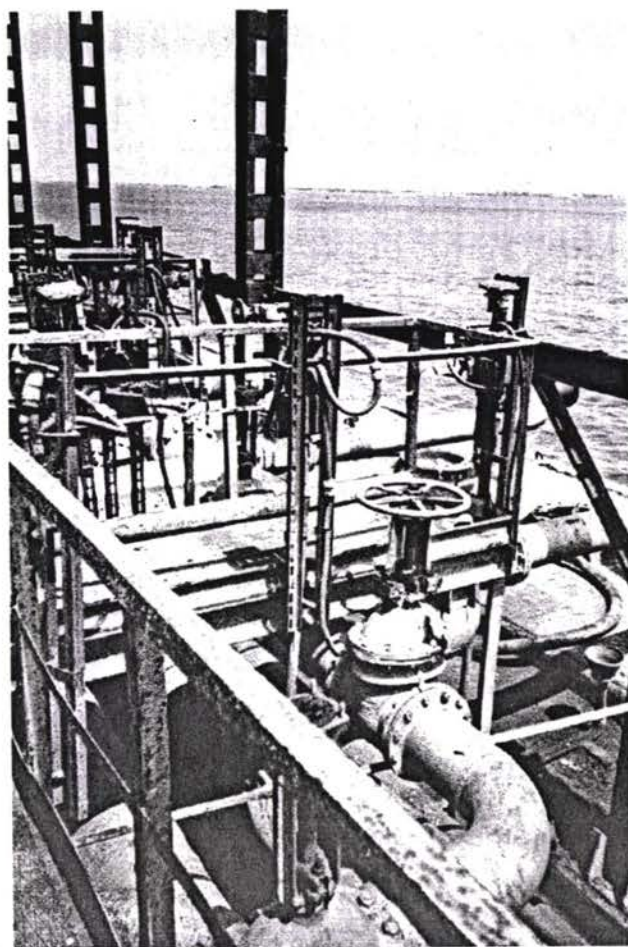
3с. Трубы и кабели протянутые вдоль пирса №3



3с. Подвод трубопроводов к пирсу №3



3d. Дубенди. На пирсе № 3



3d. Дубенди. На пирсе № 3



4.1. Дубенди. К пирсу № 5



4.1. Дубенди. Соединение с пирсом № 5



4.2. Дубенди. Разрушенная парапетная стена волнолома



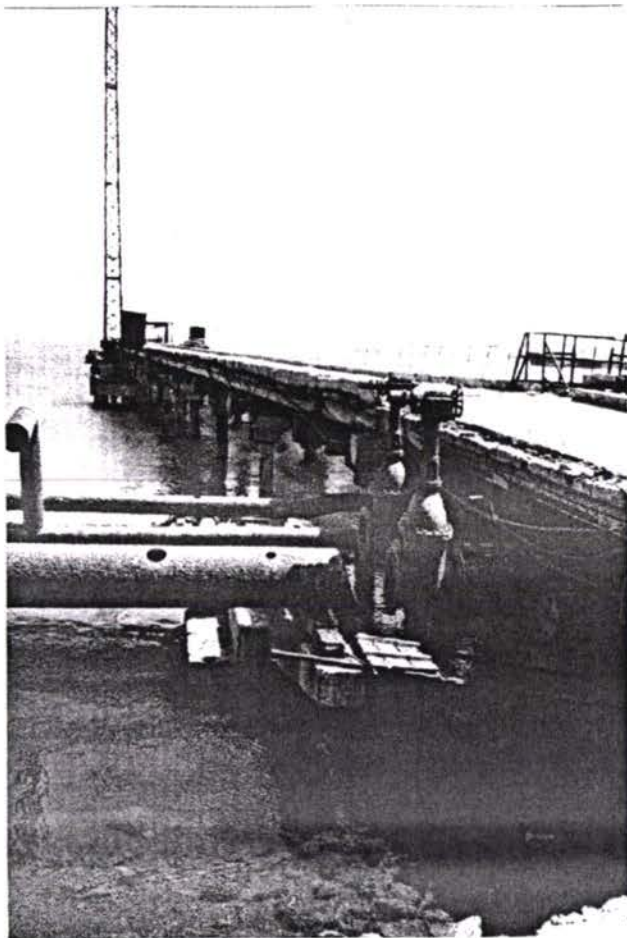
4.2. Дубенди. Разрушенная парапетная стена волнолома



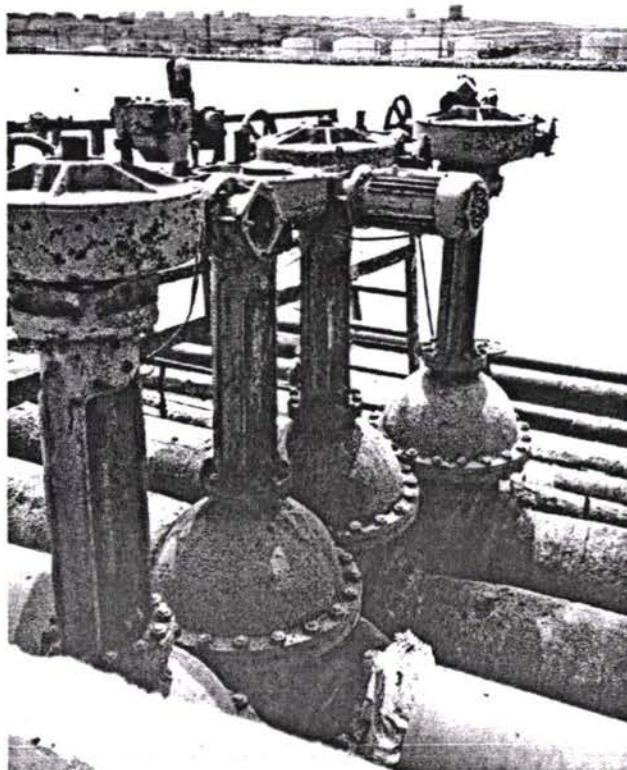
4.3. Дубенди. Дорога на верху волнолома



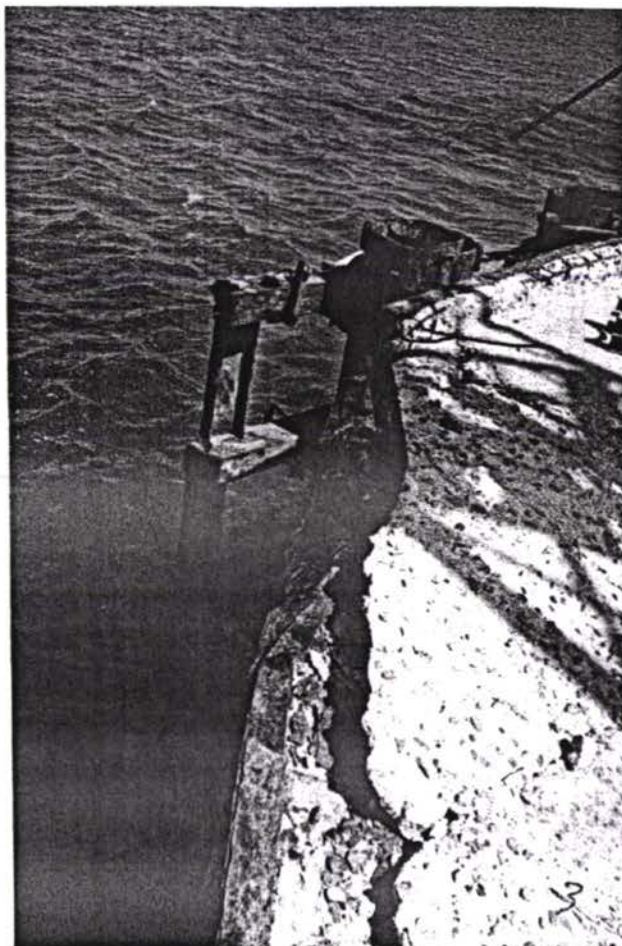
4.4. Дубенди. Ветхий трубопровод вдоль волнолома



