



**Об утверждении Индикативного плана развития закрытого акционерного общества "Национальная компания по транспортировке нефти "КазТрансОйл" на 2000-2005 годы**

*Утративший силу*

Постановление Правительства Республики Казахстан от 12 августа 2000 года N 1252. Утратило силу - постановлением Правительства РК от 28 июня 2002 г. N 702 ~P020702

В целях эффективного развития нефтегазовой отрасли Республики Казахстан, Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить прилагаемый Индикативный план развития закрытого акционерного общества "Национальная компания по транспортировке нефти "КазТрансОйл" на 2000-2005 годы.

2. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

Премьер-Министр  
Республики Казахстан

Утвержден

постановлением Правительства  
Республики Казахстан  
от 12 августа 2000 года N 1252

Индикативный план развития закрытого

акционерного общества "Национальная компания  
по транспортировке нефти "КазТрансОйл"

на 2000-2005 годы

"Согласовано"

Министерство энергетики,

Министерство экономики

индустрии и торговли  
Республики Казахстан  
" \_\_ " июня 2000 г.

Республики Казахстан

" \_\_ " июня 2000 г.

## ЗАО "НКТН "КазТрансОйл"

### Индикативный план развития на период 2000-2005 годы

#### 1. Введение

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" создано в целях соблюдения экономических интересов Республики Казахстан в вопросах транспортировки, экспорта и импорта нефти и нефтепродуктов, оптимизации структуры управления предприятиями, привлечения инвестиций, проведения единой тарифной политики для всех магистральных трубопроводов.

Настоящий индикативный план ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на 2000-2005 гг. разработан в соответствии со сформированной Компанией стратегией развития до 2010 года и по итогам выполнения индикативного плана развития Компании на 1998-2001 гг., который был одобрен на совещании у Премьер-министра Республики Казахстан 1 апреля 1999 года. В документе проведен анализ результатов деятельности Компании в 1998-99 годах в разрезе приоритетов и целей, сформулированных в индикативном плане на 1998-2001 год. На основании этого анализа и по результатам дополнительных данных сформулированы приоритеты развития и комплекс основных мероприятий ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на 2000-2005 гг.

В 1998-99 году ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" совместно с ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами, нефтяными компаниями провел исследования по прогнозному балансу добычи и переработки нефти в Республике Казахстан, а также анализ возможных направлений транспорта нефти. Результаты этих исследований были переданы в Министерство энергетики, индустрии и торговли для согласования и утверждения. Прогнозный баланс нефти Республики Казахстан на период 2000-2010 гг. был утвержден в апреле 2000 г. Рассматривается три сценария потоков нефти :

- Оптимистический - с допущением расширения пропускной способности нефтепровода Атырау-Самара до 15 млн. т/год.

- Реалистический - при пропускной способности нефтепровода Атырау-Самара на существующем уровне 12,5 млн. т/год.

- Пессимистический вариант - ввод в действие КТК, и возможность заключения соглашений между участниками КТК и другими производителями об обмене нефтью, что может привести к значительному снижению использования существующей системы.

В качестве базового варианта расчетов для настоящего Индикативного плана развития ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" принят грузооборот при пропускной способности нефтепровода Атырау-Самара на уровне 15 млн. тонн в год.

В настоящем Индикативном плане развития ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" рассматриваются различные варианты ставки дивидендов в статье "Отчисления дивидендов государству": 50, 25 и 10%%. Только при ставке 10 % ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" может осуществить инвестиционную программу, при этом NPV к 2007 году становится положительным, что говорит об окупаемости инвестиционной программы и способности произвести выплаты процентов по кредитам и погашение основного долга. В соответствии с п. 1.1 Постановления Правительства Республики Казахстан от 13 августа 1999 года

N 1159

P991159\_

"О вопросах дивидендов на государственные пакеты акций и дохода на государственные доли участия в организациях" установлен уровень начисления дивидендов на государственный пакет акций в размере 10% от чистого дохода Общества на весь период (2000-2005 годы).

2. Результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании в 1999 году.

Грузооборот нефти	Млн.ткм	16811
Грузооборот воды	Млн.м3	10490
Транспортировка нефти	тыс.тн	25000
Транспортировка воды	тыс.м3	34801
Себестоимость	млн.тг	10092
Выручка	млн.тг	17698
Валовый доход	млн.тг	7606
Чистый доход	млн.тг	4759
Рентабельность	%	47
Фонд оплаты труда	млн.тг	3386
Среднесписочная численность	Чел.	6557

Среднемесячная зарплата	Тенге	43038
Отчисления в бюджет, в т.ч.	млн.тг	4881
Подходный налог с юр. лиц	млн.тг	1406
Дивиденды	млн.тг	521
НДС	млн.тг	1042
Дебиторская задолженность	млн.тг	4574
Кредиторская задолженность	млн.тг	5647
из них:		
задолженность по налогам	млн.тг	1313
задолженность по зарплате	млн.тг	130
задолженность по внебюджетные фонды	млн.тг	50
Капитальный ремонт	млн.тг	2122
Кап. Вложения	млн.тг	2898

Анализ результатов деятельности Компании в 1998-99 гг.

В соответствии с индикативным планом развития Компании на период до 2001 года были определены следующие приоритеты:

1. Реабилитация и модернизация существующей системы трубопроводов для сохранения работоспособности системы, повышения эффективности предоставляемых услуг, снижения затрат на транспортировку нефти и воды, а также повышения безопасности и надежности существующей системы.

2. Предоставление большего спектра услуг потребителям в рамках существующей системы, с целью удовлетворения запросов потребителей, диверсификация направлений транспорта нефти, с учетом разрабатываемых экспортных маршрутов.

3. Стабилизация и оптимизация финансовой структуры Компании для обеспечения достаточного объема финансирования текущей деятельности Компании, для общего удешевления используемого капитала и обеспечения стабильного и разумного возврата на акционерный капитал.

3.1. Дальнейшее развитие тарифной методологии для обеспечения гибкого подхода в ценообразовании, повышения эффективности финансовой деятельности Компании, более детального учета возможностей и требований потребителей, а также стимулирования к максимальному использованию существующей системы трубопроводов;

3.2. Построение системы управления структурой капитала и отработка механизмов привлечения займов на внутреннем и международном рынках

капитала с целью оптимизации структуры капитала, использования преимуществ финансового рычага, а также удешевления заемных средств наряду с увеличением сроков заимствования.

4. Программа обучения персонала с целью повышения эффективности действий персонала, получения и внедрения лучшего из опыта иностранных компаний, а также создания отечественной базы для подготовки специалистов трубопроводного транспорта.

В течение 1998-1999 годов была проведена следующая работа:

1. В отношении реабилитации и модернизации системы трубопроводов:

1. Объем инвестиций в капитальный ремонт и модернизацию трубопровода составили 8835 млн. тенге.

2. Проведена диагностика линейной части трубопроводов в объеме 640 млн. 722 тыс. тенге.

3. Проведены работы по капитальному ремонту и введены в эксплуатацию следующие объекты:

- Нефтепровод Каламкас - Каражанбас - Актау, уч-к 256-284 км.;

- Нефтепровод Узень-Актау на участке 133-141 км.;

- Нефтепровод Мартыши-Атырау на участке 21, 5-49,3 км;

- Нефтепровод Атырау-Самара на участке 864км.,

- Нефтепровод Комсомольск-Макад на участке 4-14 км.;

- Водовод Атырау-Макад;

- Водовод Узень-Атырау-Самара, уч-к 0-39 км. и т.д.;

- РВС - 20000 м<sup>3</sup> N 1 ГНПС Барсенгир;

- ГОС Кигач РВС 6000м<sup>3</sup>;

- ВОС Кульсары N 1,2,3, РВС 5000м<sup>3</sup>;

- НПС Жетыбай РВС 5000м<sup>3</sup> N 3;

- ЛПДС "Узень" РВС 20000м<sup>3</sup> N 15 и N 18;

- НПС "Каламкас" РВС 5000м<sup>3</sup>, N 3 и N 6;

- НПС "Атырау", РВС 10000м<sup>3</sup>, N 1,2,5,6, РВС 20000м<sup>3</sup> N 12,13;

- НПС "Косчагыл" РВС 5000м<sup>3</sup> N 5;

- ЛПДС Б.Чаган РВС 5000м<sup>3</sup> N 1;

- Выполнен капитальный ремонт отдельных зданий и сооружений, необходимых для обслуживания и нормальной эксплуатации трубопроводов.

Ежегодный минимальный объем капвложений только в линейную часть трубопроводной системы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", начиная с 1991 года, составляет:



задолженностей и повышению их качества.

4. Проведено списание невозвратной дебиторской задолженности.

5. Окончательно отработана методика установления тарифов.

6. В течение 1998-99 годов была создана хорошая кредитная история Компании среди международных финансовых институтов в отношении краткосрочного кредитования.

7. Компания проводит работу по получению трехлетнего синдицированного займа на 15 млн. американских долларов от группы международных банков без предоставления каких-либо гарантий со стороны государства или третьих лиц.

В 1998 году Компанией было произведено фиксирование тарифов по транспортировке нефти в долларах США. Данная фиксация тарифа в долларах США снижает валютные риски иностранных партнеров, что влечет за собой значительное удешевление заемных средств для Компании и стабильный возврат привлекаемого капитала.

Компания в значительной степени диверсифицировала источники заимствований путем установления прямых партнерских отношений с международными финансовыми институтами. В результате активной работы в этом направлении Компания уже осуществляла заимствования и погашения кредитов у американских и европейских банков. В результате на конец 1999 года Компания уже имеет хорошую кредитную историю, что привело к возможности значительно снизить процентные ставки заимствований и диверсифицировать источники финансирования.

4. В отношении программы повышения квалификации персонала.

1. Внедрена программа постоянного повышения квалификации сотрудников Компании. В 1998-99 году затрачено средств на обучение персонала.

2. Внедрена система ротации персонала с целью расширения кругозора сотрудников и приобретения ими смежных навыков.

3. Внедрена система аттестации сотрудников для улучшения обратной связи и оценке эффективности процесса повышения квалификации.

Компания регулярно проводит мероприятия по переподготовке персонала и повышения квалификации. Это является основой для создания отечественной базы специалистов трубопроводного транспорта. Выработывая политику в области обучения и подготовки персонала, Компания расставляет приоритеты в обучении. Бюджет Компании на 1999 года по обучению и подготовке кадров, составил 30,5 млн. тенге и делится на две основные части:

- Обязательное обучение, когда это необходимо для проведения некоторых видов работ (в основном производственно-технических) - 70 процентов от общего количества обученных.

- повышение квалификации персонала Компании - 30 процентов от общего

количества

обученных.

С 1999 года Компания начинает проводить плановые мероприятия по аттестации всего управленческого персонала филиалов и центрального аппарата Компании.

### 3. Приоритеты на 2000-2005 годы.

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" стоит на пороге нового тысячелетия, в начале которого, предварительно в 2001 г., планируется ввод в действие Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК). Введение КТК в действие дает нефтедобывающим компаниям альтернативный путь транспортировки нефти. Это будет создавать конкуренцию существующей трубопроводной системе КТО, поэтому в целях поддержания бизнеса Компания должна стимулировать клиентов использовать транспортную систему Компании, и довести уровень предоставления услуг до мировых стандартов (безопасность, эффективность, качество).

В связи с вышеизложенным, а также в связи с тем, что были проведены основные работы по ремонту и модернизации наиболее изношенных участков, работы по диагностике системы, НКТН КазТрансОйл ставит своей задачей проведение масштабных инвестиций в сопутствующую инфраструктуру.

Основными приоритетами на 2000-2005 годы являются следующие.

#### 1. Производственная программа.

1.1 Завершение полной диагностики системы, и соответствующих работ по ремонту существующей системы.

1.2 Развитие сопутствующей инфраструктуры и автоматизация деятельности Компании.

1.2.1.1 Внедрение системы автоматизированной системы управления производством (SCADA).

1.2.1.2 Внедрение автоматизированной системы управления деятельностью Компании (SAP R/3).

1.2.1.3 Модернизация и развитие системы телекоммуникаций.

1.2.2 Снижение энерго- и трудоемкости транспортировки нефти путем внедрения новых технологий и модернизации существующих объектов.

#### 2. Развитие бизнеса.

2.1 Реализация инвестиционных проектов среднесрочной перспективы.

Строительство новых мощностей, развитие транспортных возможностей для нефтедобывающих компаний.

2.2 Диверсификация услуг по транспорту нефти: внедрение в рынок железнодорожных и танкерных перевозок, предоставление операторских владельцам других трубопроводных систем.

2.3 Переход на долгосрочные контракты по транспортировке нефти с добывающими компаниями и транзитными системами и странами. Развитие правовой базы межгосударственных отношений в трубопроводном транспорте.

2.4 Развитие бизнеса дочерних предприятий путем приобретения их услуг и расширения их деятельности.

### 3. Финансовая политика

3.1 Привлечение значительных объемов долгосрочных инвестиций.

3.2 Развитие системы проектного финансирования.

3.3 Выход компании на международные фондовые рынки через выпуск еврооблигаций.

3.4 В рамках процесса диверсификации деятельности Компании по привлечению кратко- и среднесрочного капитала предлагается рассмотреть возможность по размещению облигаций Компании, деноминированных в казахстанских тенге, среди профессиональных участников рынка ценных бумаг Казахстана.

3.5 Дальнейшее развитие тарифной методологии для повышения эффективности ценообразования на услуги по транспортировке нефти.

### 4. Кадровая политика.

4.1 Совершенствование в соответствии с международными стандартами системы сертификации рабочих компаний. Развитие материальной и методической базы Учебного Центра профессионального обучения в г.Актау. Создание нового Учебного Центра повышения квалификации менеджмента и специалистов Компании.

4.2 Ввиду актуальности проблемы занятости и с целью поддержания социальной защищенности в регионах, где компания в значительной мере определяет рынок труда, планируется развитие дочерних предприятий Компании и расширение системы подрядных работ.

4.3 Внедрение системы формирования кадрового резерва.

4. Производственная программа ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на 2000 год.

Первым шагом для выполнения программы действий по модернизации и реконструкции существующей инфраструктуры, явилась созданная Компанией

производственная программа ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", заложенная в Бюджете

Компании на 2000 год.

Согласно прогнозируемым объемам добычи нефти и ожидаемому грузообороту (19 355 млн. ткм) в 2000 году, был разработан Бюджет Компании на 2000 год:

Доходы от основной деятельности - 34 388,5 млн. тенге, в том числе:

- транспортировка нефти - 32 344,2 млн. тенге;
- поставка воды - 959,8 млн. тенге;
- слив-налив - 1 084,6 млн. тенге.

Доходы от не основной деятельности - 783,2 млн. тенге, в том числе:

- реализация нефти и нефтепродуктов - 2141,6 млн. тенге;
- Убыток от не основной деятельности - 1 358,4 млн. тенге;

Производственные затраты - 29 270,4 млн. тенге.

Расходы периода - 3 017,6 млрд. тенге.

Налогооблагаемый доход - 2 883,8 млрд. тенге.

Чистая прибыль - 2 018,7 млрд. тенге.

Дивиденды (10% от чистой прибыли) - 201,9 млн. тенге.

По результатам деятельности в 2000 году предполагается, что Общество выплатит в виде различных налоговых платежей и сборов сумму в около 7 904,3 млн. тенге, в том числе:

- подоходный налог с юридических лиц - 865,1 млн. тенге,
- подоходный налог с физических лиц - 1 069,7 млн. тенге,
- НДС - 3 380 млн. тенге,
- местные налоги - 1 194,7 млн. тенге,
- социальный налог - 1 138,4 млн. тенге,
- другие налоги и платежи - 256,4 млн. тенге.

На 2000 год разработана программа капитальных вложений в существующую инфраструктуру на общую сумму 8 442 млн. тенге, которая с о с т о и т и з :

1 Капитальное строительство - 4 649 млн. тенге.

2 Оборудование - 3 794 млн. тенге.

Помимо этого в Обществе предусмотрена программа капитальных вложений, финансирование которых пойдет за счет заемных средств. Данная программа на общую сумму 45,06 млрд. тенге, будет начата в 2000 году и внедрение ее будет продолжаться до 2005 года. В 2000 году по данной программе предусмотрено освоить порядка 13,96 млрд. тенге.

## 5. Инвестиционная политика ЗАО "НКТН "КазТрансОйл".

Реализация проекта КТК и транспортировка нефти этим трубопроводом, начиная с 2001 г. приведет к снижению грузооборота системы нефтепроводов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и к уменьшению денежных потоков КТО, определяющих устойчивое развитие компании.

Перспективы прироста ресурсной базы углеводородного сырья, в том числе в шельфовой зоне, влияют на обстановку и в определенной мере на политическую ситуацию вокруг некоторых направлений и проектов транспортировки. Возможные сценарии развития предложения рынка услуг по транспортировке нефти из западно-казахстанского региона по различным маршрутам предполагают развитие альтернативных направлений.

Кумулятивный эффект воздействия этих факторов может выразиться в ухудшении положения национального транспортировщика нефти, так как основные мощности компании по транспортировке нефти из западно-казахстанского региона сосредоточены и обеспечивают направление Атырау-Самара, которое к тому же испытывает большую зависимость от транзитных российских квот.

Таким образом, существует опасность, что определенная часть пользователей трубопроводов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", может переориентировать свои грузопотоки на выгодные для них направления, при этом часть мощностей системы нефтепроводов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" останется невостребованной.

В этих условиях компания должна сосредоточить свои усилия на реализации проектов оптимизации и интеграции существующих систем транспортировки. При этом должны быть сбалансированы интересы с Республики Казахстан, нефтедобывающих компаний и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" по максимальной загрузке существующей системы нефтепроводов Республики Казахстан.

С целью расширения спектра услуг предоставляемых клиентам Компании была разработана программа строительства новых объектов, основанная на маркетинговых исследованиях и переговорах с добывающими компаниями.

Новые объекты, включенные в программу, позволят расширить возможности выбора маршрутов для клиентов Компании. Эти объекты будут рассматриваться как дополнительные инвестиции в систему. Дальнейшее развитие Компании через введение в строй таких объектов приведет к получению дополнительных денежных потоков и прибылей от этих объектов.

Баланс казахстанской нефти показывает, что при условии реализации проекта КТК и с учетом добычи нефти на Каспийском шельфе в соответствии с

прогноznыми данными, необходимость в новом экспортном нефтепроводе появится после 2005 года. В связи с этим необходимо вести поиск нового экспортного маршрута, соответствующего экономическим, политическим и стратегическим целям Республики Казахстан.

Существующие и планируемые маршруты нефтепроводов должны обеспечить :

- завоевание конкурентных позиций по предложению казахстанской нефти на мировых рынках ;

- максимальную интеграцию системы существующих мало загруженных нефтепроводов Казахстана в планируемые экспортные направления в целях сохранения жизнеспособности существующей системы и обеспечения гибкости при распределении потоков нефти, как для экспорта, так и для внутренних поставок ;

- экономическую выгоду для Казахстана в виде отчислений в бюджет от деятельности нефтепровода, улучшение нефтетранспортной инфраструктуры и т . д . ;

- минимальную зависимость от социально-политической ситуации транзитных стран .

Одним из элементов, являющихся основой планирования развития нефтетранспортной инфраструктуры Казахстана является долгосрочный стратегически баланс нефти .

### 5.1. Стратегический баланс нефти .

Во исполнение п.5.6 Протокола о внесении изменений в Протокол на 1999 год к Соглашению между Правительствами Российской Федерации и Республики Казахстан о сотрудничестве в нефтегазовой отрасли, МЭИТ приказом N 88 от 09.04.1999 г. поручил ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в срок до 01.06.99 г. представить на утверждение расчетный баланс добычи нефти Республики Казахстан, составленный на основании данных нефтедобывающих компаний, согласованных с Министерством .

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в течение 1998 года и 1999 года проводил опрос нефтяных компаний, работающих в Казахстане относительно их планов добычи нефти на долгосрочную перспективу. Прогнозные данные по объемам добычи нефти за 1999 год ниже по сравнению с ранее представленными. Прогнозный баланс нефти по Республике Казахстан на период 2000-2010 гг. утвержден Министерством энергетики, индустрии и торговли в апреле 2000 г.

### 5.2. Приоритетные проекты развития нефтетранспортной инфраструктуры

При определении приоритетных проектов развития нефтетранспортной инфраструктуры Республики Казахстан и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" учитывался баланс нефти по Республике, обязательства отдельных нефтедобывающих компаний по загрузке нефтепроводов и поставкам нефти на НПЗ Казахстана, инвестиционные возможности и обязательства как ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", так и нефтяных компаний.

Кроме того, учитывалась неопределенность прогноза ресурсов и сроков начала коммерческой добычи нефти на месторождениях шельфа, что оказывает влияние на выбор и сроки реализации некоторых проектов строительства экспортных нефтепроводов.

Инвестиционные проекты ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" ранжированы также и по

видам деятельности: транспортировка нефти, транспортировка воды, транспортировка газа, сектор телекоммуникаций.

Соответственно, инвестиционные проекты ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" распределены по следующим группам:

5.2.1 Группа проектов, реализуемых за счет привлеченных средств под обязательства ЗАО "НКТН "КазТрансОйл".

- Проект SCADA;
- Проект реконструкции и модернизации нефтепровода Атырау-Самара;
- Строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау;
- Проект железнодорожной эстакады на НПС "Атасу";
- Проект реконструкции нефтепровода Павлодар-Шымкент на участке Каракоин-Атасу (реверсирование нефтепровода);
- Проект "Узел слива высоковязкой нефти на НПС Атырау нефтепровода Атырау-Самара";
- Проект "Головная нефтеперекачивающая станция Кумколь";
- Проект по закупке японской спецтехники "Мицуи";
- Проект "Печи путевого подогрева типа Унифлюкс";
- Проект водовод "Астрахань-Мангышлак";
- Проект газификации г. Астана перепрофилированием нефтепродуктопровода "Петропавловск-Кокшетау-Астана" под газопровод.
- Проект доведения мощности водовода Астрахань-Мангышлак до проектной.

5.2.2 Группа проектов, реализуемые без инвестиций

Данная группа включает проекты, реализуемые без инвестиций со стороны ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", в которых компания имеет или может получить права оператора. Это:

- Проект нефтепровода Каспийского Трубопроводного Консорциума,
- Нефтепровод Большой Чаган-Атырау (Новый трубопровод).

### 5.2.3 Группа проектов долгосрочной перспективы.

К этой группе относятся проекты долгосрочной перспективы, зависящие

от сроков начала и объемов добычи на месторождениях шельфа.

Предположительно, реализация этих проектов начнется после 2005 года. К этим проектам относятся:

- Реконструкция и расширение морского порта Актау и организация танкерных (баржевых) перевозок,
- Экспортный нефтепровод Западный Казахстан-Алашанькоу (Китай),
- Нефтепровод Казахстан-Туркменистан-Иран,
- Транс Каспийский нефтепровод Западный Казахстан-Баку-Джейхан.

### 5.3 Программа капитальных вложений ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" за счет заемного финансирования.

#### 5.3.1 Проект - SCADA.

Цель создания системы.

разработка и внедрение высокоэффективной и надежной системы управления трубопроводным транспортом компании на базе программируемых контроллеров и персональных ЭВМ для уровня МДП, РДП, ЦДУ и линейной части трубопроводов,

обеспечение передачи информации в АСУ ПЭД ЕИСУ о выполнении объемов перекачки нефти с учетом теплоэнергетических затрат, замена морально и физически устаревшего оборудования систем автоматизации, повышение уровня надежности выполнения функций, расширения функциональных возможностей, использующих средства повышения достоверности получаемой информации,

создание на высоком техническом уровне диспетчерских пунктов управления на НПС, РНУ, филиалах и в центральном офисе компании.

### 5.3.2 Проект реконструкции и модернизации нефтепровода Атырау-Самара.

#### Ц е л ь      п р о е к т а :

Увеличение экспортных возможностей нефтедобывающих компаний

Казахстана на Европейский рынок путем увеличения пропускной способности Атырау-Самара с 10,5 млн. т/год до 15 млн. т/год.

Состояние работ по проекту.

Полностью разработано ТЭО проекта и оценена его эффективность.

Ведутся переговоры с нефтедобывающими Компаниями по получению гарантий поставки нефти. Проведены испытания присадок для увеличения пропускной способности трубопровода без его реконструкции с целью оптимизации кап. Затрат.

Источник финансирования:

Заемное финансирование возможно с привлечением международных финансовых институтов под гарантию перекачки нефти по нефтепроводу Атырау-Самара или прямые инвестиции производителей нефти - пользователей системы.

Экономические данные проекта:

- Стоимость проекта ориентировочно составляет \$ 33,57 млн.,
- Источник возврата инвестиций - тариф на транспортировку нефти.
- Срок окупаемости - 4-5 лет для казахстанского участка
- Сроки реконструкции - 1 год

### 5.3.3 Строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау

Цель проекта:

Обеспечение доступа производителям нефти Актюбинского региона к существующему экспортному нефтепроводу Атырау-Самара и экспортному нефтепроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума.

С о с т о я н и е      р а б о т      п о      п р о е к т у :

Полностью подготовлено ТЭО проекта для нескольких сценариев и

определен базовый сценарий. Проведены переговоры с компанией Итоchu и Японским банком международного сотрудничества. Объем и глубина ТЭО были согласованы с ними. Проект был включен в программу государственных инвестиций для предоставления гарантии Правительства РК.

Источник финансирования:

Мягкие займы японских и международных финансовых институтов.

## Предварительное описание проекта

По предварительному отчету ILF стоимость базового вариант проекта на 6 млн. тонн/год составляет:

- По мировым ценам - 193,4 млн. долларов США.
- По ценам СНГ - 172,0 млн. долларов США.

### 5.3.4 Проект железнодорожной эстакады на НПС "Атасу"

Цель проекта.

- Расширить рынки сбыта нефти для казахстанских производителей;
- Обеспечить доступ производителям нефти кумкольского месторождения к китайскому рынку;

Состояние работ по проекту:

Строительство в стадии завершения.

Источник финансирования:

Заемные и собственные средства.

Технико-экономические показатели:

- Проектная мощность по наливу нефти - до 3,0 млн. т/год
- Наливная эстакада двухсторонняя, на одновременный налив 40 вагоно-цистерн (по 20 цистерн с каждой стороны).
- Пусковой комплекс производительностью налива до 1 млн. т/год.
- Объем капитальных вложений всего - \$ 7317 тыс., в том числе пускового комплекса \$ 5546 тыс.

5.3.5. Проект реконструкции нефтепровода Павлодар-Шымкент на участке Каракоин-Атасу. (Реверсирование нефтепровода).

Цель проекта:

- Транспортировка нефти по нефтепроводу Каракоин-Атасу до нефтеналивной эстакады Атасу.
- уточнение капитальных вложений для подачи нефти по нефтепроводу Павлодар-Шымкент в сторону Павлодара.

Состояние работ по проекту:

ТЭО в стадии разработки.

Источник финансирования:

Заемное финансирование.

Экономические данные проекта:

- Стоимость 1-ого этапа проекта ориентировочно составляет 213,82 тыс. долларов США.

- По расчетам проектного института капитальные затраты на реверсирование оцениваются 11,34 млн. долларов США.

### 5.3.6. Проект "Узел слива высоковязкой нефти на НПС Атырау нефтепровода Атырау - Самара"

Ц е л ь      п р о е к т а :

Обеспечение технической возможности приема с железной дороги нефти с месторождений эмбинской группы (в том числе Атырауского НПЗ в летний период) для последующей закачки ее в нефтепровод. Реализация проекта обеспечит максимальную мобилизацию казахстанской нефти и повысит загрузку

нефтепровода Атырау-Самара.

Источник финансирования:

Финансирование будет организовано ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" за счет инвестиции. Ориентировочный объем капвложений - около \$ 5 млн.

### 5.3.7 Проект "Головная нефтеперекачивающая станция Кумколь"

Цель проекта:

Обеспечение стабильной работы нефтепровода Кумколь-Каракоин с учетом работы центрального пункта сбора и подготовки нефти.

Экономические данные проекта:

Ориентировочный объем капвложений - 1 500 млн. тенге.

Запланировано освоить в 2000г. - 1 000 млн. тенге

### 5.3.8 Проект по закупке японской спецтехники "Мицуи"

Цель проекта:

Обновление парка спецтехники.

Источник финансирования:

Финансирование проекта будет осуществляться за счет "кредита поставщика" с использованием средств Эксимбанка Японии под гарантийное письмо ОАО "Казкоммерцбанк". Общая стоимость проекта - 2 071 млн. тенге

### 5.3.9 Проект "Печи путевого подогрева типа Унифлюкс"

Цель проекта

Замены старых печей путевого подогрева магистральных нефтепроводов.

Состояние проекта.

Подписан "Протокол намерения" между французской компанией "Kvaerner Heurtey" и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на поставку печей путевого подогрева. Идет рассмотрение предложения Компании касательно возможности сборки и

монтажа печей путевого подогрева типа Унифлюкс на казахстанских заводах, расположенных в Уральске и в Алматы.

Общая стоимость проекта - 2 260 млн. тенге

#### 5.3.10 Проект водовод "Астрахань-Мангышлак"

Цель проекта:

Решение проблемы обеспечения пресной водой населения и промышленных предприятий Атырауского и Мангистауского регионов, доведения до проектной мощности водовода Астрахань-Мангышлак.

Состояние проекта

Проводится активная работа с Мицуи по разработке ТЭО проекта. Параллельно МЭИТ создана межведомственная рабочая группа по разработке единого плана водоснабжения Атырауского и Мангистауского регионов.

Финансирование проекта

Источник и условия финансирования в настоящее время не определены.

Основные технико-экономические параметры проекта

Общая протяженность водовода "Астрахань-Мангышлак", построенный в 1986-1987 годах, составляет 1041 км.

Стоимость проекта по предварительным данным оценивается в 150-190 млн. долларов США.

#### 5.3.11 Проект перепрофилирования нефтепродуктопровода "Петропавловск -Кокшетау-Астана" под газопровод

Цель проекта:

Газоснабжение г. Астаны с максимальным использованием существующих коммуникаций и поиск путей эффективного использования существующих активов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл". Замена природным газам других видов топлива.

Состояние работ по проекту.

Подписан Договор между Российской Федерацией и Республикой Казахстан об экономическом сотрудничестве на 1998-2007 года от 12 октября 1998 года, Протокол о сотрудничестве в газовых комплексах Российской Федерации и Республики Казахстан, Протокол первого заседания совместной рабочей группы по реализации Протокола о сотрудничестве в газовых комплексах Российской Федерации и Республики Казахстан от 16.07.1999 г.

Получен предварительный отчет по ТЭО, содержащий несколько вариантов с

капитальными затратами от 87 до 115 млн. долларов США.

Участие ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в проекте

Проект реализуется ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и компанией ЗАО "ТрансПетролеум", являющейся аффилированной компанией ЗАО "НКТН "К а з Т р а н с О й л " .

Финансирование проекта

Источник финансирования проекта не определен.

5.4. Проекты ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" без инвестиций.

5.4.1 Нефтепровод Большой Чаган-Атырау (Новый трубопровод).

В июне 1999 года принято решение, что доступ Карачаганакского продукта к трубопроводу КТК будет обеспечен путем строительства Нового трубопровода от Большого Чагана до Атырау, и были внесены соответствующие изменения в О С Р П .

Кроме того, ведется работа по вопросам отгрузки жидких углеводородов с Карачаганакского месторождения в Самару.

Основные технико-экономические параметры проекта

Мощность Соединительного и Нового трубопровода на первом этапе будет составлять 7 млн. тонн в год, с последующим ее расширением до 11 млн. тонн в год. Согласно предварительному графику работ по проекту, строительство трубопроводов предположительно начнется в апреле 2000 года, а сдача в эксплуатацию намечена к моменту ввода в эксплуатацию трубопровода КТК.

Участие ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в проекте

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" будет оказывать содействие КИО на этапе инженерного проектирования, экспертной оценки и технического надзора за строительством и эксплуатации и техническом обслуживании нефтепровода.

5.4.2 Проект Каспийский трубопроводный консорциум

Ц е л ь п р о е к т а

Обеспечение транспортировки нефти с Тенгизского и Карачаганакского месторождений на международные рынки.

Участие ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в проекте

"КазТрансОйл" представляет РК в КТК, кроме того, производит эксплуатацию и техническое обслуживание активов КТК-К, включая ГНПС Т е н г и з .

Финансирование проекта

Проект финансируется за счет средств производителей нефти - участников проекта РФ, РК, Оман, Шеврон, СП Лукойл/Лукарко, Роснефть, Шелл, Мобил, Бритиш Газ, Аджип, Орикс и Казахойл/Амоко.

## Основные технико-экономические параметры проекта

Первоначальная мощность трубопровода - 28 млн. тонн с последующим расширением до 67 млн. тонн в год. Предполагаемая стоимость проекта первоначального строительства с мощностью 28 млн. тонн в год около 2,2 миллиардов долларов США, при 67 млн. тонн в год - 4,5 миллиардов долларов США. Ввод в эксплуатацию - 30 июня 2001 г.

### 5.5 Проекты долгосрочной перспективы.

#### 5.5.1 Расширение и реконструкция порта Актау и организация танкерных (баржевых) перевозок.

Это направление может быть как самостоятельным проектом, так и частью

Транс Каспийской Транспортной Системы, экспорта через Иран, экспорта по направлению Махачкала-Новороссийск.

Использование этого маршрута может обеспечить транспортировку 6-12 млн. тонн нефти в год.

Нефть - западно-казахстанская смесь. Ресурсы не определены.

Необходимые капитальные вложения:

- Сценарий 1 (6 млн. тонн в год). Кап. затраты - 25 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.

- Сценарий 2 (8 млн. тонн в год). Кап. затраты - 59 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.

- Сценарий 3 (12 млн. тонн в год). Кап. затраты - 96 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.

Финансирование:

Источники и условия финансирования не определены.

Транспортные расходы по маршрутам:

- Актау-Баку-Батуми - 5,98 \$/bbl.