4.4. Дубенди. Пирс № 2



4.4. Дубенди. Поврежденные вентили



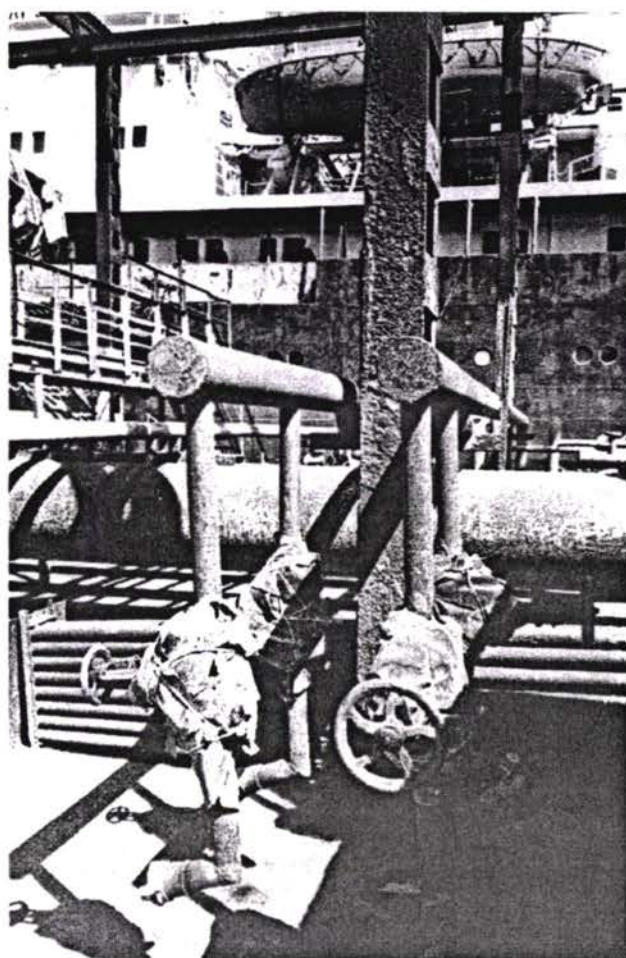
4.5. Дубенди. Начало пирса



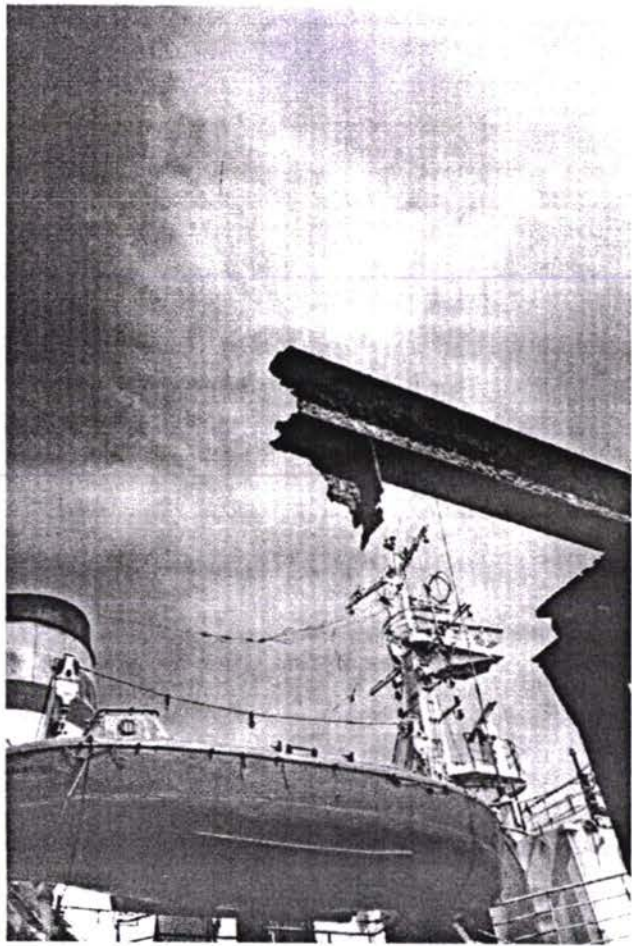
4.5. Дубенди. Бетонная суперструктура пирса



5. Дубенди. Пирс № 4



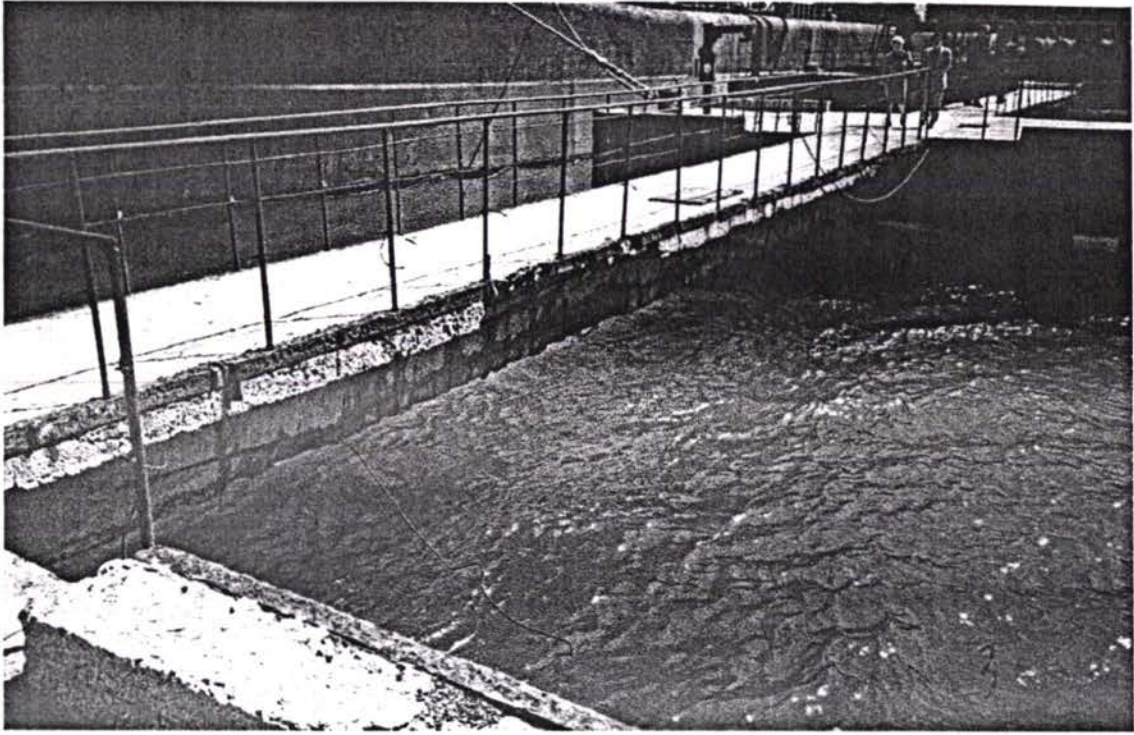
10.1. Дубенди. Заржавевшие огнеупорные водопроводы