- Актау-Махачкала-Новороссийск - 5,1 \$/bbl.

- Актау-Нека-о-в Харг - 4,35 \$/bbl.

Актуальность реализации этого проекта будет зависеть от реальных возможных объемов поставок нефти по этим направлениям и максимально допустимых затрат на транспортировку.

#### 5.5.2 Нефтепровод Казахстан-Туркменистан-Иран.

Цель проекта

Получить наиболее экономически выгодный доступ на рынки сбыта Азиатско-Тихоокеанского Региона через Персидский залив для производителей нефти, работающих в Республике Казахстана.

Основание для реализации проекта.

Постановление Правительства РК N 513 от 29 апреля 1999 г.

P990513\_

Участие ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в проекте.

На основании Постановления Правительства РК N 513, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" проводит переговоры по проекту с ТотальФина, Аджип и Бритиш Г а з .

Ф и н а н с и р о в а н и е .

Предполагается, что финансирование разработки пред-ТЭО и ТЭО проекта,

а также дальнейшей реализации проекта будет осуществляться нефтяными компаниями.

Структура проекта.

Предполагается, что в целях реализации работ по пред-ТЭО и ТЭО будет создан консорциум, в состав которого войдут как Страны-участницы, по чьей территории будет пролегать трубопровод, так и нефтяные компании, участвующие в проекте.

Стадия реализации проекта.

В настоящий момент компания ТотальФина выполнила некоторые работы по пред-ТЭО. Ведутся переговоры по структуре реализации проекта.

Предполагается, что проект будет реализовываться поэтапно:

- Этап 1. Осуществление предварительного ТЭО - первая половина 2000 года.

- Этап 2. Разработка ТЭО.

- Этап 3. Рабочий проект, финансовые аспекты, права прохода.

- Этап 4. Строительство нефтепровода.

Основные технико-экономические параметры проекта.

По предварительным данным, представленным компанией ТотальФина пропускная способность на Казахстанском участке предполагается 25 млн. тонн в год, капиталовложения от 450 до 600 млн. долл. США. Данных по Туркменскому и Иранскому участкам не имеется.

5.5.3 Проект строительства нефтепровода Западный Казахстан-Китай.

## Ц е л ь      п р о е к т а .

Строительство нефтепровода из Западного Казахстана в Западный Китай. Данный маршрут при определенных условиях также позволит обеспечить энергетическую независимость на внутреннем рынке Казахстана: нефтепровод свяжет западные нефтедобывающие регионы республики с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами г.Павлодара и г.Шымкента.

## О с н о в а н и е      д л я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а .

Генеральное Соглашение между Министерством энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (КННК), подписано 24 сентября 1997 года.

## У ч а с т и е      Н К Т Н      К а з Т р а н с О и л      в      п р о е к т е .

В соответствии с распоряжением Правительства Республики Казахстан (N 73-р-с от 22.04.98г.), НКТН КазТрансОйл подготовил и заключил 13 июня 1998 г. с Китайской Национальной Корпорацией по Разведке и Разработке Нефти и Газа (КНКРН) "Соглашение о совместной разработке ТЭО строительства нефтепровода      Западный      Казахстан-Китай".

## Ф и н а н с и р о в а н и е .

В соответствии с Генеральным Соглашением, финансирование проекта строительства нефтепровода, в том числе разработка ТЭО проводится за счет средств КНКРН.

## О с н о в н ы е      т е х н и к о - э к о н о м и ч е с к и е      п а р а м е т р ы      п р о е к т а .

- Первоначальная пропускная способность нефтепровода - 20 млн. тонн в год. Предполагаемый состав смеси - нефть месторождений Жанажол, Узень, Кумколь, Каспийского шельфа.

- Протяженность нефтепровода по территории РК - 2797 км по КНР - 480 км.

- Общие капвложения - 2157,8 млн. долл. США

- Тариф по территории РК - 3,3 долл. США за баррель (при льготном налогообложении), 3,98 долл. США за баррель (при отсутствии налогообложения).

- Внутренняя рентабельность (до начисления налогов) - 12 %

- Срок окупаемости капвложений - 9,8 лет.

- Прибыльность капвложений - 8,5 %.

Стадия реализации проекта.

После внесения необходимых изменений и дополнений, в январе 2000 г. ТЭО передано на рассмотрение Правительствам Китайской Народной Республики и

Республики Казахстан, для принятия окончательного решения по реализации  
данного проекта.

#### Этапы и график реализации проекта.

Реализация нефтепровода Западный Казахстан-Китай будет осуществлена по схеме одновременного проектирования и поэтапного строительства, начало строительства намечено на 2001г. Срок строительства - 4 года.

5.5.4 Проект строительства Транс Каспийских нефте- и газопроводов и сопряженных с ними транспортных систем (ТКТС).

#### Цель проекта.

Расширение экспортных систем транспортировки нефти и газа из Каспийского региона для осуществления экспорта нефти и природного газа, освоенных и добытых в Республике Казахстан, на международные рынки.

#### Основание для реализации проекта.

Подписанное 9 декабря 1998 года между Правительством РК и компаниями Мобил, Шелл, Шеврон и НКК Казахойл "Исключительное задание на разработку ТЭО Транс Каспийских нефте- и газопроводов и сопряженных с ними транспортных систем" (Казахстанский мандат)

#### Участие НКТН КазТрансОйл в проекте.

В соответствии с постановлением Правительства РК N 513 от 29.04.99 г. P990513\_ НКТН "КазТрансОйл" поручено осуществить разработку ТЭО в соответствии с условиями Исключительного задания.

#### Финансирование.

Финансирование разработки ТЭО будет проводиться компаниями Мобил, Шелл и Шеврон.

#### Стадия реализации проекта.

Подготовка ТЭО проводится в два этапа, этап разработки бизнес-плана и планирования объектов и этап эскизного технического проектирования, в общей сложности в течение 21 месяца.

3 марта 2000 г. Отчет по первому этапу "Бизнес план" рассмотрен на заседании Координационного комитета и передан на рассмотрение Правительства Республики Казахстан.

#### Некоторые показатели нефтепровода ТКТС:

Длина: в Казахстане - 659, Азербайджане - 491, Грузии - 218, Турции - 957 км

Объемы капитальных вложений 4 912 тыс. долл. США

Рассчитанный тариф на прокачку нефти по всему маршруту до Джейхан составляет от 4,17 до 5,15 \$/бар. (в долларах 1999 г.). При предоставлении проекту налоговых льгот, тарифы могут быть снижены до 3,36-4,26 \$/бар.

## Конкурентоспособность:

Реализация проекта и его финансирование будет зависеть от подтверждения прогнозируемых объемов добычи нефти в казахстанском секторе шельфа Каспийского моря и от конкурентоспособности по капитальным вложениям и тарифам.

### 5.6 Реконструкция системы телекоммуникаций.

Для обеспечения внедрения систем SCADA и ERP необходима полная реконструкция телекоммуникаций в Компании, которые на сегодняшний день устарели и не обеспечивают необходимой надежности. Производственно-технологическая системы связи должна выполнять задачи телефонной связи и передачи данных с любой точкой нефтепроводов и производственных объектов на территории Республики Казахстан. В состав системы производственно-технологической связи Компании будут входить следующие основные компоненты: земные станции спутниковой связи, цифровые автоматические телефонные станции, средства радио связи, радиорелейные линии.

В Компании необходимо создание единого информационного пространства, в котором пользователи различных средств связи могут беспрепятственно обмениваться данными. Внедрение автоматизированной системы управления электронным документооборотом в рамках системы ERP и информационными потоками решит задачу создания информационно-телекоммуникационной среды самого разнообразного назначения. Она позволит передать партнеру, находящемуся в любом регионе электронное письмо, факс, телекс, телеграмму с ПЭВМ по любому каналу связи (телефонному, цифровому, телеграфному, телексному) на любое оборудование, имеющееся у принимаемой стороны и наоборот; иметь доступ к информации, хранимой в информационных центрах телекоммуникационных сетей Компании.

Состояние оборудования средств связи на 2000 г.

В состав компании ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" входят три предприятия связи, обеспечивающие обслуживание аппаратуры средств связи Компании.

В настоящее время в эксплуатации в этих предприятиях находятся устаревшие, аналоговые средства связи со следующими основными характеристиками:

Исходя из вышеизложенного, эксплуатация таких систем затруднительным по ряду причин:

- Отсутствие запасных частей аппаратуры;
- Варварское разграбление кабелей;
- Древние декадно-шаговые АТС и многое другое.

В связи с этим, компанией ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в 1997г. было принято решение кардинально модернизировать систему производственно-технологической связи, основываясь на современном оборудовании. При этом учитывалось, что система производственно технологической связи ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" должна выполнять задачи телефонной связи и передачи данных с любой точкой нефтепроводов и производственных объектов на территории Республики Казахстан.

#### С о с т а в П Т С В

В состав системы производственно технологической связи компании ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" входят следующие основные компоненты:

- 1) земные станции спутниковой связи (ЗС);
  - 2) цифровые автоматические телефонные станции (УПАТС);
  - 3) средства радио связи;
  - 4) радио релейные линии (РРЛ);
- Программа краткосрочной реализации.

В настоящее время планируется создание интегрированной

телекоммуникационной инфраструктуры, базирующейся на современных технологиях и международных стандартах

Цель проекта обеспечить:

- Кардинальную модернизацию систем производственно-технологического управления нефтепроводами;
- Охватить любую точку производственных площадей современными средствами связи;
- На качественно новом уровне все компоненты производственно-технологической связи;
- Административное управление ЗАО "НКТН "КазТрансОйл"

Решение

Создание трехуровневой интегрированной телекоммуникационной сети базирующейся на:

- волоконно-оптических, спутниковых, кабельных и беспроводных каналах связи,
- структурированных ЛВС
- технологиях SDH, ATM, FR, IP

и позволяющей предоставлять широкий спектр услуг по передаче различного вида информации, необходимой для административного управления и управления производственным процессом.

Основные задачи проекта

создание интегрированной телекоммуникационной сети компании базирующейся на современных цифровых технологиях и протоколах.

- Реконструкция базовой сети каналов связи;
- реорганизация и развитие сети спутниковых каналов связи;
- создание волоконно-оптических магистралей;
- создание (модернизация) базовых телекоммуникационных узлов;
- оснащение контрольно-измерительным оборудованием узлов телекоммуникаций;

- модернизация кабельных систем;
- Создание ЛВС современной инфраструктуры;
- Модернизация систем технологического обеспечения;
- Модернизация корпоративной телефонной сети;
- Организация защиты информации;

Обеспечение радиосвязью технологических служб компании;

Создание центра управления корпоративной сетью.

Создание интегрированной сети

Интегрированная телекоммуникационная сеть Компании должна базироваться на современных цифровых технологиях и средах передачи данных.

Реконструкция базовой сети включает:

- реорганизацию и развитие сети спутниковых каналов связи;
- создание (модификация) базовых узлов телекоммуникаций;
- оснащение контрольно-измерительным оборудованием;
- модернизацию кабельных линий связи.

Реконструкцию планируется закончить в 2005 году.

## 6. Кадровая политика.

Для решения вопросов дальнейшего повышения профессионализма сотрудников Компании предусмотрено провести и внедрить следующие мероприятия и программы.

1. Создание базы данных по всем существующим курсам обучения в области нефтепроводного транспорта, бухгалтерского учета, менеджмента;
2. Программа обмена опытом с аналогичными иностранными компаниями;
3. Внедрение программы "Карьерный план";
4. Создание учебного центра.

Цель - удовлетворение потребностей Компании в квалифицированных кадрах посредством повышения квалификации и переподготовки кадров. В рамках создания Информационно-ресурсного Центра планируется:

1. Формирование библиотечного коллектора на основе периодической печати, учебной литературы, материалов конференций, семинаров;
  2. Создание информационных дайджестов на основе текущей информации по тематике деятельности Компании;
  3. Создание компьютерного класса на 10 посадочных мест;
  4. Создание компьютерной тематической библиотеки;
- Цель - обеспечение более полной информированности сотрудников

Компании по вопросам отраслевой деятельности; создание материальной и технической базы для возможностей самообразования, организации внутренних семинаров.

В целях обеспечения оптимального использования персонала Компании на своих рабочих местах с использованием их личной мотивации, планируется:

1. Разработка методик по изучению.
2. Создание программ по изучению мотивации в соответствии с требованием руководства.
3. Аттестация персонала.

В целях создания оптимальной модели размещения кадровых ресурсов планируется:

1. Разработка программы по кадровому планированию Компании,
  2. Внедрение системы кадрового планирования в практику работы Компании.
7. Заключение

На основании сформулированных выше приоритетов и запланированных мероприятий и программ, а также с учетом прогнозных значений грузооборотов был подготовлен индикативный план деятельности Компании на период с 2000-2005 года.

1. В качестве базового варианта расчетов для настоящего Индикативного плана развития ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" принят грузооборот при утвержденном Министерством энергетики, индустрии и торговли Республики Казахстан "Прогнозном балансе нефти по Республике Казахстан на период 2000-2010 годов" с пропускной способностью нефтепровода Атырау-Самара на уровне 15 млн тонн в год.

2. В соответствии с п.1.1 Постановления Правительства Республики Казахстан от 13 августа 1999 года N 1159 P991159\_ "О вопросах дивидендов на государственные пакеты акций и дохода на государственные доли участия в организациях" установлен уровень начисления дивидендов на государственный

пакет акций в размере 10% от чистого дохода Общества на весь период (2000-2005 годы).

3. Настоящий Индикативный план будет пересматриваться и корректироваться на ежегодной основе, исходя из результатов предыдущего года. При этом будут учитываться текущее состояние трубопроводного транспорта, скорректированные и уточненные прогнозы, а также результаты работ по диагностике и мониторингу действующей системы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл".

8. Расчеты к индикативному плану развития ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на период 2000-2005 годы.

1. Данный расчет учитывает доходы и расходы Компании, связанные со всеми видами деятельности.

2. Доходная и расходная части на 2000 г. приняты на уровне доходной и расходной частей проекта Бюджета Компании на 2000 г.

3. В доходной части модели используется прогноз объемов транспортировки и грузооборот, составленный на основании данных по Балансу Нефти нефтедобывающих предприятий РК, представленного Министерством Энергетики, Индустрии и Торговли РК и осторожного прогноза потребления воды. При расчете использовался долларовый тариф для транспортировки нефти.

При калькуляции доходной части были приняты в расчет следующие данные:

- прогнозный баланс нефти нефтедобывающих предприятий РК, представленный Министерством Энергетики, Индустрии и Торговли РК;

- предполагаемые вводимые в эксплуатацию проекты Компании: строительство нефтеналивной эстакады на станции Атасу, расширение нефтепроводной системы Атырау-Самара, а также внедрение проекта строительства нефтепровода Большой Чаган-Атырау;

- строительство и ввод в эксплуатацию КТК с прогнозными объемами прокачки казахстанской нефти (в разрезе по компаниям);

- пропускные мощности порта г. Актау, сливных наливных ж/д эстакад и нефтепроводной системы в целом;

- эксплуатация н/п системы осуществляется с прогнозной максимальной загрузкой отечественных НПЗ.

4. Расходная часть на период 2001-2005 годы по филиалам Компании состоит из переменной и постоянной составляющих:

- переменная составляющая включает в себя затраты по статьям "Электроэнергия", "Котельно-печное топливо" и "Технологические расходы",

производные от грузооборота или объемов перекачки нефти, а также по статье "Капитальный ремонт", расходы по которой зависят от режима эксплуатации нефтепровода, т.е. от грузооборота. Предполагается, что с увеличением доходных поступлений (объемов перекачки нефти или грузооборота) потребность в капитальном ремонте основных средств Компании будет расти пропорционально росту данных объемов транспортировки. Еще одной переменной статье затрат является статья "Амортизация", расходы по которой зависят от выполнения плана капитальных вложений, капитального строительства и реализации проектов;

- постоянная составляющая включает в себя все прочие статьи затрат, принятые на уровне расходов по проекту Бюджета Компании на 2000 год.

4.5. В анализе развития компании были рассмотрены несколько

вариантов с различным процентом по выплате дивидендов. При ставке дивидендов - 50% компании будет недостаточно заемных средств (дефицит средств - до 2006 года), а так же нарушается план по выплате займов. В соответствии с п. 1.1 Постановления Правительства Республики Казахстан от 13 августа 1999 года N 1159

Р991159\_

"О вопросах дивидендов на государственные пакеты акций и дохода на государственные доли участия в организациях" установлен уровень начисления дивидендов на государственный пакет акций в размере 10 % от чистого дохода Общества на весь период (2000-2005 годы).

Таблицы

Приложения

Индикативный план развития на период  
2000-2005 годы

Приложение 1

## Существующая тарифная методология.

5 июня 1998 года № 16/1 Комитетом по ценовой антимонопольной политике Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан утверждена "Методика расчета тарифов на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам Республики Казахстан". Необходимость разработки данной методики являлась очевидной с учетом продолжающегося перехода Республики Казахстан к рыночной экономике и в связи с отсутствием в действующих нормативных документах экономически обоснованных критериев для регулирования деятельности хозяйствующих субъектов - естественных монополистов. Компания внедрила новую тарифную методологию (согласующуюся с существующими мировыми стандартами), когда наметилась тенденция падения цен на нефть на мировом рынке.