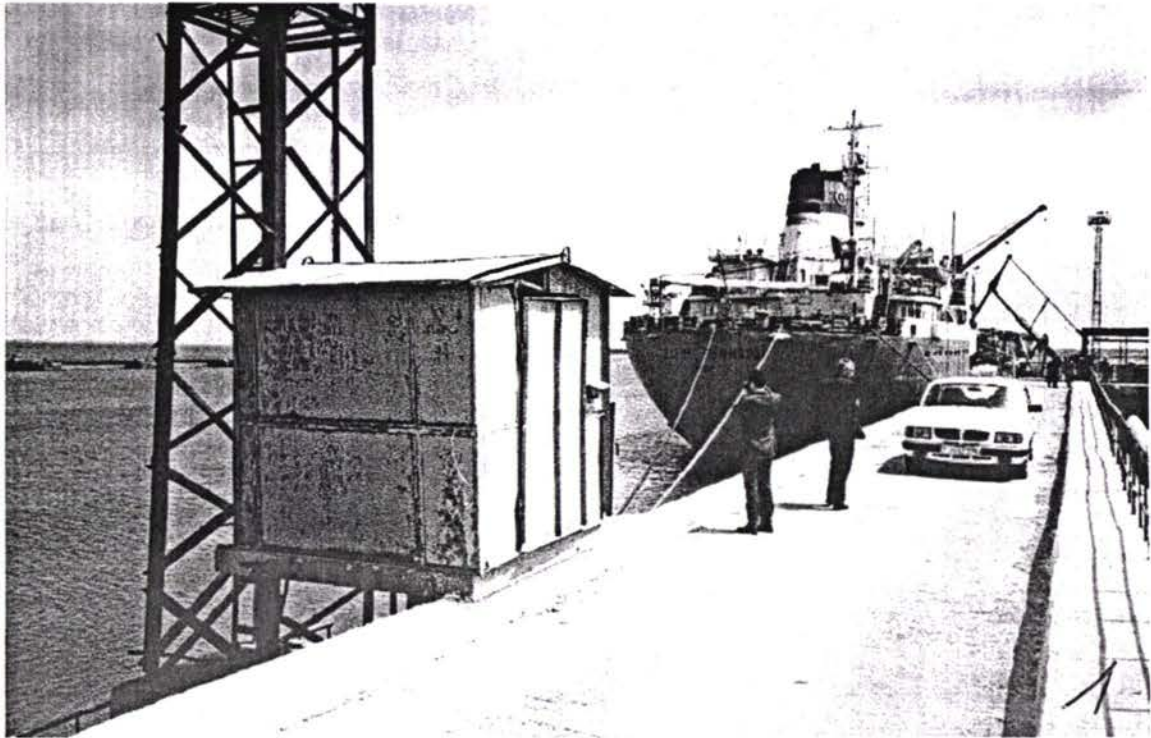
10.1. Дубенди. Коррозия стальных структур



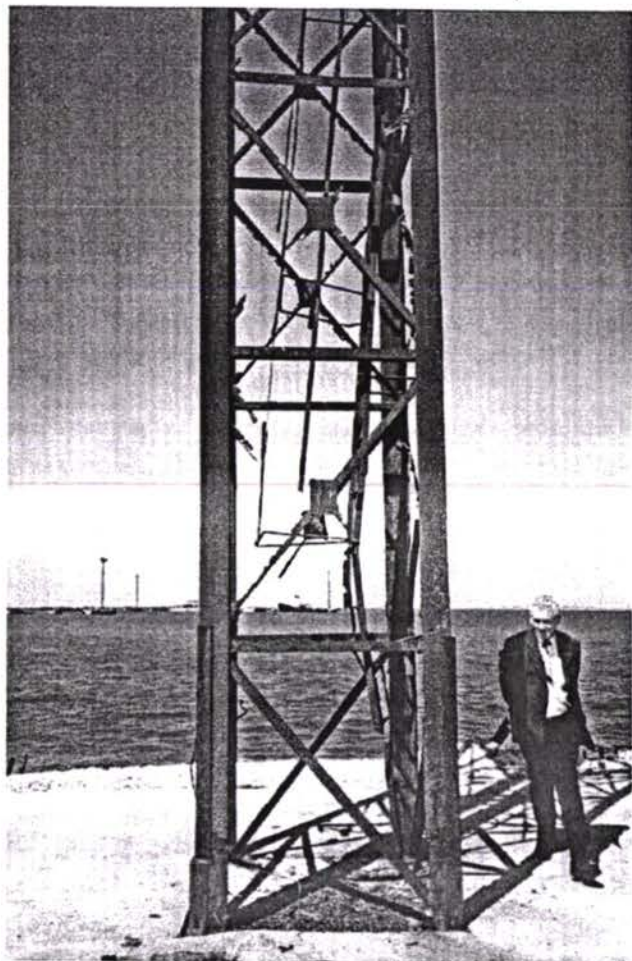
10.2. Дубенди. Ветхость бетонного столба



10.2. Дубенди. Ухудшение бетонных структур



10.3. Дубенди. Пирс № 2



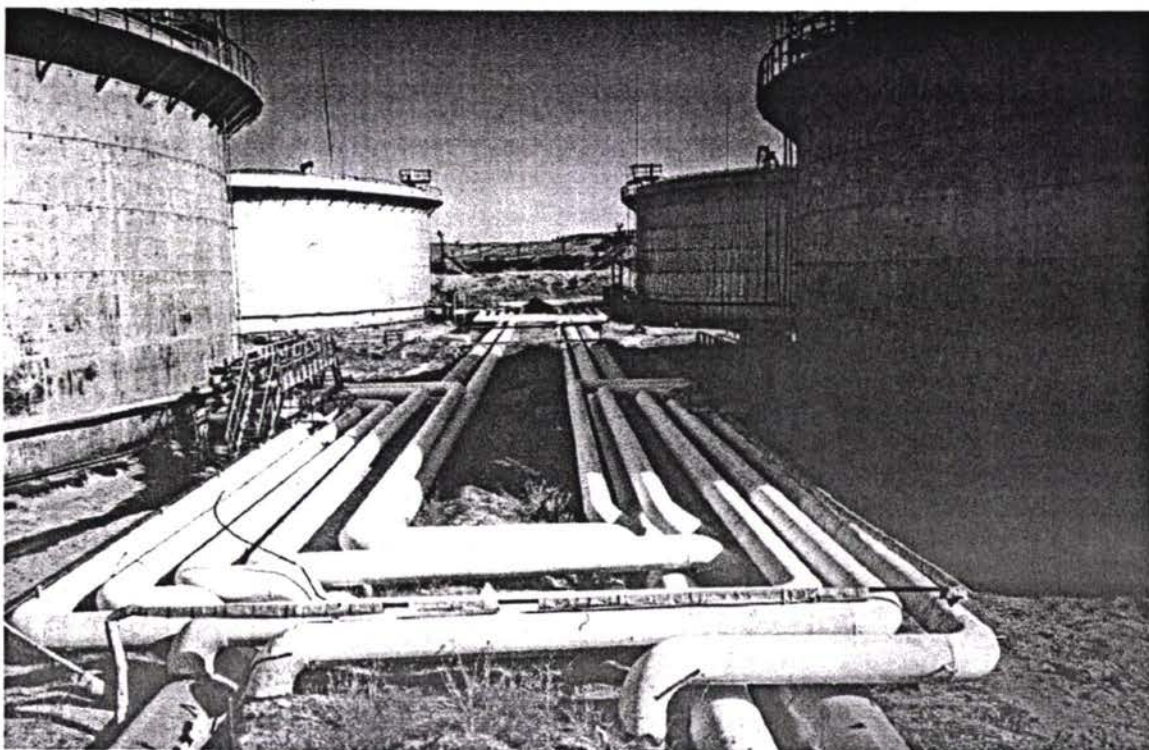
10.3. Дубенди. Коррозия стальной мачты



20.1. Дубенди. Верхнее хранилище



20.2. Нижнее нефтехранилище Дубенди



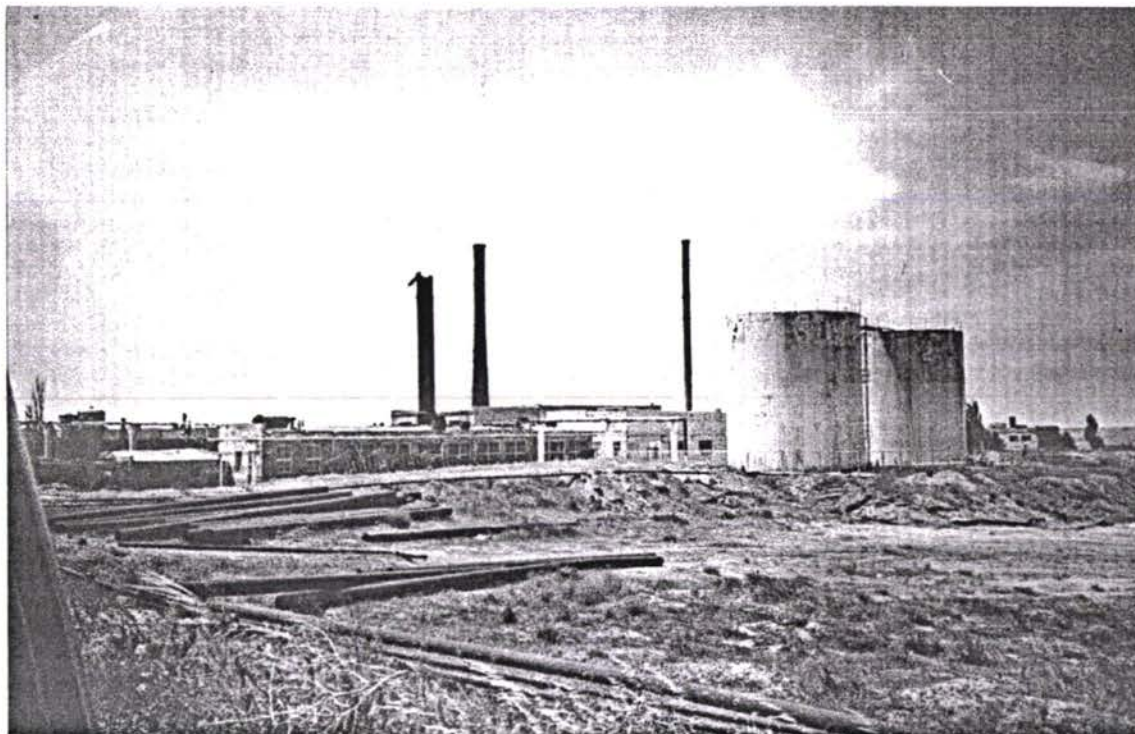
20.2. Нижнее нефтехранилище Дубенди (Каспиан Транско)



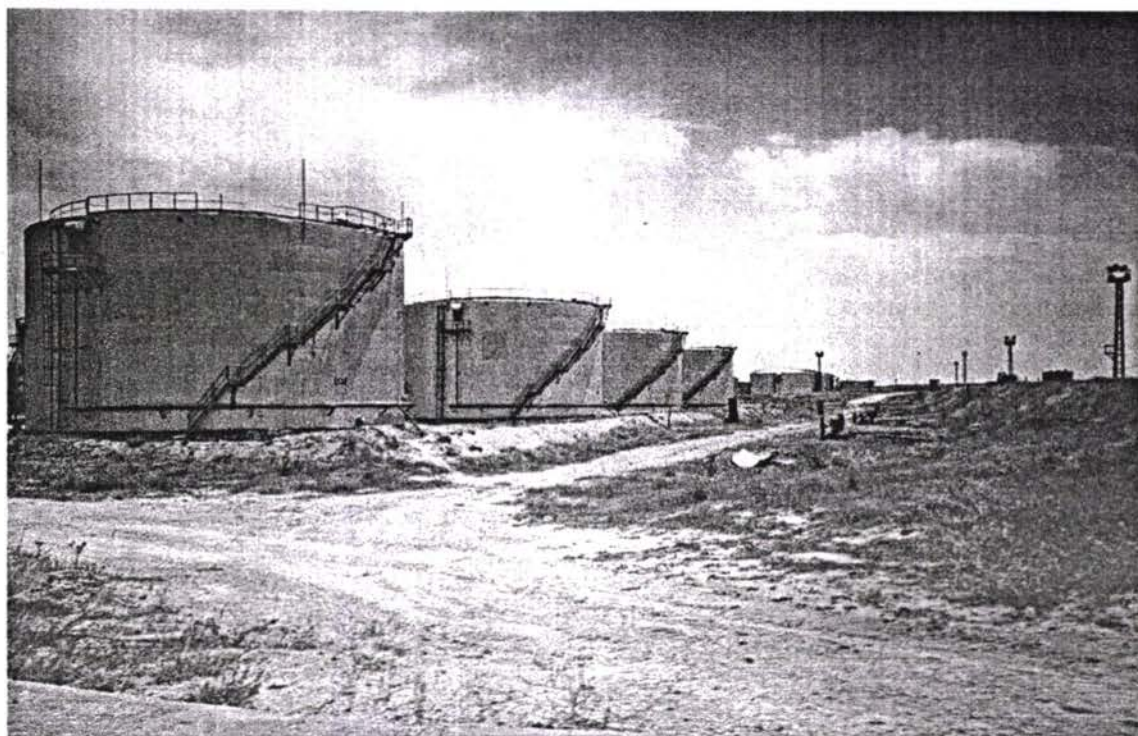
20.3. Дубендинский завод очистки сточных вод