Основополагающим принципом существующей тарифной методологии предполагается возврат стоимости капитала на задействованные активы, а и м е н н о :

- возмещение объективно необходимых эксплуатационных затрат;
- расчет и установление нормированной ставки прибыли на задействованные в процессе транспортировки производственные активы.

Но вместе с тем, данная "Методика..." в настоящее время не удовлетворяет потребности ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", так как в процессе работы за 1,5 года выявились ее недостатки.

Недостатки существующей тарифной методологии:

1. Необходимо подчеркнуть, что в составе затрат и в стоимости основных фондов не учитывается реальная стоимость основных фондов и соответственно амортизационные отчисления, соответствующие действительной оценке основных фондов Компании. Стоимость активов определяется по остаточной стоимости основных средств согласно бухгалтерским данным. В реальности эта стоимость приблизительно в шесть раз выше бухгалтерской. Таким образом, Компания не дополучает обоснованного дохода.

2. Стоимость капитала складывается из различных видов рисков, что не в полной мере отражает реальную картину на мировом рынке в трубопроводном транспорте.

3. В соответствии с "Методикой расчета тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам Республики Казахстан", расчет основных тарифных ставок на перекачку нефти по отдельным маршрутным участкам производится с учетом их протяженности и удельного тарифа, устанавливаемого

для каждого тарифного объекта. Таким образом, стоимость транспортировки нефти прямо пропорциональна длине маршрута. Это не отвечает принципу равнодоступности для клиентов, так как дискриминирует нефтеперерабатывающие предприятия находящиеся на отдаленном участке МН (Каламкас, Каражанбас).

4. В тарифную прибыль не закладываются будущие инвестиции в:

- а) строительство новых мощностей;
- б) реконструкцию существующих мощностей.

Стоимость этих инвестиций включается в тарифную прибыль только при вводе новых мощностей в эксплуатацию. Предполагается, что компания должна финансировать все такие инвестиции за счет собственных, либо привлеченных средств. Основная сумма такого капитала погашается за счет амортизационных отчислений, заложенных в будущие тарифы, а прибыль обеспечивается за счет стоимости капитала.

Исходя из названных недостатков существующей тарифной методологии, в настоящее время ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" совместно с консалтинговой компанией "Артур Андерсен" разработали рекомендации по совершенствованию тарифной методологии, удовлетворяющей мировым стандартам и требованиям Компании в настоящий момент.

Новая тарифная методология.

Предлагаемые рекомендации к усовершенствованию существующей тарифной методологии заключаются в следующем: стоимость основных фондов и амортизационных отчислений, расчет ставки прибыли и структура тарифа.

Стоимость основных фондов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и амортизационные отчисления.

В настоящее время, балансовая стоимость активов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" значительно ниже рыночной стоимости, тогда как ставка прибыли рассчитанная в июле 1998 г. на уровне 15% была предусмотрена на рыночную стоимость задействованных активов.

Переоценка основных фондов ставит задачей приведение их остаточной стоимости в соответствие с рыночными условиями при которых существует Компания.

Переоцененные активы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" будут взяты на баланс Компании. Предварительные расчеты показывают:

Во-первых, большую сумму выплаты налога на переоцененные активы в размере 15% от суммы дооценки.

Во-вторых, если будет проведена моментальная переоценка всех основных средств Компании по их рыночной стоимости для целей тарифного регулирования, то начисленная амортизации плюс прибыль на активы, при ее

исчислении на все существующие активы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", приведет к значительному повышению тарифов.

В связи с этим, чтобы избежать данных негативных моментов, Компания планирует провести оценку обоснованной рыночной стоимости не всех ее активов, а только тех основных групп куда входят основные производственные активы, в том числе магистральный нефтепровод - это группы "машины, оборудования и передаточные устройства" и "транспортные средства".

На сегодняшний день ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" необходимо проведение переоценки основных фондов вследствие следующих факторов:

- Низкая стоимость основных фондов лишает ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" получения справедливого дохода, который может быть инвестирован в реконструкцию и расширение существующей инфраструктуры.

- Низкая стоимость основных фондов лишает государство дополнительных поступлений налогов (НДС и подоходный налог) в республиканский бюджет от более высоких доходов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и местный бюджет (налог на имущество) от высокой стоимости основных средств.

- Подход к повышению ставки прибыли из расчета низкой стоимости активов вызывает непонимание со стороны нефтедобывающих компаний и инвесторов. Данный подход эффективен только на краткосрочном этапе.

Таким образом, Компания видит путь к решению данной проблемы в переоценке основных средств Компании. В октябре месяце 1999 года, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" был проведен тендер на определение компании, которая определила бы реальную рыночную стоимость основных средств. Победителем вышла американская оценочная компания "American Appraisal (AAR) Inc.", с которой в настоящее время подписан Договор, завершить который намечено к 10 м а р т а 2 0 0 0 г о д а .

Существующие трудности, связанные с переоценкой

А. Переоцененные активы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" будут взяты на баланс Компании. С этим связана выплата налога на переоцененные активы в размере 15% от суммы до оценки. Данный налог достаточно велик.

В. Для расчета тарифа необходима фиксация стоимости основных фондов в твердой валюте, для чего необходимо согласие Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и поддержке малого бизнеса на фиксацию стоимости основных фондов в твердой валюте в целях расчета тарифов.

Фиксация основных фондов в твердой валюте для регулятивных целей позволит:

- Избежать дальнейшего обесценения активов Компании связанного с возможной девальвацией тенге.

- Обеспечит стабильный возврат на инвестиции для кредиторов, таким образом, это будет основным инструментом, который откроет доступ к капиталу по справедливой стоимости.

С. Амортизационные отчисления также являются одним из ключевых аспектов в формировании тарифов.

Для налоговой отчетности ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" будет учитывать свои основные средства по-прежнему, т.е. в соответствии с обязательной отчетностью и уровень амортизационных отчислений подлежащих на вычеты останется на прежнем уровне. Однако, поскольку в учете для регулирующего органа будут отражаться реальная (т.е. более высокая) стоимость активов и амортизация для целей формирования тарифов, то прибыль ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" до вычета налогов в этом случае будут ниже, чем в обязательной отчетности. Таким образом, это необходимо учесть при расчете ставки прибыли на активы в виде надбавки, поскольку действующие в Казахстане правила налогообложения недоучитывают амортизационные расходы, что приводит к тому, что основная сумма инвестиций частично возмещается за счет компонента прибыли, где он облагается доходным налогом.

#### В ы в о д

Независимо от того, будет ли и если будет, то каким образом проведена первичная переоценка активов, очевидно, что долларовая индексация основных средств является существенным, возможно даже, основным, фактором доступа ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" к рынку капитала при условии разумных затрат. В дополнение к адекватному индексированию стоимости основных средств, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" необходима такая же индексация чистого оборотного капитала для сохранения его экономической стоимости.

#### Р а с ч е т с т а в к и п р и б ы л и .

"Стоимость капитала" - является средневзвешенной величиной:

- а) рыночной прибыли на капитал до вычета налогов;
- б) стоимости заемного капитала, где в качестве "взвешивающих" коэффициентов используются доли акционерного и заемного капитала в соответствующий тарифный период.

Согласно существующей методологии, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" рассчитала ставку прибыли после налогов на собственный капитал, используя такой индикатор, как ставка прибыли на 30-летние казначейские облигации США, и учитывая промышленные, структурные и другие виды рисков. Это не совсем корректное использование и оценка отдельных факторов были оправданы целью обоснования повышенной нормы прибыли на вложенный капитал для нейтрализации эффекта недооценки основных средств.

Путь решения - новый подход к расчету ставки прибыли по рекомендации

консалтинговой компании "Артур Андерсен".

Определение стоимости капитала, особенно акционерного, должно быть неразрывно связано с международным рынком капитала. Основная причина это то, что инвесторы не инвестируют свой капитал, пока у них не будет уверенности в том, что он полностью окупится, и после уплаты налогов они получают конкурентную прибыль.

Первый этап состоит в расчете необходимой прибыли после налогообложения, которую ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" сможет выплатить инвесторам на вложенный капитал в соответствии с правилами учета для регулирующего органа.

Прибыль на капитал (%/год, \$) складывается из первоначального дивидендного дохода и повышение цен на обыкновенные акции американских нефтепроводных компаний. Надбавка за страновой риск равняется спреду на рынке долларовых еврооблигаций Казахстана по сравнению с первоклассными кредитами. Если акции не продаются за пределами Казахстана, следует добавить ставку любого налога на продажу деноминированных в тенге акций и его конвертацию в доллары США за пределами Казахстана. Надбавка на риск регулирования может появиться по двум причинам. Во-первых, надбавка к ставке прибыли зависит от степени предсказуемости переоценки задействованных активов, разрешенной регулирующим органом. Во-вторых, частичное фиксирование обменного курса, в значительной степени увеличит надбавку на риск регулирования.

Далее (этап 2) следует рассчитать стоимость капитала для заемного и акционерного капитала.

Далее (этап 3) следует сформировать резерв для налога на амортизационные отчисления по учету для регулирующего органа. Данный налог повышается, поскольку амортизационные начисления на активы, переоцененные для целей регулирования, а не для налоговой отчетности, превышают налоговую амортизацию.

Наконец (этапы 4 и 5) необходимо сложить результаты этапов 2 и 3, чтобы получить ставку до вычета налогов, которая должна начисляться на индексированные для целей регулирования в долларах США активы для покрытия процентных расходов и обеспечения прибыли после выплаты налогов, необходимой для стимулирования добровольного вложения международного капитала в Компанию.

Структура тарифа на транспортировку нефти.

Существующая структура тарифов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" очень проста. Все тарифная выручка поступает за счет платы за перекачку нефти. Вначале

рассчитывается удельный тариф, а затем тариф на транспортировку рассчитывается отдельно для каждого участка трубопровода за 1 т нефти по формуле:

$$\begin{aligned} & \text{Тарифная выручка} \\ \text{Удельный тариф (за 1 тн./1000км.)} &= \frac{\text{-----}}{\text{Грузооборот}} \times 1000 \text{ км} \\ & \text{Удельный тариф} \times \text{Длина участка} \\ \text{Тариф на транспортировку (за 1 тн )} &= \frac{\text{-----}}{1000} \end{aligned}$$

Простые правила, однако, часто не позволяют использовать существенные возможности для повышения эффективности и увеличения загрузки мощностей путем стимулирования как операторов этих мощностей, так и потребителей. В частности, в условиях конкурентного рынка при значительной недогрузке мощностей цена на услуги значительно снижается.

Согласно существующей структуре тарифа, стоимость транспортировки нефти прямо пропорциональна длине маршрута и это оказывает негативное воздействие на деятельность компаний, месторождения которых расположены в удалении от пунктов слива нефти (нефтеперерабатывающие заводы в Самаре и А т ы р а у ) .

Например, месторождения Каламкас и Каражанбас, находящиеся на максимально удаленном участке, платят соответственно 14,7 и 14,1 долл. США за транспортировку 1 тонны нефти в Самару, в то время как компания "Тенгизшевройл" платит лишь 7 долларов. Стоимость добычи нефти на первых двух месторождениях намного превышает стоимость добычи "Тенгизшевройл". Высокие затраты на транспортировку нефти, в дополнение к высокой стоимости добычи, могут препятствовать росту объемов добычи нефти на месторождениях Каламкас и Каражанбас, что может негативно сказаться на степени загрузки нефтепроводной системы.

Новый подход - удельный тариф и тариф почтовой марки

В мировой практике существует значительное многообразие структуры тарифов на услуги субъектов монополии. По нашему мнению, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" может использовать три основных механизма распределения постоянных затрат, которые для каждого вида услуг могут применяться отдельно либо в сочетании друг с другом:

- 1) Тариф на транспортировку, основанный на грузообороте.
- 2) Тариф "почтовой марки", основанный исключительно на объеме

транспортируемого продукта.

3) Тариф на избыточную нагрузку, когда фиксированные издержки распределяется на участки, загруженные максимально.

Применение факторов 2 и 3 в сочетании с использованием старого метода распределенной тарифной базы может существенно снизить тариф на транспортировку на большие расстояния и по малозагруженным участкам нефтепроводов, и повысить тарифы на транспортировку по максимально загруженным маршрутам или на короткие расстояния. Это также поможет существенно активизировать общий грузооборот, повысить качество услуг и увеличить финансовые поступления, которые ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" сможет реинвестировать в строительство новых мощностей.

"Тариф почтовой марки" предполагает распределение не прямых затрат обычно на 1 тонну нефти, помещенную в нефтепроводную систему. В действительности, большинство не прямых затрат связано с учетом нефти, бухгалтерским учетом, отчетностью и обслуживанием транзакций, и они зависят лишь от объема транспортировки, а не от длины маршрута.

Для решения вышеупомянутых проблем было бы целесообразно рассмотреть сочетание тарифа на транспортировку, основанного на грузообороте, и тарифа "почтовой марки".

Одна часть тарифа будут взиматься с 1 тонны помещенной в систему нефти, включая не прямые расходы Компании. Вторая часть тарифа, являющаяся по сути удельным тарифом, будет взиматься с 1 тонн/км перекаченной нефти и рассчитываться на основании прямых затрат, которые могут быть списаны на конкретный участок нефтепровода.

Смешанный тариф позволит ЗАО "НКТН "КазТрансОйл":

1. стимулировать добычу нефти на месторождениях Каламкас и Каражанбас и соответственно повышать объем транспортных услуг ЗАО "НКТН "КазТрансОйл"

2. обеспечивать равный доступ потребителей услуг ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" к нефтепроводной системе Компании.

В ы в о д :

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" считает, что в настоящих условиях необходимо развитие существующей тарифной методологии для эффективного развития транспортной системы компании и сохранения ее жизнеспособности.

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" стоит на пороге нового тысячелетия, в начале которого, предварительно в 2002 г., планируется ввод в действие Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК). Введение КТК в действие дает нефтедобывающим компаниям альтернативный путь транспортировки нефти. Это будет создавать конкуренцию существующей трубопроводной системе КТО,

поэтому в целях поддержания бизнеса Компания должна стимулировать клиентов использовать транспортную систему Компании. Для этого, КТО необходимо развивать транспортную инфраструктуру, вводить в действие новые объекты, это требует значительного капитала как собственного, так и заемного. Таким образом, качество услуг и тарифы компании на транспортировку нефти не должны стимулировать нефтедобывающие предприятия использовать альтернативные пути транспортировки: КТК, железная дорога, строительство собственных трубопроводов.

В связи с этим ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" разработало программу капитальных вложений за счет заемного финансирования, которая получит свое развитие в 2000 году. Данная программа развития Компании включает в себя наиболее необходимые ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" инвестиционные проекты для более полного и качественного удовлетворения потребностей нефтедобывающих компаний Республики Казахстан в области транспортировки нефти. Следует заметить, что данные проекты Компания планирует завершить до 2005 года.

## Приложение 2

Описание инвестиционных проектов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", реализуемых за счет заемного финансирования.

1. Группа проектов, реализуемых за счет привлеченных средств под обязательства ЗАО "НКТН "КазТрансОйл".

- Проект SCADA;
- Проект реконструкции и модернизации нефтепровода Атырау-Самара;
- Строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау;
- Проект железнодорожной эстакады на НПС "Атасу";
- Проект реконструкции нефтепровода Павлодар-Шымкент на участке Каракоин-Атасу (реверсирование нефтепровода);
- Проект "Узел слива высоковязкой нефти на НПС Атырау нефтепровода Атырау-Самара";
- Проект "Головная нефтеперекачивающая станция Кумколь";
- Проект по закупке японской спецтехники "Мицуи";
- Проект "Печи путевого подогрева типа Унифлюкс";
- Проект водовод "Астрахань-Мангышлак";
- Проект репрофилирования нефтепродуктопровода "Петропавловск-Кокшетау-Астана" под газопровод;

- Проект газификации г. Астана.

## 2. Группа проектов, реализуемые без инвестиций

Данная группа включает проекты, реализуемые без инвестиций со стороны ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", в которых компания имеет или может получить права оператора. Это:

- Проект нефтепровода Каспийского Трубопроводного Консорциума,
- Нефтепровод Большой Чаган-Атырау (Новый трубопровод).

## 3. Группа проектов долгосрочной перспективы.

К этой группе относятся проекты долгосрочной перспективы зависящие от сроков начала и объемов добычи на месторождениях шельфа. Предположительно, реализация этих проектов начнется после 2005 года. Но при определенных условиях сроки могут быть изменены. К этим проектам относятся:

- Реконструкция и расширение морского порта Актау и организация танкерных (баржевых) перевозок,
- Экспортный нефтепровод Западный Казахстан-Алашанькоу (Китай),
- Нефтепровод Казахстан Туркменистан-Иран,
- Транс Каспийский нефтепровод Западный Казахстан-Баку-Джейхан.

## Приложение 2.1

### Проект - SCADA

Основные принципы построения системы управления технологическими объектами трубопровода.