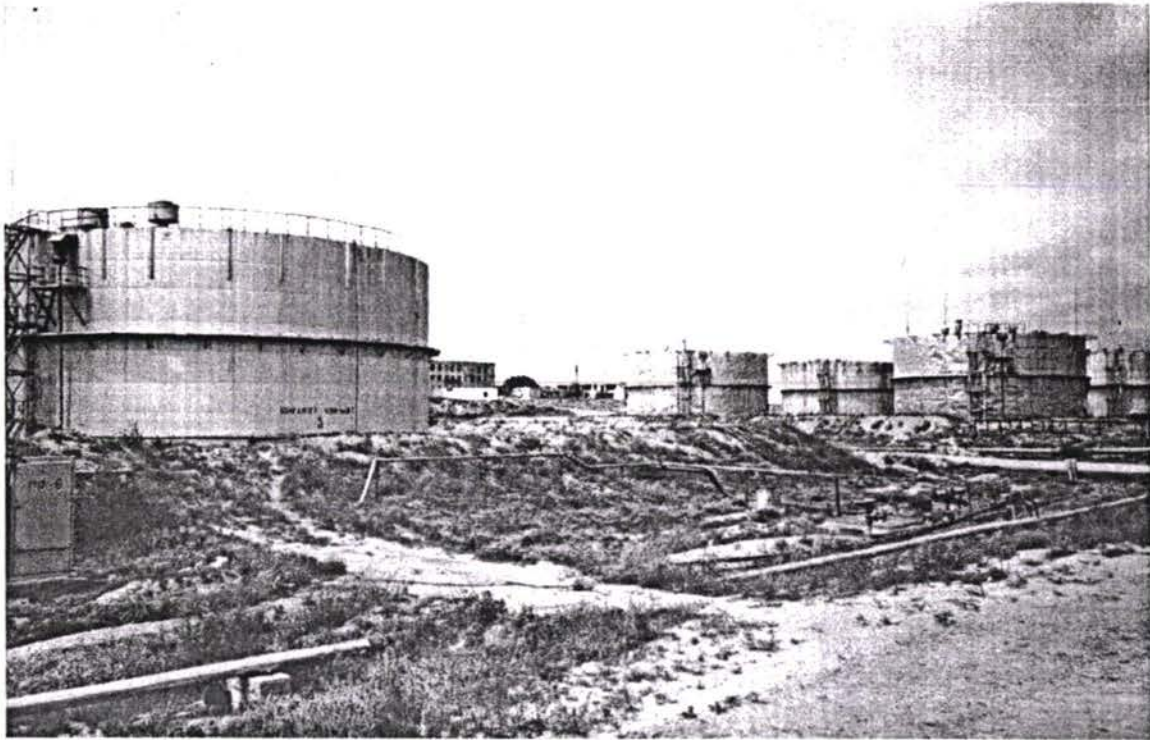
**20.4. Дубендинское нефтяное хранилище.
Насосная станция Каспиан Транско**



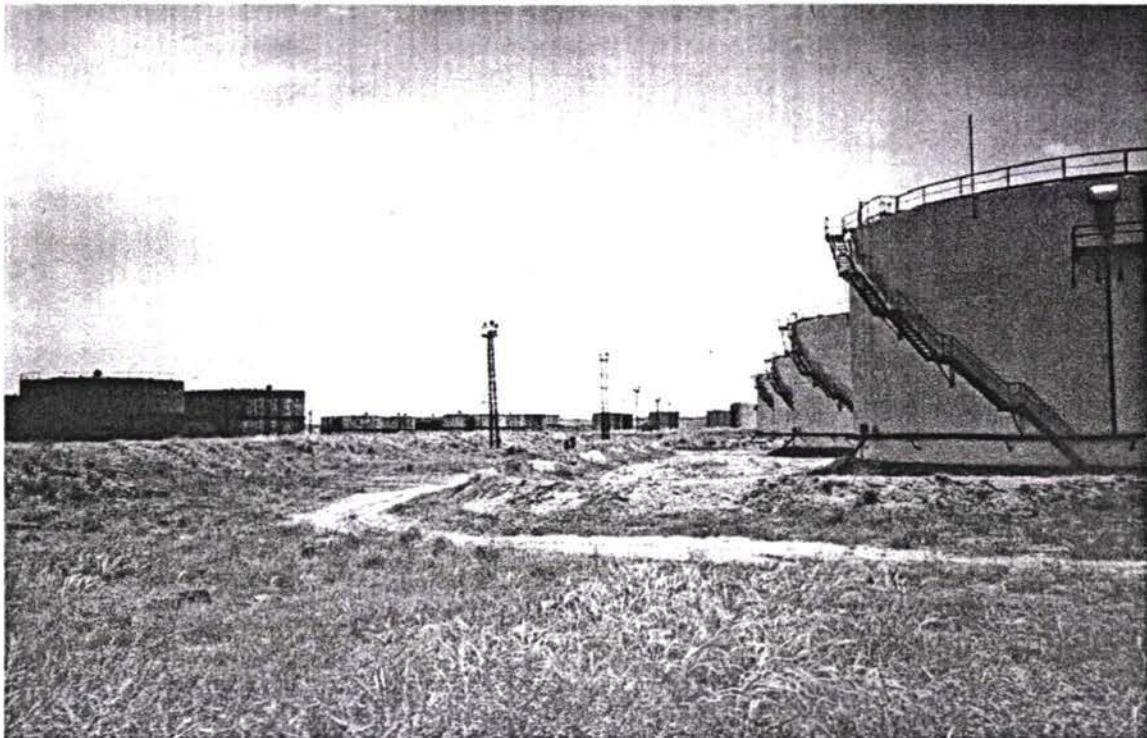
30.1. Верхнее нефтехранилище Дубенди



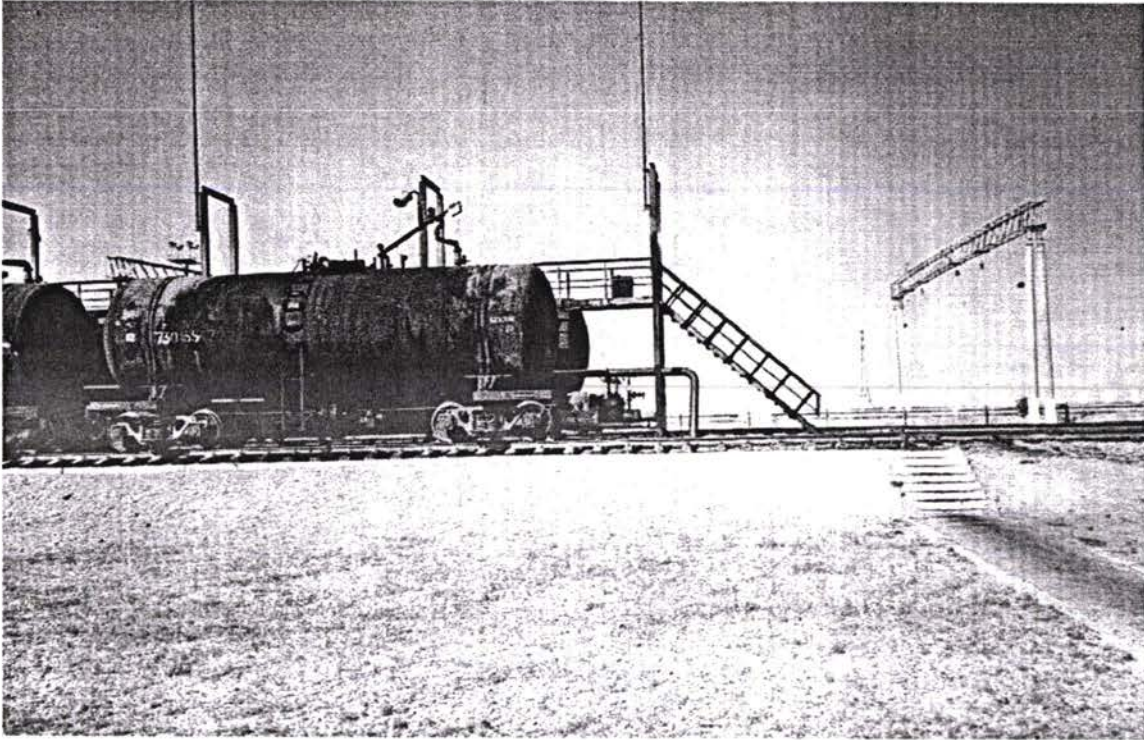
30.2. Верхнее нефтехранилище Дубенди



30.3. Верхнее нефтехранилище Дубенди



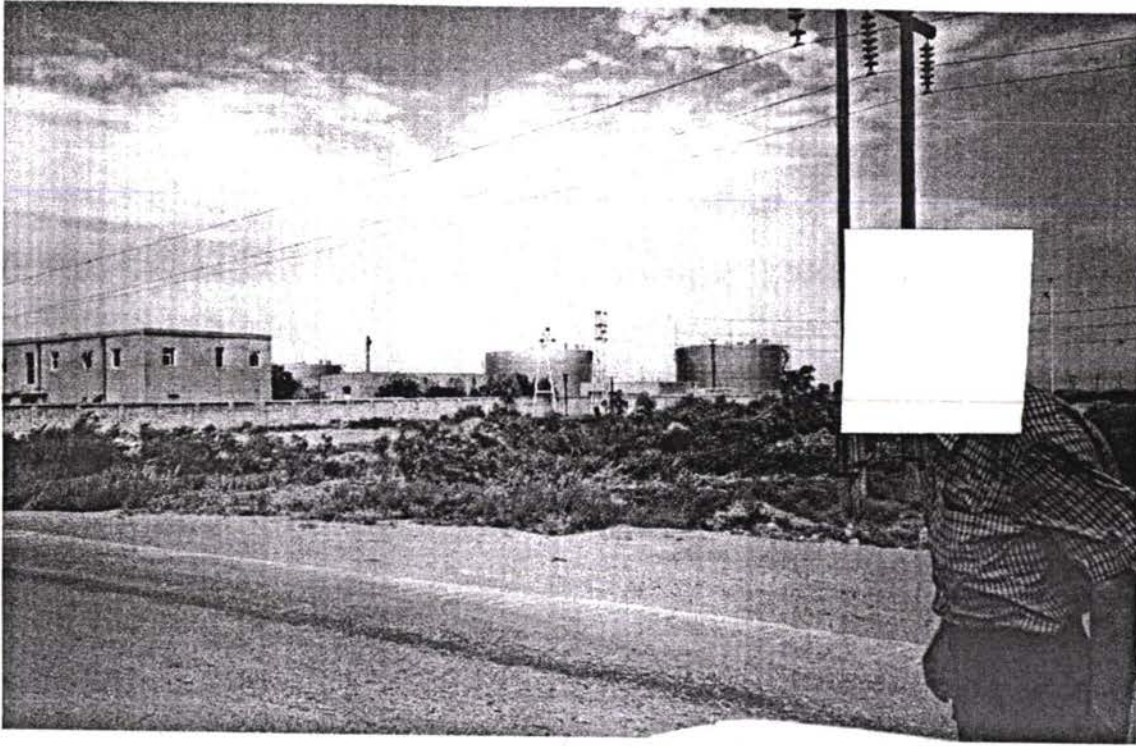
30.3. Верхнее нефтехранилище Дубенди



40. Железнодорожная товарная платформа Дубендинского терминала



40. Железнодорожная товарная платформа Дубендинского терминала



50.1. Насосная станция Пута



50.2. Терминал Сангачалы



50.2. Вход в терминал Сангачалы

Приложение 6

Приложение 6

Сырые данные и информация, выданные Торговым Морским Портом Актау

План транспортировки нефти на 2000- 2005 годы

Анализ грузовых потоков, выполненный маркетинговой группой, дает следующий приблизительный прогноз:

Реальный трансферт сухого груза в 1999 году был равен 281 тыс тонн.

Нефть и нефтепродукты – 2066 тыс тонн.

Трансферт нефти.

Сегодня перевозка нефти к причалам порта Актау производится по 2 схемам:

1. Ж-д транспорт (ограничения на станции Бейнеу - 36 цистерн) – пирс для нефтяного груза "Kaztransoil" (120 цистерн в день) - 20 резервуаров "Kaztransoil" каждый по 130 000 тонн – нефтепроводы к причалам гавани. Таким образом, пропускная мощность этого маршрута равна 2,5 млн тонн в год.

2. Трубопровод месторождения Бузачи – резервуары компании "Kaztransoil" - причал порта.

Сегодня пирс для груза нефти "Kaztransoil" обслуживает только компанию «ТШО» и отказывается обслуживать другие компании.

Почти весь объем добытой «бузачинской нефти» (4,5 млн тонн в год) транспортируется по нефтепроводу по территории Российской Федерации (квота для «ММГ» равна 4 млн тонн в год). Принимая во внимание качество нефти Бузачи, отсутствует практически всякая вероятность ее смешивания с нефтью других месторождений.

Таким образом, не взирая на пропускную мощность нефтепогрузочных терминалов морской гавани Актау, объем перевезенной нефти зависит от следующих факторов:

- Пропускной способности железной дороги – транспортировки по трубопроводу – 2,5 млн тонн
- Квоты на транспортировку нефти Бузачи через территорию РФ.