Основные принципы построения систем управления насосными станциями и трубопроводами должны обеспечить выполнение централизованного контроля и управления трубопроводом, а также минимизировать время перерывов в его работе, обеспечить высокую надежность работы трубопровода, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, обнаружение интенсивности и места утечки, а также безопасность эксплуатации. Насосные станции и пункты подогрева должны быть подключены и контролироваться вертикально структурированной системой диспетчерского контроля и сбора данных (система SCADA). Системы SCADA в ЦДП, в нормальном режиме работы, будут обеспечивать выполнение функций диспетчерского контроля и обнаружения утечек на соответствующей части трубопроводной системы.

Функции управления НПС и пунктов подогрева по месту будут выполняться посредством использования программируемых логических контроллеров (ПЛК) или дистанционных терминалов (ДТ).

Основные функции и задачи.

1. Оперативный диспетчерский контроль и управление технологическими процессами.
2. Формирование объектно-ориентированных динамических графических мнемосхем состояния технологических процессов реального масштаба времени.
3. Отображение, регистрация и печать событий и аварий объектов автоматизации.
4. Формирование трендов значений контролируемых технологических параметров в реальном масштабе времени и архивацию этих трендов.
5. Оперативный контроль утечек по нефтепроводу.
6. Оперативный учет нефти.
7. Оперативный учет электроэнергии.
8. Учетно-расчетные операции и ведение отчетов.
9. Управление и контроль за работой средств электрохимзащиты.
10. Оптимизация технологического процесса.
- 11 . Оперативно-справочные функции.

Исходя из набора функций, будут четыре различных типа SCADA-участков:

Главное диспетчерское управление - ГДУ

Центральный диспетчерский пункт филиала - ЦДП

Местный диспетчерский пункт РНУ - МДП

Местный диспетчерский пункт НПС, СПН - МДП

Информация с технологических объектов трубопроводов будет собираться и обрабатываться системами SCADA, размещенными в ГДУ, ЦДП, РНУ и локальной системой SCADA, средства которой будут размещены в операторной объекта. Такая конфигурация обеспечит одновременное выполнение функций контроля систем объекта из четырех отдельных пунктов.

В нормальном режиме работы в каждый момент времени выполнение функций управления будет разрешено только из одного пункта. В общем случае выдача команд управления будет выполняться из ЦДП.

Четвертый уровень систем SCADA будет ГДУ, расположенная в двух местах (Алматы и Астана) информация будет только выводиться на дисплей, никакие контрольные функции не допускаются.

Цель создания системы.

- разработка и внедрение высокоэффективной и надежной системы управления трубопроводным транспортом компании на базе программируемых контроллеров и персональных ЭВМ для уровня МДП, РДП, ЦДУ и линейной части

#### т р у б о п р о в о д о в

- обеспечение передачи информации в АСУ ПЭД ЕИСУ о выполнении объемов перекачки нефти с учетом теплоэнергетических затрат

- замена морально и физически устаревшего оборудования систем автоматизации, повышение уровня надежности выполнения функций, расширения функциональных возможностей, использующих средства повышения достоверности получаемой информации

- создание на высоком техническом уровне диспетчерских пунктов управления на НПС, РНУ, филиалах и в центральном офисе компании.

Описание объектов и оборудования трубопровода, контролируемых с помощью системы SCADA.

Система SCADA должна обеспечивать централизованный диспетчерский контроль и управление всей трубопроводной системой.

Система SCADA будет обеспечивать функции контроля и управления для следующих объектов трубопровода КТО:

- Насосные станции с морским и железнодорожными терминалами;
- Насосные станции с резервуарным парком и печами подогрева нефти;
  - Насосные станции с печами подогрева (без резервуаров);
  - Пункты подогрева.
- Линейные контролируемые пункты с запорной арматурой.
  - Станции катодной защиты трубопровода.
  - Насосные станции и пункты подогрева.

На НПС и Пунктах подогрева система SCADA будет осуществлять функции контроля и управления следующими параметрами:

- эксплуатационные параметры и функции управления, относящиеся ко всему объекту, но не отдельным комплектам оборудования,
  - эксплуатационные параметры и функции управления, относящиеся к подсистемам объекта (система электроснабжения, система аварийного отключения (АО), система пожарной и газовой сигнализации (ПГС) и т.п.);
  - эксплуатационные параметры и функции управления, относящиеся к модульным установкам, используемым на объекте.

Таблицы

Проект реконструкции и модернизации  
нефтепровода Атырау-Самара

Цель проекта:

Увеличение экспортных возможностей нефтедобывающих компаний Казахстана на Европейский рынок путем увеличения пропускной способности Атырау-Самара с 10,5 млн.т/год до 15 млн.т/год.

Участники проекта  
ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и АК "Транснефть".

Основание для проектирования

- Протокол рабочей встречи заместителя Премьер-министра РК Карибжанова Ж.С. и Первого заместителя Председателя Правительства РФ Густова В.А. N 327 от 06.01.99 г.

- Протокол о внесении изменений и дополнений в Протокол на 1999 год к Соглашению между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве и развитии топливно-энергетических комплексов, подписанный 25 февраля 1999 года в Москве.

- Постановление Правительства Республики Казахстан N 513 от 29.04.99 г. "Отдельные вопросы трубопроводного транспорта".

Источник финансирования:

В соответствии с межправительственным соглашением казахстанская сторона организует финансирование проекта полном объеме, включая инвестиции на российский участок. ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" согласуют с АК Транснефть схему возврата инвестиций, производимых на территории Российской Федерации.

Заемное финансирование возможно с привлечением международных финансовых институтов под гарантию перекачки нефти по нефтепроводу Атырау-Самара или прямые инвестиции производителей нефти - пользователей системы.

Экономические данные проекта:

- Стоимость проекта ориентировочно составляет \$ 33,57 млн., в т. ч. по территории Казахстана \$ 20,83 млн.
- Источник возврата инвестиций - тариф на транспортировку нефти.
- Срок окупаемости - 4-5 лет для казахстанского участка
- Сроки реконструкции - 1 год

Технические показатели нефтепровода до расширения:

- Пропускная способность - 10,5 млн.тонн/год
- Общая протяженность трубопровода - 683 км, в том числе: по Казахстану - 535 км, по Российской Федерации - 148 км.
- Диаметр трубопровода: 1020 мм на участке НПС Атырау(697 км) - 919 км; 720 мм - на участке 919-1394 км.
- Количество насосных станций - 4 (Атырау, Индер, Б.Чаган, Б.Черниговка), НПС совмещены с пунктами подогрева.
- Количество отдельно стоящих пунктов подогрева - 4 (Сахарный, Карманово, Антоново, Маштаково).

Срок окупаемости - 4-5 лет

Объем реконструкции и модернизации:

- Частичная реконструкция НПС Атырау, Индер, Большой Чаган, строительство НПС Сахарная

Полномасштабная реконструкция НПС Большая Черниговка

Состояние работ по проекту:

- 24 мая текущего года была проведена презентация проекта для нефтедобывающих компаний, работающих на месторождениях Западного Казахстана.

Ведутся переговоры с заинтересованными поставщиками нефти на предмет заключения Соглашения на долгосрочные (не менее срока возврата инвестиций) гарантированные поставки нефти.

Завершена разработка Обоснования инвестиций и получено положительное заключение межгосударственной экспертизы.

Протоколом совещания от 3 июня 1999 года представителей Транснефти и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" на основании проведенных исследований отмечено, что существующие объекты нефтепровода Атырау-Самара могут обеспечить пропускную способность нефтепровода до 12 млн.т/год при посуточно равномерной перекачке.

Продолжается поиск альтернативных путей увеличения пропускной способности нефтепровода Атырау-Самара с минимальными инвестициями. В мае т.г. завершены испытания антитурбулентных присадок, которые дали положительный результат.

Увеличение квот ТШО также может увеличить пропускную способность нефтепровода за счет улучшения реологических свойств перекачиваемой смеси.

Существующие проблемы

Отсутствие долгосрочных гарантий на транзит через Российскую систему нефтепроводов на дальнее зарубежье тормозит заключение соглашений по гарантированным объемам транспортировки нефти, что в свою очередь препятствует организации финансирования проекта. Протоколом от 15 февраля

2000 г. межправительственной комиссии предусматривается подготовить до 15 мая 2000 г. проект Соглашения о предоставлении Российской стороной гарантированных транзитных квот на дальнейшее зарубежье на долгосрочную перспективу (не менее 5 лет).

Существующее насосно-силовое оборудование на НПС Большая Черниговка не имеет запаса по пропускной способности. При получении положительного эффекта от применения антитурбулентных присадок, этот способ применим только для казахстанского участка Индер-Большой Чаган. При увеличении производительности свыше 12 млн. т/год по российскому участку необходима незамедлительная модернизация НПС Большая Черниговка. Российская сторона готова приступить к этим работам только при наличии гарантированных объемов по поставкам нефти.

### Приложение 2.3

#### Строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау

##### Цель инвестиционного проекта:

Обеспечение доступа производителям нефти Актюбинского региона к:

- существующему экспортному нефтепроводу Атырау-Самара;
- экспортному нефтепроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума.

На данный момент в Актюбинской области добыча нефти производится на двух основных месторождениях Жанажол и Кенкияк принадлежащих АО "Актюбемунай" и нескольких мелких месторождениях принадлежащих СП "КазахТуркмунай" и ЗАО "Мунай". Основная добыча приходится на АО "Актюбемунай", чья доля составляет более 90% от всей добываемой нефти в данном регионе. Все существующие и новые перспективные месторождения находятся на небольших расстояниях друг от друга.

Транспорт сырой нефти из данного региона осуществляется по системе магистральных трубопроводов Жанажол-Кенкияк-Темир-Орск. На балансе Актюбинского филиала ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" находится более 800 км нефтепроводной системы и 3 НПС. Кроме того, имеется нефтеналивная эстакада на станции "Бестамак", принадлежащая АО "Актюбемунай".

В связи с ростом нефтедобычи в Актюбинской области на существующих месторождениях и вводом в эксплуатацию новых месторождений строительство нефтепровода Кенкияк-НПСЗ-Атырау является существенной необходимостью

для увеличения экспортных возможностей нефтедобывающих компаний  
А к т ю б и н с к о й о б л а с т и .

На сегодня транспортная система имеет ряд недостатков, каковыми являются:

- ориентированность на одного потребителя в лице Орского НПЗ, не имеющего технологию глубокой переработки нефти;
- не конкурентоспособность выпускаемых на НПЗ нефтепродуктов, как по ценам, так и по качеству;
- сложность возврата в Казахстан нефтепродуктов через таможенную границу;
- плохое качество переработки нефти на Орском НПЗ ведет к низким ценам покупки сырой нефти;
- высокие тарифы при поставках нефти по железной дороге;
- Орский НПЗ может принимать только ограниченный объем нефти. 2-3 млн тонн в год, при пропускной способности существующей системы от 6 до 9 млн. тонн в год;
- отсутствие транзитных квот на экспорт через транспортную систему Российской Федерации.

В связи с вышеизложенным, а также в целях создания гибкой системы, обеспечивающей в будущем для производителей нефти выход на более привлекательные рынки рассматривается вариант строительства нефтепровода Кенкияк - НПСЗ - Атырау.

Основание для проектирования

Распоряжением Премьер-министра N 77-р от 07.06.99 г. определена необходимость рассмотрения вопроса строительства нефтепровода Кенкияк - Атырау.

Состояние работ по проекту

В настоящее время по заданию ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" инвестиций (ОИ) на строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау. Стоимость разработки ОИ - \$220 тыс., проектных работ финансируется ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", оплачен аванс в размере 50% от стоимости.

Цель проекта - определить экономическую и коммерческую целесообразность доставки нефти с месторождений Актюбинской области в Атырау для доступа к экспортным трубопроводам (нефтепровод КТК и Атырау-Самара).

По просьбе ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" для рассмотрения в ближайшее время вопросов финансирования проекта с Японскими компаниями ILF подготовил предварительное описание проекта с оценкой максимально-возможных объемов

капитальных вложений для максимально возможного грузооборота до 9 млн. т/год и при условии нового строительства в полном объеме).

Оценка стоимости оборудования и материалов, строительного-монтажных работ выполнена по мировым ценам.

При оценке капвложений дополнительно учтены:

1. Непредвиденные расходы - 10%
2. Пакет дополнительных затрат - 13 %, в том числе:
  - Инжиниринг - 8%.
  - Получение права прохода - 3%
  - Экспертиза в полном объеме - 2%
3. Покупка нефти на заполнение системы при цене нефти 22 \$/т.

По предварительному отчету ILF стоимость базового варианта проекта на 6 млн. тонн/год составляет:

По мировым ценам - 193,4 млн. долларов США.

По ценам СНГ - 172,0 млн. долларов США.

Пропускная способность нефтепровода определена исходя из прогнозных объемов добычи нефти. При разработке ОИ рассматривается два варианта:

1. Оптимистичный - весь объем добываемой в Актюбинском регионе нефти транспортируется по проектируемому нефтепроводу.

2. Реалистичный - сохраняется поставка нефти в объеме 2 млн. т/год на Орский НПЗ в соответствии с межправительственным соглашением на долгосрочную перспективу.

Для оптимизации объемов капитальных вложений ILF:

- проведет техническое обследование существующих объектов НПС Кенкиак, НПС-3 и НПС Атырау для оценки целесообразности их использования;

- рассмотрит возможность размещения головной НПС в Жанажоле, что может привести к сокращению протяженности линейной части.

По результатам окончательного отчета ОИ будет выбран оптимальный

вариант и утверждены основные технико-экономические показатели проекта для дальнейшей реализации проекта.

Одновременно отработывается схема финансирования проекта через Японскую кредитную линию. IBTC приступил к экспертной оценке ОИ, с целью

подготовки к апрелю 2000 г. заключения о возможности финансирования проекта японской стороной.

## Приложение 2.4

### Проект железнодорожной эстакады на НПС "Атасу"

Цель инвестиционного проекта

- Расширить рынки сбыта нефти для казахстанских производителей;
- Обеспечить доступ производителям нефти кумкольского месторождения к китайскому рынку.

В настоящее время ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" завершает строительство нефтеналивной железнодорожной эстакады на станции Атасу на 680 км нефтепровода "Павлодар-Шымкент". Ориентировочная мощность эстакады по наливу нефти - 3,0 млн. тонн/год.

Эстакада может быть использоваться для перевалки нефти и поставки ее по железной дороге на Павлодарский НПЗ и в Китай до строительства нефтепровода "Западный Казахстан-Китай". Здесь же можно будет осуществлять налив российской нефти, транспортируемой по нефтепроводу из Западной Сибири. Предполагается возможность организации перевалки через Атасу 1 млн. тонн нефти с кумкольского месторождения и 2 млн. тонн нефти, по замещению, западносибирская нефть.

Технико-экономические показатели:

- Проектная мощность по наливу нефти - до 3,0 млн. т/год т.ч. кумкольской нефти - 1,0 млн. т/год
- Наливная эстакада двухсторонняя, на одновременный налив 40 вагоноцистерн (по 20 цистерн с каждой стороны). В пределах первого пускового комплекса эстакада будет оборудована 18 наливными устройствами, что обеспечит налив стандартного маршрута в две подачи.
- Для реализации выделен пусковой комплекс производительностью налива до 1 млн. т/год. Объем капитальных вложений всего - \$ 7317 тыс., в том числе пускового комплекса \$ 5546 тыс.
- Срок строительства нефтеналивной эстакады - май 2000 г.

Состояние работ по проекту:

- Ведется строительство подводящего железнодорожного пути и технологического комплекса единым подрядчиком в лице "Алматыпромстрой"
- Ведутся переговоры с нефтяными компаниями на предмет заключения соглашений на гарантированные объемы для транспортировки до НПС Атасу и налива в ж.д. цистерны.
- Готовится проект реконструкции нефтепровода Павлодар-Шымкент на

участке Каракоин-Атасу для обеспечения поставки кумкольской нефти на НПС Атасу для последующего налива в ж.д. цистерны. На тендерных условиях выбран подрядчик на проектные работы - Институт транспорта нефти, г. Киев.

- Учитывая сложные реологические свойства кумкольской нефти, в настоящее время институт ИПТЭР выполняет исследования реологических свойств кумкольской нефти с применением трех новых присадок, по которым предварительные исследования дали положительный результат. Объем необходимых капвложений на реверсирование будет определен ИТН на основании результатов исследований ИПТЭР.

## Приложение 2.5

Проект реконструкции нефтепровода Павлодар-Шымкент на участке Каракоин-Атасу. (Реверсирование нефтепровода).

Изначально трубопроводная система Восточного филиала предназначалась для транспортировки нефти, с Севера на Юг, то есть для транспортировки западносибирской нефти на Павлодарский, Шымкентский и Сейдинский НПЗ. Таким образом, для транспортировки с ГНПС Кумколь до нефтеналивной эстакады Атасу нефти с кумкольского месторождения необходимо провести мероприятия по реверсированию участка Каракоин-Атасу. Также в перспективе, с проведением мероприятий по реверсированию участка Каракоин-Атасу, есть рассматривается возможность транспортировать кумкольскую нефть на П а в л о д а р с к и й Н П З .