Принимая во внимание повышение квоты на транспортировку Бузачинского нефтепровода и максимальную разгрузочную мощность ж-д виадуков, возможно оценить объем трансферта нефти в гавань Актау на 2000-2005 годы, который, не взирая на объемы добычи, ограничен прилегающей инфраструктурой Национальной Компании "Kaztransoil", представленной двумя компаниями:

- «ТШО» - максимальная пропускная способность - 2,5 млн тонн в год.
- «ММГ» - бузачинская нефть зависит от квоты на транспортировку по трубопроводу по территории РФ и проекта поставки нефти в ИРИ. Планируемое повышение квоты по территории РФ и недавние неудачные переговоры на высшем уровне в Иране позволяют оценить объем бузачинской нефти по направлению порта Актау – 500 тыс тонн в год.

Оптимистичный вариант, предложенный маркетинговой группой, будет зависеть от пропускной способности ж-д разгрузочного терминала компании "Kaztransoil", согласно полученной квоте транспортировки нефти (2000 год: трубопровод Кульсары - Самара, Узен - Самара, 2001 год: трубопровод СРС и трубопровод Баку - Джейхан).

Учитывая вышесказанное, маркетинговая группа представляет пессимистичный и безопасно-оптимистичный прогноз для перевозки нефти на 2000 –2005 годы:

	Оптимистичный вариант						Пессимистичный вариант					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Нефть, в млн.:	3,2	3,4	3,4	3,6	3,9	4,2	2	2,2	2,4	2,6	2,6	2,6

«ТШО»	2,5	2,7	2,7	2,9	3,2	3,5	1,5	1,7	1,9	2,0	2,0	2,0
«ММГ»	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Небольшие нефтеснабжающие компании	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

ТЭО для реконструкции нефтяных причалов Актау №4 и 5

1 Основания для выполнения работы.

- Протокол встречи в морском порту Актау 13 февраля 1998 года для определения приоритетных направлений гранта ТАСИС для технической помощи порту Актау.
- Общая оценка технического состояния нефтяных причалов №4 и 5.

Вследствие того, что элементы причала №4 обладают рядом значительных дефектов, техническое состояние всей структуры в целом оценивается как непригодное для работы.

Основной причиной непригодности для работы является коррозионный износ шпунтовых свай, который определяется данными в таблице:

Наименование зоны.	Точка крайней высоты	Границы зоны, м	Средний коррозионный износ (уменьшение толщины), мм
	Низшая	Высшая	
Подводная	-34.0	-29.5	2.6
Разно уровневая	-29.5	-27.0	4.9
Надводная	-27.0	-25.0	7.6

Секторы причала, состоящие целиком из шпунтового ряда Ларсен-4 (ПК 30-ПК62.5, ПК85-ПК90), а не из альтернативных профилей Ларсен-4 и Ларсен-5, как то предусматривалось по проекту, находятся в весьма неблагоприятном состоянии.

По зонам уменьшение профиля дамбы в результате коррозии металла следующее:

20% в подводной зоне;

33% в зоне разного уровня,

50% в надводной зоне.

Необходимо отметить, что даже в этих неблагоприятных секторах остаточная толщина металла вполне достаточна для принятия операционной нагрузки, в то время как в надводной зоне в результате заметного уменьшения толщины металла целостность дамбы разрушается и происходит утечка песка-наполнителя.

Техническое состояние причала №5 оценивается как пригодное для работы. Но в ближайшие 5-7 лет, вследствие интенсивного износа металлического шпунта в надводной зоне, ожидается появление дефектов, схожих с дефектами причала №4.

2 Планируемые и первоначальные данные для выполнения работы.

2.1 Спроектировать реконструкцию нефтяных причалов 4/5 и противопожарной системы

2.2. Составить смету работ по реконструкции.

2.3. Подготовить тендерные документы для работ по реконструкции.

2.4. Выполнить ОВОС проекта в соответствии с экологическими требованиями.

2.5. Принять участие в выборе Подрядчиков, приглашении компаний, проектных тендерах, оценке тендерных предложений и переговорах для заключения контрактов с выбранными исполнителями.

2.6. Провести анализ потенциального использования причалов и на его основе подготовить план возмещения стоимости реконструкционных работ.

3. Объем работ

№№	Наименование работы и стоимости			
1.0.	<u>Проектные работы включая</u>			
1.1.	Обзор и исследование состояния причалов № 4, № 5			
1.2.	Стыковка портовой структуры с трубопроводом нефтяной базы и оборудованием.			
1.3.	Разработка рабочей схемы и чертежей для реконструкции причалов №4, №5.			
1.4.	Разработка новой противопожарной системы.			
1.5.	Разработка проекта ОВОС.			
1.6.	Разработка плана по возмещению стоимости реконструкции на основе анализа потенциального использования причалов №4, №5.			
1.7.	Подготовка мер по предотвращению нарушений в производственной деятельности порта.			
2.0	<u>Мобилизация.</u>			
3.0	<u>Предварительная работа.</u>			
3.1.	Ограждения в зоне строительства и установка знаков-указателей.			
3.2.	Разборка на причале и прилегающих территориях. -разборка оборудования, трубопроводов, материалов и структуры, принадлежащих порту. - разборка оборудования, трубопроводов, материалов и структуры, не принадлежащих порту, средствами их владельцев или по договору Подрядчика с владельцами -разрушение нестабильных или представляющих опасность элементов пирса. -удаление металлолома и мусора с территории порта. -закрытие доступов ПГС.			
4.	<u>Ремонтные и реконструкционные работы.</u> -заполнение откосов. -сваечные работы. -реконструкция корпусов причалов и пирса -установка опор для трубопроводов. -покрытие (мощение) проездов и проходов.			
5	<u>Энергоснабжение причалов №4, №5.</u> -установка новых прожекторных мачт и системы освещения. -электроэнергия для прожекторных мачт, противопожарной системы и системы освещения.			
6.0	<u>Монтажные работы.</u> -установка трубопроводов противопожарной системы. Включая доставку материалов и оборудования. -монтаж технологических трубопроводов и оборудования средствами владельца.			
7.0	Пуск и отладка, тренинг персонала.			

4.0. Техничко-Экономическое Обоснование.

Провести анализ потенциального использования причалов и на его основе подготовить план для возмещения стоимости реконструкции.

5.0. Основные требования для выполнения НИР.

5.1. Требования к документам.

Отчет о предварительном проекте.

Предквалификационная документация.

Начальная тендерная документация.

Отчет об оценке предквалификационной документации.

Отчет об оценке тендерной документации.

Финальный отчет.

5.2. Отчет должен включать:

Стандарты и методы, использованные при проектировании.

Результаты обзора и исследования причалов.

Гидрографические и метеорологические данные, использованные при проектировании.

Другие проектные критерии, включая погрузку, допустимую нагрузку и другие.

Источник материалов.

Объем материалов.

Методы строительства.

График строительства.

Смета работ

Общие чертежи.

Типичные секторы причалов.

6.0. Фазы и стадии НИР.

6.1. Проект состоит из 1 фазы и должен быть осуществлен без остановки работы причалов.

Контактные номера телефонов в Актау для получения более точной информации: 445101, 445102.