В настоящее время по заданию ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" проведены технико-экономические расчеты на реверсирование направления Каракоин-Атасу, нефтепровода Прииртышск-Шымкент Восточного филиала, сделанные Киевским институтом, АО "Институт Транспорта Нефти". Финансирование данного проекта начато за счет средств Компании.

По расчетам данного проектного института капитальные затраты на реверсирование оцениваются в 11,34 млн. долларов США.

Цель проекта:

- для транспортировки нефти по нефтепроводу Каракоин-Атасу до нефтеналивной эстакады Атасу.
- уточнение капитальных вложений для подачи нефти по нефтепроводу

Павлодар-Шымкент в сторону Павлодара.

Генпроектировщик:

АО "Институт транспорта нефти" (ИТН) г. Киев

Основание для проектирования:

Решение Министерства энергетики, индустрии и торговли Республики Казахстан о строительстве нефтеналивной эстакады на НПС Атасу, (протокол совещания от 20 июля 1999г.), изменение направления потока нефти.

Экономические данные проекта:

- Стоимость проекта ориентировочно составляет:

- 1-го этапа - \$ 213,82 тыс.

- Стоимость исследований, проводимых ИПТЭР - \$ 55,0 тыс.

Технико-экономические показатели, полученные на стадии ОИ:

- Протяженность трубопровода, км - 626

- Диаметр нефтепровода, мм:

- на участке Кумколь-Каракоин - 720

- на участке Каракоин-Атасу - 820

- Количество насосных станций, шт - 2

- Количество пунктов раскачки, шт - 4

- Капвложения, млн. \$ - 19,36

- Расчетный тариф на перекачку

1 тонны нефти, \$ - 3,96

- Срок окупаемости, лет - 7,7

Состояние работ по проекту:

В настоящее время ИПТЭР заканчивает первый этап исследований.

## Приложение 2.6

Проект "Узел слива высоковязкой нефти на НПС Атырау нефтепровода  
А т ы р а у - С а м а р а "

На Техническом Совете N 2 ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" от 21-22 октября 1999 года было решено подготовить техническое задание на проектирование и включить в план капитального строительства 2000 года ПИР и проектирование/строительство "под ключ" комплекса сооружений для слива, приемки, хранения и дозировки в западноказахстанскую смесь отбензиненной нефти на НПС Атырау. Было принято решение о строительстве узла слива различных сортов

нефти на существующей площадке НПС Атырау.

На данный момент проведен тендер на производство проектно-сметной документации по "узлу слива высоковязкой нефти на НПС Атырау" и победителем данного тендера стала ПКФ "Казнефтетранс".

Ц е л ь      п р о е к т а :

Обеспечение технической возможности приема с железной дороги нефти с

месторождений эмбинской группы (в том числе с Атырауского НПЗ в летний период) для последующей закачки ее в нефтепровод. Реализация проекта обеспечит максимальную мобилизацию казахстанской нефти и повысит загрузку нефтепровода Атырау-Самара.

Участники проекта:

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и ПКФ "Казнефтетранс".

Генпроектировщик: ПКФ "Нефтетранс".

Основание для проектирования

Решение Технического совета (протокол N 2 от 21-22 октября) о строительстве узла слива отбензиненной нефти на НПС Атырау нефтепровода Узень-Атырау-Самара.

Источник финансирования:

Финансирование будет организовано ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" за счет инвестиции.

Технико-экономические показатели:

- Железнодорожный тупик включающий 2 колеи с ориентировочной протяженностью по 200-250 м.

- Двухсторонняя сливная эстакада на 30 вагоно-цистерн с протяженностью

180 м, оборудованная приборами нижнего слива.

- Насосная для слива нефти в резервуары и равномерной откачки из резервуаров в магистральный нефтепровод.

- Котельная с паровыми котлами в блочном исполнении

- Технологические трубопроводы с пароспутниками и теплоизоляцией.

- Коммуникации электроснабжения, связи и сигнализации, автоматики, водоснабжения, канализации, пожаротушения и т.д.

- Стоимость проектирования - \$ 68 тыс.

- Ориентировочный объем капложений - около \$ 5 млн.

Приложение 2.7

Проект "Головная нефтеперекачивающая станция Кумколь"

Цель проекта

Обеспечение стабильной работы нефтепровода Кумколь-Каракоин с учетом работы центрального пункта сбора и подготовки нефти.

Участники проекта:

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл"

Генпроектировщик:

ОАО "Институт транспорта нефти" г. Киев.

Экономические данные проекта:

Ориентировочный объем капиталовложения - 1 500 млн. тенге

Запланировано освоить в 2000г. - 1 000 млн. тенге.

Проект по закупке японской спецтехники "Мицуи"

С целью обновления парка спецтехники ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" был подписан Контракт на поставку специальной техники, между компаниями "Митцуи Ко. ЛТД" и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл".

Финансирование проекта будет осуществляться за счет "кредита поставщика" с использованием средств Эксимбанка Японии под гарантийное письмо ОАО "Казкоммерцбанк".

Общая стоимость проекта 2071 млн. тенге

Запланировано освоить в 2000 г. - 2 071 млн. тенге

Проект "Печи путевого подогрева типа Унифлюкс"

С целью замены старых печей путевого подогрева магистральных нефтепроводов был подписан "Протокол намерения" между французской компанией "Kvaerner Heurtey" и ЗАО "НКТН" "КазТрансОйл" на поставку печей путевого подогрева. На данный момент идет рассмотрение предложения Общества французской стороной касательно возможности сборки и монтажа печей путевого подогрева типа Унифлюкс на казахстанских заводах, расположенных в Уральске и в Алматы.

Общая стоимость проекта - 2 260 млн. тенге

Запланировано освоить в 2000 г. - 452 млн. тенге

## Приложение 2.8

Проект водовод "Астарахань-Мангышлак"

Ц е л ь            п р о е к т а :

Решение проблемы обеспечения пресной водой населения и промышленных предприятий Атырауского и Мангистауского регионов.

Основание для реализации проекта:

Распоряжение Премьер-Министра РК за N 10960 от 07.11.98. Протокол по получению гранта для подготовки ТЭО реконструкции водовода Астрахань-Мангышлак, Протокол о совместных действиях по получению Йенового Кредита для выполнения проекта модернизации водовода Астрахань-Мангышлак, Соглашение о конфиденциальности между ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", компаний Мицуи и Японским консалтинговым институтом.

Структура проекта

ТЭО проекта предполагается за счет привлечения финансовых средств финансовых институтов. Предварительная стоимость разработки ТЭО - 200 тысяч долларов США.

Стадия реализации проекта

В соответствии с распоряжением Премьер-Министра РК за N 10960 от 07.11.98 г. ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" прорабатывает вопрос по подготовке ТЭО проекта реконструкции водовода Астрахань-Мангышлак.

ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и японская компания "MITSUI & Co. LTD" ;подписали "Протокол по получению гранта для подготовки ТЭО реконструкции водовода Астрахань-Мангышлак" и "Протокол о совместных действиях по получению Йенового кредита для выполнения проекта реконструкции и модернизации водовода Астрахань-Мангышлак".

Финансирование работ по подготовке ТЭО планируется за счет выделенного Йенового гранта. ТЭО будет подготовлено компанией "MITSUI & ;Co. LTD" и Японским Консультационным Институтом (JCI) при Министерстве Международной Торговли и Промышленности Японии, которая создала в Японии "Программу по разработке ТЭО по организации индустриальной экономики".

В качестве первого этапа разработки ТЭО (сбор информации) состоялась рабочая поездка специалистов JCI в гг. Алматы и Актау, были проведены маркетинговые исследования и передана информация по водоводу и планы ЗАО "НКТН "КазТрансОйл", так же была передана полная информация затребованная JCI. Также было подписано Соглашение о конфиденциальности необходимое для проведения работ.

На основании проведенных исследований JCI прислало письмо о приостановке дальнейшей работы по проекту, в связи с тем, что в настоящее время разрабатывается три альтернативных проекта поставки воды (Казахойл, КазТрансОйл и МАЭК).

В письме JCI говорится о необходимости разработки выработки единого

плана водоснабжения с участием всех заинтересованных организаций региона, и отмечается готовность JCI вернуться к рассмотрению проекта как к части общего п л а н а .

Для решения проблемы водоснабжения ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" направила письмо в Министерство энергетики, индустрии и торговли с предложением создать межведомственную рабочую группу по разработке общего плана водоснабжения Мангистауской и Атырауской областей.

По результатам совещания в Министерстве энергетики, индустрии и торговли создана межведомственная рабочая группа, куда вошли представители ЗАО " Н К Т Н " К а з Т р а н с О й л "

Основные технико-экономические параметры проекта

Общая протяженность водовода "Астрахань-Мангышлак", построенный в 1986-1987 годах, составляет 1041 км. Высокая значимость данного водовода обусловлена фактором обеспечения пресной водой ряда крупных населенных пунктов и нефтяных месторождений Западного региона Республики Казахстан.

В настоящее время ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" рассматривает проект по доведению мощности водовода "Астрахань-Мангышлак" до проектной и достройки участка Жетыбай-Актау. После реконструкции водовода мощность " Астрахань-Мангышлак" будет достаточной для обеспечения водой всех крупных промышленных потребителей воды (ОАО "Мангистаумунайгаз" СП ТОО "Тенгизшевройл", АО "Каражанбасмунай") и жителей г. Жанаозень и ряда прилегающих населенных пунктов. Доведения мощности водовода " Астрахань-Мангышлак" до проектной является экономичным целесообразным и оправданным, т.к. решает проблему по водообеспечению Мангистауской области в целом. Доведение мощности водовода до 260 тыс. куб. метров в сутки (91 млн. куб. метров/год) может практически перекрыть полностью потребности в пресной воде Мангистауской области. Реконструкция водовода "Астрахань-Мангышлак" и строительство участка Жетыбай-Актау и доведения до проектной мощности, по предварительным данным оценивается в 150-190 млн. долларов С Ш А .

## Приложение 2.9

Проект перепрофилирования нефтепродуктопровода "Петропавловск-Кокшетау-Астана" под газопровод

## Ц е л ь      п р о е к т а :

Газоснабжение г.Астаны с максимальным использованием существующих коммуникаций и поиск путей эффективного использования существующих активов ЗАО "НКТН "КазТрансОйл". Замена природным газам других видов т о п л и в а .

## О с н о в а н и е      д л я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а

Договор между Российской Федерацией и Республикой Казахстан об экономическом сотрудничестве на 1998-2007 года от 12 октября 1998 год. Протокол о сотрудничестве в газовых комплексах Российской Федерации и Республики Казахстан, Протокол первого заседания совместной рабочей группы по реализации Протокола о сотрудничестве в газовых комплексах Российской Федерации и Республики Казахстан от 16.07.1999 г.

## У ч а с т и е      З А О      " Н К Т Н      " К а з Т р а н с О й л "      в      п р о е к т е

Проект реализуется ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" и компанией ЗАО "ТрансПетролеум", являющейся аффилированной компанией ЗАО "НКТН " К а з Т р а н с О й л " .

## С т р у к т у р а      п р о е к т а

Проект реализуется с участием российских и казахстанских компаний. Проектно-сметная документация будет разрабатываться проектными организациями ОАО "Газпром" при условии финансирования казахстанской с т о р о н о й .

## С т а д и я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а

В соответствии с подписанным Соглашением между Министерством энергетики, индустрии и торговли Республики Казахстан и Агентством по торговле и развитию (ТДА). США о выделении гранта на разработку ТЭО по сооружению газопровода из России до г. Астана проводятся работы по реализации проекта газоснабжения г. Астана. Контракт на разработку ТЭО подписан 8 апреля 1999 г. между компанией BSI Industries, Inc. США и ЗАО " Н К Т Н " К а з Т р а н с О й л " .

Осуществление комплекса работ по подготовке и сбору информации, необходимой для разработки ТЭО поручено ЗАО "ТрансПетролеум". Договор подряда между BSI Industries, Inc и ЗАО "ТрансПетролеум" подписан 8 мая 1999 г о д а .

В настоящее время специалистами ЗАО "ТрансПетролеум" собрано и подготовлено, в соответствии с приложением к Контракту, более 80 процентов информационных материалов, проведены необходимые согласования с Комитетом национальной безопасности и Министерством обороны Республики Казахстан, подготовлен Протокол намерений с "Уралнефтепродукт" (г.Уфа) о возможности передачи в аренду части НПП Травники-Петропавловск и

технические данные продуктопровода, изготовлены ситуационные планы НПП на участке Травники-Петропавловск и в районе его пересечения с магистральным газопроводом Бухара-Урал, подготовлена проектная документация на продуктопроводы, принадлежащие перепрофилированию под газопровод (Петропавловск-Кокчетав-Астана), а также исполнительная документация на переходы через железные и автомобильные дороги, водные преграды. Ведутся переговоры с предприятиями "Уралтрансгаз", ОАО "Газпром" о возможных технических условиях для узла подключения будущего провода Бухара-Урал и возможности отбора газа в количестве 700-900 млн.м<sup>3</sup> в год.

Согласно подписанному Контракту ТЭО должно быть закончено к апрелю 2000 г. На данный момент от BSI Industries, Inc получен предварительный отчет  
п о Т Э О .

Кроме этого, проводятся работы с российскими предприятиями "Газпромразвитие" и "Транснефтепродукт" по вопросу перепрофилирования нефтепродуктопроводов в газопровод.

Основными технико-экономическими параметрами проекта  
Разработано несколько вариантов проекта:

Вариант Ишим-Петропавловск-Астана предполагает сооружение на участке Ишим-Петропавловск нового диаметром 530 мм протяженностью 156 км. И головной компрессорной станции в районе Ишима. На участке Петропавловск-Астана предусматривается перепрофилирование нефтепродуктопровода диаметром 325 x 8 мм, протяженностью 493 км и сооружение 4 компрессорных станций на участке Петропавловск-Астана. При этом по завершении проекта объем подачи газа в Астану составит 550 млн. куб. м. газа в год. Стоимость проекта составит 115 млн. долларов США.

Вариант Травники-Петропавловск-Астана предполагает три этапа строительства. Первый этап включает перепрофилирование нефтепродуктопровода диаметром 377 x 9 мм протяженностью 493 км на участке Петропавловск-Астана в газопровод. При этом предусматривается строительство компрессорной станции в пос. Травники на российской территории. Объем подаваемого в Астану газа на этом этапе составит 210 млн. куб. м. в год. Стоимость проекта - 43 млн. долларов США. Последующие этапы предусматривают строительство еще пяти компрессорных станций, что в конечном итоге обеспечит Астану газом в объеме 550 млн. куб. м. в год. Общий объем затрат по этому варианту - 86,7 млн. долларов США.

По проекту планируется поставлять газ в г. Петропавловск, но в связи с тем, что в г. Петропавловске нет газораспределительных сетей газ будет поставляться на первом этапе только в г. Астана. Стоимость газа в двух вариантах одинаковая и составляет 60 долларов США/1000 м<sup>3</sup>.

Сроки строительства по варианту "А" - 30 месяцев, а по варианту "Б" - 42  
м е с я ц а .

На ближайшее время намечено:

- Встреча со специалистами института ГипроГазЦентр для ознакомления с их предварительными исследованиями, проведенными по заданию Газпромразвитие , по российской территории.

- Подготовка совещания в Астане при МЭИТ с участием всех заинтересованных сторон для определения дальнейших планов развития проекта.

## Приложение 2.10

Нефтепровод Большой Чаган-Атырау (Новый трубопровод).

Постановлением Правительства Республики Казахстан за N 513 от 29 апреля 1999 года "Отдельные вопросы по развитию трубопроводного транспорта ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" было поручено принять участие в обсуждении вопросов по доступу карачаганакского продукта к системе КТК проводимом Полномочным Органом РК - НКК Казахойл" в соответствии с условиями раздела

7.2. СОСРП по Карачаганакскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Доступ к КТК для продукта с Карачаганака в соответствии с ОСРП предполагалось осуществить по одному из следующих вариантов:

1. путем обмена жидких углеводородов, поступающих в Большой Чаган для транспортировки в Самару на жидкие углеводороды, предоставляемые в Атырау

2. путем прямого доступа к КТК по новому трубопроводу между Большим Ч а г а н о м и А т ы р а у

3. путем изменения направления потока по существующей линии от Большого Чагана до Атырау.

В июне 1999 года было решено, что доступ Карачаганакского продукта к трубопроводу КТК будет обеспечен путем строительства Нового трубопровода от Большого Чагана до Атырау, для чего 18 июня 1999 года сторонами ОСРП и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" был подписан соответствующий Меморандум по вопросам строительства Нового трубопровода от Большого Чагана до Атырау, который излагает условия по внесению изменений и дополнений в ОСРП по К а р а ч а г а н а к у .

Одновременно был подписан Меморандум по отгрузке в Самару, в

соответствии с которым Подрядчик намеревался приступить к совещаниям с КТО, Казахойлом и соответствующими ведомствами РК по вопросам отгрузки жидких углеводородов с Карачаганакского месторождения в Самару с условием, что такая отгрузка не приведет к ухудшению технического эксплуатационного, финансового или коммерческого положения Подрядчика или ущемлению его прав или обязательств по ОСРП.

- На основании Меморандума по вопросам строительства Нового трубопровода компанией Шерман и Стерлинг был подготовлен проект Договора об изменениях N 1 к ОСРП подрядного участка Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения, который был представлен на рассмотрение заинтересованным министерствам и ведомствам и ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в октябре 1999 года. ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" подготовил и передал в Министерство энергетики, индустрии и торговли свои замечания по проекту, среди которых основными являются замечания касательно положений по пункту доставки, определения Права прохода и предоставления Подрядчику компанией ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" прав прохода.

Мощность Соединительного и Нового трубопровода на первом этапе будет составлять 7 млн. тонн в год, с последующим ее расширением до 11 млн. тонн в год. Суммарные обязательства карачаганакского подрядчика перед КТК составляют 6 млн. тонн в год. У ЛУКойла также имеется квота в КТК, которая частично может быть предоставлена для транспортировки карачаганакского продукта. Согласно предварительному графику работ по проекту, строительство трубопроводов предположительно начнется в апреле 2000 года, сдача в эксплуатацию намечена к моменту ввода в эксплуатацию трубопровода КТК.

Трасса Нового трубопровода будет пролегать вблизи трассы существующего нефтепровода Атырау-Самара, Карачаганакская интегрированная организация (КИО) обратилась к ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" с просьбой об оказании содействия в реализации проекта. Летом и осенью текущего года была проведена серия переговоров в результате которых было согласовано, что ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" будет оказывать содействие КИО в следующих областях:

1. концептуальное и детальное инженерное проектирование Нового трубопровода с максимальным использованием существующего трубопроводного коридора и инженерных сетей,

2. содействие в подготовке, представлении и получении необходимых разрешений на отведение земельных участков, подключение к инженерным коммуникациям и строительство трубопровода, а также проверка соответствия технических решений и проектной документации правилам и нормам, действующим в РК,

3. технический надзор за ходом строительства Нового трубопровода,

4. эксплуатация и техническое обслуживание Соединительного трубопровода Аксай-Большой Чаган и Нового трубопровода после их ввода в эксплуатацию.

К настоящему времени подписаны КТО и КПО:

1. Рамочное соглашение относительно строительства Нового трубопровода.

2. Договор об услугах по проектированию (в качестве приложения А к Р а м о ч н о м у с о г л а ш е н и ю )

3. Соглашение о конфиденциальности (в качестве Приложения Б к Р а м о ч н о м у с о г л а ш е н и ю ) .

Рамочное соглашение определяет основные сферы и принципы сотрудничества между КТО и Карачаганак Петролеум Оперейтинг на этапах проектирования, строительства и эксплуатации Соединительного и Нового т р у б о п р о в о д о в .

Договор об услугах по проектированию определяет объем работ, порядок выполнения и оплаты услуг предоставляемых компанией ЗАО "НКТН " КазТрансОйл" на этапе проектирования. Услуги будут оказываться по двум основным направлениям - инженерное проектирование и содействие в получении необходимых разрешений и технических требований.

К л ю ч е в ы е в о п р о с ы

1. Вопрос назначения КТО оператором Соединительного и Нового трубопроводов. В соответствии с Рамочным соглашением, ЗАО "НКТН " КазТрансОйл" будет назначен оператором Нового и Соединительного трубопроводов при условии подписания сторонами Соглашения об операторстве до 30 июня 2000 года (такая дата может быть перенесена на более поздний срок при наличии объективных обстоятельств, не зависящих от сторон). Необходимо уточнить, когда КИО будет готова начать переговоры по Соглашению об операторстве, а также получить гарантии того, что КИО заинтересована в назначении КТО оператором и готова добросовестно провести эксклюзивные переговоры по условиям операторства.

2. Необходимо обсудить пути совместной реализации проектов по модернизации инфраструктуры, используемой совместно Новым трубопроводом и трубопроводом Атырау-Самара. Для этого необходимо предусмотреть право КТО в качестве Оператора инициировать и реализовывать планы модернизации Н о в о г о т р у б о п р о в о д а .

3. Ранее, Меморандум по отгрузке в Самару от 18 июня 1999 года предполагалось провести совещания Карачаганакским Подрядчиком с ЗАО " НКТН "КазТрансОйл" и Казахойлом для достижения взаимоприемлемого соглашения по отгрузке карачаганакского продукта на Самару. В целях определения обоснованных объемов поэтапной реконструкции нефтепровода Атырау-Самара важно знать возможные объемы транспортировки

карачаганакского продукта на участке Большой Чаган-Самара и заинтересованность Карачаганакского подрядчика в финансировании проекта расширения нефтепровода на данном участке.

В настоящее время выполнена следующая работа:

- Приказом президента компании создана рабочая группа  
- Проведено совещание в Уральске с привлечением ведущих специалистов Западного филиала и КИО. Цель совещания - разъяснить задачу ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" привлекаемым в ходе реализации проекта специалистам, ознакомление их со всеми основополагающими документами. Участники совещания посетили НПС Большой Чаган. НПС Атырау, определили реальные объемы по использованию существующей инфраструктуры для нужд нового нефтепровода Большой Чаган-Атырау. В ближайшее время КИО сделает соответствующий официальный запрос на получение технических условий на подключения к сетям электроснабжения, газоснабжения, водоснабжения, канализации и др., ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" предоставит в установленном порядке технические условия.

## Приложение 2.11

### Проект Каспийский трубопроводный консорциум

#### Ц е л ь п р о е к т а

Обеспечение транспортировки нефти с Тенгизского и Карачаганакского месторождений на международные рынки.

#### О с н о в а н и е д л я р е а л и з а ц и и п р о е к т а

Договор о создании Закрытого акционерного общества Каспийский трубопроводный консорциум - Р и Закрытого акционерного общества Каспийский трубопроводный консорциум - К, Договор о реорганизации Каспийского трубопроводного консорциума, Постановление Правительства РК от 27 мая 1999 г. N 662 Р990662\_.

#### У ч а с т и е З А О " Н К Т Н " К а з Т р а н с О и л " в п р о е к т е

На основании постановления компания "КазТрансОйл" определена уполномоченным представителем Правительства в КТК-Р и КТК-К.

#### С т р у к т у р а п р о е к т а

Россия - 24%, Казахстан - 19%, Оман - 7%, Chevron Caspian Pipeline Consortium Co - 15%, Mobil Caspian Pipeline Co - 7,5%, Oryx Caspian Pipeline L.L.C. - 1,75%, российско-американское СП LUKArco B.V. - 12,5%,

российско-британское СП Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd. - 7,5%, Agip International (N.A.) N.V.- 2%, BG Overseas Holdings Ltd.- 2% и Kazakhstan Pipeline Ventures L.L.C. - 1,75%.

#### Стадия реализации проекта

После передачи Правительством РК трубопроводных активов КТК-К (по состоянию на 28 февраля 1998 года) КТО и КТК-К заключили "Соглашение об эксплуатации и техническом обслуживании", согласно которому КТО второй год производит эксплуатацию и техническое обслуживание активов КТК-К включая Г Н П С Т е н г и з .

Кроме текущих работ по эксплуатации активов, разработана и 7 июля 1999 года утверждена "Программа оргтехмероприятий по повышению надежности нефтепровода "Тенгиз-Грозный" 0-452 км на 1999 год", которая предусматривает комплекс работ (33 мероприятия), призванных обеспечить надежность функционирования нефтепровода КТК. Финансирование работ в основном производится КТК-К, подрядчиком выступает, как КТО, так и другие организации, выбранные на тендерной основе.

В настоящее время проводятся мероприятия по передаче в Уставной фонд КТО доли Республики Казахстан в КТК в соответствии с постановлением Правительства РК от 27 мая 1999 г. N 662 P990662\_. Между КТО и КТК-К заключено Соглашение об эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводных активов КТК-К. В соответствии с установленным законодательством порядком между сторонами (Казахойл и КазТрансОйл) 1 ноября 1999 г. подписан договор N PP 530/99//1 о передаче компании ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" прав владения и пользования доли Казахойл в ЗАО "КТК-К" и ЗАО "КТК-Р", 6 декабря 1999 г. от Казахойл получена доверенность на право представления интересов РК в КТК.

#### Основные технико-экономические параметры проекта

Первоначальная мощность проекта - 28 млн.тонн с последующим расширением до 67 млн.тонн в год. Предполагаемая стоимость проекта первоначального строительства с мощностью 28 млн.тонн в год около 2,2 миллиардов долларов США, при 67 млн. тонн в год - 4,5 миллиардов долларов США. Ввод в эксплуатацию - 30 июня 2001 г.

Расширение и реконструкция порта Актау и организация танкерных (баржевых) перевозок.

Это направление может быть как самостоятельным проектом, так и частью Транс Каспийской Транспортной Системы, экспорта через Иран, экспорта по направлению Махачкала-Новороссийск. Проект предполагает использование существующих и создание дополнительных транспортных мощностей в

Казахстане и транзитных странах. Использование этого маршрута может обеспечить транспортировку 6-12 млн. тонн нефти в год. Ресурсы не определены.

Рынки:

- Черного и Средиземного морей, характеризуются стабильным спросом, большая конкуренция поставщиков. Уровень цен будет определяться от качества смеси нефтей и будет ниже маркерного сорта Brent.

- Персидского залива, характеризуется избыточным предложением, большой конкуренцией поставщиков. Уровень цен ниже маркерного сорта Brent (Brent - 1,0).

Необходимые капитальные вложения:

- Сценарий 1 (6 млн. тонн в год).
- Реконструкция ж/д станции Актау (4 млн. т/год) - 10 млн. \$.
- Реконструкция порта Актау - 15 млн. \$.
- Фрахт 8 танкеров грузоподъемностью 7500 тонн.
- Кап. затрат - 25 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.
- Сценарий 2 (8 млн. тонн в год).
- Реконструкция ж/д станции Актау (4 млн. т/год) - 10 млн. \$.
- Строительство насосной станции в Бузачи - 20 млн. \$.
- Реконструкция порта Актау - 29 млн. \$.
- Фрахт 5 танкеров по 7500 тонн и 2 барж по 20000 тонн.
- Итого кап. затрат - 59 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.
- Сценарий 3 (12 млн. тонн в год).
- Реконструкция ж/д станции Актау (4 млн. т/год) - 10 млн. \$.
- Строительство насосной станции в Бузачи - 20 млн. \$.
- Восстановление и реверсирование нефтепровода Актау-Узень на 4 млн. тонн в год - 22 млн. \$.
- Реконструкция и расширение порта Актау - 44 млн. \$.
- Фрахт 4 танкеров по 7500 тонн и 4 баржи по 20000 тонн.
- Итого кап. затрат - 96 млн. \$ плюс ежегодные затраты на аренду танкеров.

Источники и условия финансирования не определены.

Транспортные расходы по маршруту составят:

- Актау-Баку-Батуми 5,98 \$/bbl.
- Актау-Махачкала-Новороссийск - 5,1 \$/bbl.
- Актау-Нека-о-в Харг - 4,35 \$/bbl.

Риски:

Политические: тарифная политика транзитных стран, регулирование судоходства.

Экономические: необходимы инвестиции в других странах, приобретение танкеров и/или барж.

Экологические: загрязнение Каспийского моря.

Заключение:

## Приложение 2.13

### Нефтепровод Казахстан-Турменистан-Иран.

Данный маршрут является одним из коротких путей выхода для производителей нефти, работающих в Республике Казахстан на нефтедобывающие заводы в северном и центральном Иране и рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

#### Ц е л ь      п р о е к т а .

Получить наиболее экономически выгодный доступ на рынки сбыта Азиатско-Тихоокеанского Региона через Персидский залив для производителей нефти, работающих в Республике Казахстана.

#### О с н о в а н и е      д л я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а .

Постановление Правительства РК N 513 от 29 апреля 1999 г. P990513\_

Участие ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в проекте.

На основании Постановления Правительства РК N 513, ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" проводит переговоры по проекту с ТотальФина, Аджип и Бритиш Г а з .

#### С т р у к т у р а      п р о е к т а .

Предполагается, что в целях реализации работ по пред-ТЭО и ТЭО будет создан консорциум, в состав которого войдут как Страны-участницы, по чьей территории будет пролегать трубопровод, так и нефтяные компании, участвующие в проекте. В случае, если правительство РК решит вопрос о строительстве нефтепровода положительно, то консорциум будет иметь приоритетное право на реализацию проекта. Также предполагается, что пропускная способность нефтепровода будет распределена в основном между нефтяными компаниями в соответствии с их долями участия.

#### С т а д и я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а .

В настоящий момент компания ТотальФина выполнила некоторые работы по пред-ТЭО. Ведутся переговоры по структуре реализации проекта.

Предполагается, что проект будет реализовываться поэтапно:

- Этап 1. Осуществление предварительного ТЭО - первая половина 2000 года
- Этап 2. Разработка ТЭО.
- Этап 3. Рабочий проект, финансовые аспекты, права прохода
- Этап 4. Строительство нефтепровода.

По нефтепроводу будет транспортироваться в основном каспийская нефть и поэтому реализация проекта увязывается с результатами разведочного бурения и началом промышленной добычи нефти на каспийском шельфе. Необходимо отметить, что сроки реализации проекта зависят от результатов бурения на шельфе Каспийского моря

Финансирование.

Предполагается, что финансирование разработки пред-ТЭО и ТЭО проекта, а также дальнейшей реализации проекта будет осуществляться нефтяными компаниями.

Основные технико-экономические параметры проекта.

По предварительным данным, представленным компанией ТотальФина, пропускная способность на Казахстанском участке предполагается 25 млн. тонн в год, капиталовложения от 450 до 600 млн. долл. США. Данных по Туркменскому и Иранскому участкам не имеется.

Проект нефтепровода Казахстан-Туркменистан-Иран (Персидский залив) может быть реализован поэтапно:

- Начальный этап предусматривает поставку от 2 до 6 млн. тонн нефти в год танкерами по Каспийскому морю из Актау в порты Ирана для дальнейшего замещения Ираном на терминалах Персидского залива в соответствии с межправительственным Соглашением между Ираном и Казахстаном.

- В дальнейшем возможно строительство трубопровода через Туркменистан до Тегерана для поставки казахстанской нефти на НПЗ Северного Ирана.

- В будущем за счет изменения направления потока в существующей системе иранских нефтепроводов, которые в настоящее время транспортируют нефть с юга на север, можно обеспечить поставку дополнительных объемов каспийской нефти на рынки Персидского залива.

Ресурсы - не подтверждены, возможные объемы ОКЮС.

Рынки: рынок Персидского Залива, характеризующийся избыточным предложением, большая конкуренция поставщиков. Уровень ниже маркерного сорта Brent и составляет Brent - 1,0.

Риски:

Политические: санкции США.

Экономические: отсутствует полномасштабное ТЭО, не представлена структура затрат, конкуренция иранской нефти, зависимость от ценовой политики И р а н а .

Экологические: не определены; горный рельеф, трассы.

## Приложение 2.14

Проект строительства нефтепровода Западный Казахстан-Китай

### Ц е л ь      п р о е к т а .

Строительство нефтепровода из Западного Казахстана в Западный Китай позволит увеличить экспортный потенциал Республики Казахстан. Данный маршрут при определенных условиях также позволит обеспечить энергетическую независимость на внутреннем рынке Казахстана: нефтепровод свяжет западные нефтедобывающие регионы республики с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами г.Павлодара и г.Шымкента.

### О с н о в а н и е      д л я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а .

Генеральное Соглашение между Министерством энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (КННК), подписано 24 сентября 1997 года.

### У ч а с т и е      Н К Т Н      К а з Т р а н с О и л      в      п р о е к т е .

В соответствии с распоряжением Правительства Республики Казахстан (N 73-р-с от 22.04.98 г.), НКТН КазТрансОйл подготовил и заключил 13 июня 1998 г. с Китайской Национальной Корпорацией по Разведке и Разработке Нефти и Газа (КНКРН) "Соглашение о совместной разработке ТЭО строительства нефтепровода Западный Казахстан-Китай".

Разработка ТЭО проводится совместно специалистами института "Каспиймунайгаз" (г.Атырау). Центрального института планирования и проектирования нефти (КННК, г.Пекин) и ЗАО НКТН "КазТрансОйл".

### С т а д и я      р е а л и з а ц и и      п р о е к т а .

В конце сентября 1999 г. отчет по ТЭО был передан на рассмотрение Координационного комитета.

В период с 21 по 22 ноября 1999 года в Алматы на третьем заседании

Координационного комитета были обсуждены результаты ТЭО.

После внесения необходимых изменений и дополнений, в январе 2000 г.

ТЭО передано на рассмотрение Правительствам Китайской Народной Республики и Республики Казахстан, для принятия окончательного решения по реализации данного проекта.

Финансирование.

В соответствии с Генеральным Соглашением, финансирование проекта строительства нефтепровода, в том числе разработка ТЭО проводиться за счет средств КНКРН.

Основные технико-экономические параметры проекта.