«ОДОБРЕНО»
Главный Инженер РГП «АМТП»
Константинов В.Л.
« ____ » _____ 1999

ЗАЯВЛЕНИЕ

Актау

29 ноября 1999 глда

Комиссия, состоящая из инженера ОКС Зенковского А.Н., инженера ОКС Шадринной Н.В., провела исследование въездной плотины и причалов № 4,5.

Заявляется следующее:

Въездная плотина

В результате размывки основания структуры дамбы произошло погружение под воду плотинной автодороги длиной 60 м.

Наибольшие разрушения произошли на стороне небольшого котлована воды. Образовались впадины и оползания. В результате оползаний произошло частичное разрушение канала – каменная часть повреждена: трещины, деформации. На двух участках каменной структуры длиной 1 – 1,5 м отсутствуют опоры. Из-за деформации каменной структуры на некоторых участках произошло смещение укрепленных бетонных плит покрытия канала.

В результате размывки плита портового моста, примыкающая к причалу, оказалась деформированной, появились трещины, есть изломы. Длина трещин от 1 до 2 м. Ширина появившихся отверстий доходит до 10 см. Под плитой наблюдается значительная пустота.

Въезд к причалам № 4,5 деформирован. Бетонное покрытие оседает и подвергается износу на территории 20-25 кв м. В теле причала имеется крупная пустота.

Защитное каменное заполнение вдоль технологических трубопроводов оползло под воздействием волн, каменные обломки вымываются из-под опор, находящихся под технологическими трубопроводами.

Таким образом, чтобы создать полную картину состояния структур причалов, требуется произвести контрольный надлом бетонного основания в некоторых участках.

Причалы № 4,5.

Имеются множество разломов, впадин и повреждений на бетонной поверхности причала. Наибольшие повреждения бетонного покрытия имели место в местах, примыкающих к шпунтовым сваям. Близ каждого рессорного амортизатора имеет место смещение или повреждение бетонного покрытия. В отдельных местах размер повреждений бетонного покрытия достигает 6 х 3 м. На местах, где сохраняется бетонное покрытие, через трещины заметны полые участки. Усиленный бетонный колпак (насадка сваи) причала разрушен, часть колпака поддерживается при помощи фитинга (арматуры). Сам фитинг ни чем не покрыт. Под воздействием окружающей среды (повышенная влажность) произошло разрушение верхнего слоя покрытия, размывание цемента и песка, цемент становится пористым.

Металлическая рамка колпака, сделанная из листового железа, подверглась коррозии по периметру и содержит много впадин. Металлические конструкции причала (мостки, опорные рамы и др) подверглись износу на 80%.

Основание прожекторной мачты на изголовье причала подверглось сильной коррозии и находится в критическом состоянии. Секторы, примыкающие к бетонному основанию мачты, более всего подвержены коррозии. Таким образом, чтобы предотвратить возможную аварийную ситуацию необходимо опередить существование гравиевого основания под фундаментом мачты, так как фундамент расположен в зоне интенсивного проникновения воды через ряд желобков.

После исследования шпунтовых свай и насадки сваи (колпака) со стороны моря было заявлено следующее:

Причал №4.

1. Усиленный бетонный колпак в надводной части разрушен вдоль большей части причала, он состоит из отдельных частей, которые поддерживаются при помощи фитинга. Крупнейшие повреждения бетона имели место на участках швартовки кораблей.
 2. Шпунтовые сваи подверглись сильной коррозии. Коррозионный износ лицевых шпунтовых свай причала оценивается приблизительно в 55-65 % в надводной части и 40-45 % в зоне разного уровня. Металлические подпруги, соединяющие сваи, разрушены. Частично разрушение вызвано механическим контактом с кораблями, частично коррозией. Имеющиеся на данный момент подпруги сильно деформированы и подверглись коррозии (вплоть до 65%).
 3. Секторы причала, целиком изготовленные из шпунтов Ларсен-4 (ПК 30-ПК-62,5, ПК 85-ПК 95) находятся в наихудшем состоянии.
 4. На изголовье причала над уровнем моря ряд шпунтов имеет отверстия и пустоты, через которые вода имеет свободный доступ внутрь причала.
- Основываясь на изученные дефекты, причал №4 нуждается в срочном и капитальном ремонте.

Причал № 5.

Лицевые шпунтовые сваи причала №5 имеют более серьезные повреждения, нежели Причал №4.

1. Шпунтовый ряд в надводной части причала подвергся сильной коррозии (до 60-70 %),
2. По всей длине шпунтовых свай имеются множество изломов и трещин. Шпунтовый ряд поврежден на участках соединения свай в надводной части, по всей длине шпунтового ряда заметны множество изломов, размером 2 м x 0.2м., отверстие – 1м x .0.2 м.

Основываясь на обнаруженные дефекты, состояние причала оценивается как непригодное для работы.

Инженер ОКС
Инженер ОКС

А.Н.Зенковский
Н.В.Шадрина.

Приложение 7

Приложение 7

АББРЕВИАТУРЫ И АКРОНИМЫ

- ТМПА Торговый Морской Порт Актау
- АМОК Азербайджанская Международная Операционная Компания
- ПЭТ Постройка Эксплуатация Трансферт
- 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
- 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
- ТЗ Техническое Задание
- Трасека Транспортный Корridor Европа-Кавказ-Азия
- USD доллар США
- ТЭО Технико-Экономическое Обоснование

ССЫЛКИ

1. Транс-Кавказская Мульти-Модальная Система Транспортировки Нефти (Inogate 97.04, январь 2000)
2. Дополнительные Технико-Экономические Обоснования для Транспортировки Нефти и Газа из Региона Каспийского Моря (Inogate 97.01)
3. Оценка Углеводородного 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

Министерство Транспорта, Связи и Туризма Казахстана

Г-н Кусаинов, заместитель министра
Г-н Юдин, Начальник Морского Отдела

Торговый Морской Порт Актау

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

Морской Порт Туркменбаши

Г-н Бегмурад Курбанмурадов, Генеральный Директор

2. ТАСИС

Ко-ординаторы

Г-н Марк Грель, Тбилиси
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

Наблюдатель

Г-н Питер Мелиссен, Ташкент

3. КОНСУЛЬТАНТ И ПОД-КОНСУЛЬТАНТЫ

ВСЕОМ

Г-н Поль Пезан, Транспортный Экономист
Г-н Андре Мериен, 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 Монфорт, Эксперт по Нефтяному Транспорту
Г-н Марсель Имель, Эксперт по Нефтяным Надстройкам
Г-н Мишель Пероне, Эксперт по Переработке Нефти

КАСПИМОРНИИПРОЕКТ, БАКУ

Г-жа Тамилла Багирова, Директор

АЗГИПРОНЕФТЕХИМ, БАКУ

Г-н Валерий Александров, Главный Инженер

4. ДРУГИЕ ВСТРЕЧЕННЫЕ ОФИЦИАЛЬНЫЕ ЛИЦА

- | | |
|--|---------------------------------|
| • ЕБРР | Г-н Канат Абубакиров, Алма-Ата |
| • 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 Нариманоглу, 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 |