- Первоначальная пропускная способность нефтепровода - 20 млн. тонн в год.
- Маршрут - Атырау-Жаназол-Аральск-Кумколь-Борсенгир-Алашанькоу (северный вариант трассы).
- Общие капвложения - 2157,8 млн.долл.США
- Протяженность нефтепровода по территории РК - 2797 км. по КНР - 480 км.
- Предполагаемый состав смеси - нефть месторождений Жаназол, Узень, Кумколь, Каспийского шельфа.
- Тариф по территории РК - 3,3 долл.США за баррель(при льготном налогообложении), 3,98 долл.США за баррель (при отсутствии налогообложения).
- Внутренняя рентабельность (до начисления налогов) - 12 %
- Срок окупаемости капвложений - 9,8 лет
- Прибыльность капвложений - 8,5 %.

Этапы и график реализации проекта.

Реализация нефтепровода Западный Казахстан-Китай будет осуществлена по схеме одновременного проектирования и поэтапного строительства, начало строительства намечено на 2001 г. Срок строительства - 4 года.

График реализации:

- июнь 2001 - июнь 2004 гг.- строительство участка Жаназол-Алашанькоу
- июнь 2003 - июнь 2005 гг.- строительство участка Атырау-Жаназол и ввод в эксплуатацию всей линии. Суммарные капвложения по годам:
- 2001 г. - 364,8 тыс долл.США
- 2002 г. - 729,6 тыс долл.США
- 2003 г. - 863,2 тыс долл.США
- 2004 г. - 200,4 тыс долл.США

Ресурсы:

Источником сырья будут предполагаемые ресурсы нефти КННК в РК (месторождение Узень и Актюбинские месторождения) и дополнительные ресурсы с новых месторождений Казахстана. Необходимые ресурсы не подтверждены и не гарантированы.

Р ы н к и :

На прилегающих к территории Республики Казахстан регионах Китая спрос на нефть будет удовлетворяться за счет местных ресурсов. Потребителями казахстанской нефти могут быть НПЗ, размещенные в центрально-южном и юго-западном Китае, это обусловлено чрезмерной протяженностью маршрута по территории Китая.

Уровень цен экспортируемой казахстанской нефти (в Алашанькоу) будет ниже маркерного сорта Brent и составит Brent - 1,02.

Риски:

Политические: отсутствие альтернативного рынка для Казахстана, политика проведения экономических реформ в Китае.

Экономические: высокие инвестиционные потребности, высокие транспортные расходы, государственное регулирование внутренних цен на нефть в Китае.

Экологические: экологический риск в пределах ожидаемого уровня обычный.

Заключение:

Реализация проекта и его финансирование зависят от наличия подтвержденных необходимых ресурсов нефти, а также от политического решения руководства двух стран.

## Приложение 2.15

Проект строительства Транскаспийских нефте- и газопроводов и сопряженных с ними транспортных систем (ТКТС)

Цель проекта.

Расширение внутренних и экспортных систем транспортировки нефти и газа из Каспийского региона для осуществления экспорта нефти и природного газа, освоенных и добытых в Республике Казахстан, на международные рынки.

Основание для реализации проекта.

- Подписанный в марте 1998 года между Правительством Республики Казахстан и компаниями Амоко, Мобил, Шелл и Шеврон "Протокол о разработке Плана действий и Стратегического плана Республики Казахстан по транспортировке нефти и газа"

- Переданный в июле 1998 года Правительству РК вышеназванными компаниями "Стратегический план РК по транспортировке нефти и газа".

- Подписанное 9 декабря 1998 года между Правительством РК и компаниями Мобил, Шелл, Шеврон и НКК Казахойл "Исключительное задание на разработку ТЭО Транскаспийских нефте- и газопроводов и сопряженных с ними транспортных систем" (Казахстанский мандат)

Участие НКТН КазТрансОйл в проекте.

В соответствии с постановлением Правительства РК N 513 от 29.04.99г. НКТН "КазТрансОйл" поручено осуществить разработку ТЭО в соответствии с условиями Исключительного задания.

Стадия реализации проекта.

Подготовка ТЭО проводится в два этапа, этап разработки бизнес-плана и планирования объектов и этап эскизного технического проектирования в общей сложности в течение 21 месяца. В ноябре 1999го года членам Координационного Комитета по проекту было представлено на рассмотрение подготовленное ТЭО. Замечания по ТЭО были переданы компаниям.

3 марта 2000 г. ТЭО рассмотрено на заседании Координационного комитета и передано на рассмотрение Правительства Республики Казахстан.

В данный момент разработчики ТЭО считают переход к этапу эскизного технического проектирования преждевременным. Реализация данного проекта зависит от результатов разведочного бурения на шельфе Каспийского моря, осуществляемого компанией ОКЮС.

Ф и н а н с и р о в а н и е .

В соответствии с подписанным Исключительным заданием, финансирование разработки ТЭО и строительства Транскаспийских нефте- и газопроводов и сопряженных с ними транспортных систем будет проводиться компаниями Мобил, Шелл и Шеврон, (ориентировочно - в объеме \$ 20 млн.)

По результатам ТЭО капитальные затраты по строительству Транскаспийского нефтегазопровода оцениваются от 3,9 миллиардов долларов США до 5 миллиардов долларов США в зависимости от налоговых режимов стран-участниц и предоставляемых ими льгот и освобождений от налогов.

Основные технико-экономические параметры проекта.

Некоторые показатели нефтепровода Западный Казахстан-Джейхан:

Длина: в Казахстане - 659, Азербайджане - 491, Грузии - 218, Турции - 957 км.

#### Таблица

Экономическое исследование показало, что проект может конкурировать с другими экспортными путями, такими как КТК, при условии, что следующие условия будут выполнены:

- Максимальная ставка процента 12%.
- Страны, через которые пройдет трубопровод, предоставят значительные налоговые уступки проекту:
  - освобождение от НДС.
  - снижение базы общих налогов, а именно:
    - отмена налога на импорт и пошлины за транспортную обработку грузов,
    - отмена НДС на товары, услуги и производственные затраты,
    - отмена налога на собственность и дорожного налога,
    - отмена налога на дивиденды и репатриацию прибыли,
    - временное освобождение от подоходного налога (до 2015 или 2020 года).
- Транзитные страны будут связаны зонтичным соглашением, которое обеспечит правовую базу для проекта:

- это соглашение могло бы, в определенных пределах, вывести проект из-под внутреннего законодательства стран прохождения трубопровода,

- так же необходимо создание новой юридической базы непосредственно для проекта,

- юридическая база должна обеспечивать унитарность операций, когда все участники имеют общие коммерческие интересы.

- Все инвесторы обеспечат соразмерные вклады без каких-либо дополнительных процентов. Доли участников во владении системой распределяются пропорционально капиталовложениям.

#### Р е с у р с ы :

нефть Казахстана, Туркменистана и Азербайджана. Загрузка казахстанского участка пока не обеспечена ресурсами и не гарантирована.

#### Р ы н к и :

Черного и Средиземного морей, характеризующиеся стабильным спросом, большая конкуренция поставщиков.

Уровень цен ниже маркерного сорта Brent и составит Brent - 1,0.

## О конкурентоспособности проекта.

Конкурентоспособности проекта ТКТС по отношению к другим проектам строительства экспортных нефтепроводов вызывает значительные сомнения.

- Общая стоимость проекта оценивается в 4,912 млрд. долларов США. В данную сумму не включены расходы, связанные с разработкой инжиниринга и концепции (21,5 млн. \$), затраты по менеджменту проекта (216,3 млн.\$), расходы связанные с приобретением прав прохода (стоимость не определена). Эти и другие дополнительные расходы значительно увеличивают стоимость проекта.

- Рассчитанный тариф на прокачку нефти по всему маршруту до Джейхан составляет от 4,17 до 5,15 \$/бар. (в долларах 1999 г.). При предоставлении проекту налоговых льгот, тарифы могут быть снижены до 3,36-4,26 \$/бар.

- Конкурентоспособность проекта поставлена в зависимость от предоставления налоговых льгот государствами, территорию которых пересекает трубопровод. Эти налоговые льготы являются значительными, что может снизить привлекательность строительства трубопровода для соответствующих транзитных стран.

- Конкурентоспособность проекта зависит от ставки процента по заемному или долевого финансированию. Одним из основных условий обеспечения конкурентоспособности проекта является предоставления всей суммы финансирования по ставке процента не более 12%.

## О структуре проекта.

Транзитные страны должны быть связаны "зонтичным соглашением", которое обеспечит правовую базу для проекта. Это соглашение должно, в определенных пределах, вывести проект из-под внутреннего законодательства стран прохождения трубопровода.

Так же необходимо создание новой юридической базы непосредственно для проекта. Юридическая база должна обеспечивать унитарность операций, когда все участники имеют общие коммерческие интересы.

Оптимальной корпоративной структурой проекта является "единая компания", которая будет находиться в совместном владении спонсоров и Государственных акционеров в соответствии с их долями участия в проекте.

Данные предложения являются реализуемыми, но требуют значительного времени и затрат усилий (по примеру КТК). Более того, предлагаемое зонтичное соглашение и изменение законодательств будут сильно зависеть от возможности доказать выгодность для государств предоставления налоговых льгот.

## Р и с к и :

Политические: К основным политическим рискам относится проблема статуса Каспийского моря. Считается, что проект ТКТС может быть реализован только после положительного решения вопроса о статусе Каспийского моря.

Экономические: высокая стоимость проекта, высокие транспортные затраты, не предоставление льгот.

Экологические: транспортировка по Каспию и сейсмическим зонам.

### З а к л ю ч е н и е :

Реализация проекта и его финансирование зависят от наличия подтвержденных необходимых ресурсов нефти в казахстанском секторе шельфа Каспийского моря и от конкурентоспособности по капитальным вложениям и т а р и ф а м .

## Приложение 3

### Реконструкция системы телекоммуникаций.

Программа реконструкции телекоммуникаций и создания единой информационной системы управления (ЕИСУ) в ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" включает в себя следующие направления развития:

- Система диспетчерского контроля и управления технологическими процессами транспортировки нефти (SCADA)

- Внедрение интегрированной автоматизированной системы управления производственно-экономической деятельности Общества (ERP)

- Реконструкция системы телекоммуникаций в Компании

Реализация системы диспетчерского контроля и управления технологическими процессами транспортировки нефти (SCADA) вызвана необходимостью замены морально и физически устаревшего оборудования, установленного в 70-80 годах, обеспечения высоконадежной технологии транспортировки нефти. В рамках этой программы предусматривается реконструкция систем автоматики насосных станций, резервуарных парков и пунктов подогрева; реконструкция систем телемеханики и автоматики на линейной части магистральных трубопроводов; создание на высоком техническом уровне диспетчерских пунктов управления на НПС, РНУ, филиалах и в центральном офисе Компании; замена коммерческих узлов учета нефти; реконструкция и установка систем обнаружения утечек нефти на магистральных нефтепроводах, систем регулирования давления.

Разработка и внедрение системы ERP необходима для создания централизованной системы управления всеми производственными, экономическими и финансовыми процессами в Обществе; обеспечения

самоокупаемости и самофинансирования при минимизации затрат на транспортировку нефти и получения максимальной прибыли. Внедрение корпоративной интегрированной системы ERP вызвано тем, что имеющиеся в подразделениях Общества задачи представляют собой АРМы (автоматизированные рабочие места), которые решают проблемы автоматизации функциональных обязанностей отдельных работников. Отсутствие связей между этими задачами, не обеспечение целостности баз данных, различные системы классификации и кодирования справочной информации не позволяют создать программные продукты для управления, контроля и комплексного анализа работы Общества по всем уровням вертикального и горизонтального управления.

Для обеспечения внедрения систем SCADA и ERP необходима полная реконструкция телекоммуникаций в Компании, которые на сегодняшний день устарели и не обеспечивают необходимой надежности. Производственно-технологическая система связи должна выполнять задачи телефонной связи и передачи данных с любой точкой нефтепроводов и производственных объектов на территории Республики Казахстан. В состав системы производственно-технологической связи Компании будут входить следующие основные компоненты: земные станции спутниковой связи, цифровые автоматические телефонные станции, средства радио связи, радио релейные линии.

В Компании необходимо создание единого информационного пространства, в котором пользователи различных средств связи могут беспрепятственно обмениваться данными. Внедрение автоматизированной системы управления электронным документооборотом в рамках системы IRP и информационными потоками решит задачу создания информационно-телекоммуникационной среды самого разнообразного назначения. Она позволит передать партнеру, находящемуся в любом регионе электронное письмо, факс, телекс, телеграмму с ПЭВМ по любому каналу связи (телефонному, цифровому, телеграфному, телексному) на любое оборудование, имеющееся у принимаемой стороны и наоборот; иметь доступ к информации, хранимой в информационных центрах телекоммуникационных сетей Компании.

Состояние оборудования средств связи на 2000 г.

В состав компании ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" входят три предприятия связи, обеспечивающие обслуживание аппаратуры средств связи Компании.

В настоящее время в эксплуатации в этих предприятиях находятся устаревшие, аналоговые средства связи, эксплуатация которых затруднительным по ряду причин: отсутствие запасных частей аппаратуры, варварское разграбление кабелей, древние декадно-шаговые АТС и многое другое.

В связи с этим, компанией ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" в 1997г. было

принято решение кардинально модернизировать систему производственно-технологической связи, основываясь на современном оборудовании. При этом учитывалось, что система производственно-

технологической связи ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" должна выполнять задачи телефонной связи и передачи данных с любой точкой нефтепроводов и производственных объектов на территории Республики Казахстан.

#### Состав ПТСВ

В состав системы производственно-технологической связи компании ЗАО "НКТН "КазТрансОйл" входят следующие основные компоненты:

- 1) земные станции спутниковой связи (ЗС);
- 2) цифровые автоматические телефонные станции (УПАТС);
- 3) средства радио связи;
- 4) радио релейные линии (РРЛ);

Программа краткосрочной реализации.

По Западному филиалу.

По состоянию на январь 2000г. принято рабочей комиссией в эксплуатацию следующее оборудование средств связи:

- земные станции спутниковой связи (далее - ЗС) - 23 шт;
- оборудования цифровых автоматических телефонных станций типа 20-20 фирмы Harris (далее - АТС) на 1461 номеров - 16 шт;
- оборудования базовых станций подвижной радио связи (далее - БС) - 23 шт;
- оборудования радио релейных линий (далее - РРЛ) - 2 шт;
- оборудования малоканальных радио релейных линий (МРРЛ) - 8 шт.

По Восточному филиалу

В 2000 г. планируется рабочей комиссией принять в эксплуатацию следующее оборудование средств связи:

- земные станции спутниковой связи (далее ЗС) - 19 шт;
- оборудования цифровых автоматических телефонных станций типа 20-20 фирмы Harris (далее АТС) на 1376 номеров - 19 шт;
- оборудования базовых станций подвижной радио связи (далее БС) - 19 шт;
- оборудования радио релейных линий (далее РРЛ) - 2 шт;
- Проект модернизации существующей сети производственно-технологической связи.

Сдача в эксплуатацию части системы производственно-технологической

связи не решит полностью задач, стоящих перед компанией.

В настоящее время планируется создание интегрированной

телекоммуникационной инфраструктуры, базирующейся на современных технологиях и международных стандартах.

Цель проекта - обеспечить:

- Кардинальную модернизацию систем производственно-технологического управления нефтепроводами;

- Охватить любую точку производственных площадей современными средствами связи;

- На качественно новом уровне все компоненты производственно-технологической связи;

- Административное управление ЗАО "НКТН "КазТрансОйл"

Решение

Создание трех-уровневой интегрированной телекоммуникационной сети базирующейся на:

- волоконно-оптических, спутниковых, кабельных и беспроводных каналах связи,

- структурированных ЛВС

- технологиях SDH, ATM, FR, IP

и позволяющей предоставлять широкий спектр услуг по передаче различного вида информации, необходимой для административного управления и управления производственным процессом.

Основные задачи проекта

- Создание интегрированной телекоммуникационной сети компании базирующейся на современных цифровых технологиях и протоколах

- Реконструкция базовой сети каналов связи;

- Создание ЛВС современной инфраструктуры;

- Модернизация систем технологического обеспечения;

- Модернизация корпоративной телефонной сети;

- Организация защиты информации;

- Обеспечение радиосвязью технологических служб компании;

- Создание центра управления корпоративной сетью;

- Создание интегрированной сети.

## Кадровая политика.

Приоритетами кадровой политики КазТрансОйл являются:

1. Совершенствование в соответствии с международными стандартами системы сертификации рабочих компаний. Развитие материальной и методической базы Учебного Центра профессионального обучения в г.Актау. Создание нового Учебного Центра повышения квалификации менеджмента и специалистов Компании.

2. Ввиду актуальности проблемы занятости и с целью поддержания социальной защищенности в регионах, где компания в значительной мере определяет рынок труда, планируется развитие дочерних предприятий Компании и расширение системы подрядных работ.

3. Внедрение системы формирования кадрового резерва.

Компания регулярно проводит мероприятия по переподготовке персонала и повышения квалификации. Это является основой для создания отечественной базы специалистов трубопроводного транспорта.

С 1999 года Компания начинает проводить плановые мероприятия по аттестации всего управленческого персонала филиалов и центрального аппарата Компании.

Для решения вопросов дальнейшего повышения профессионализма сотрудников Компании предусмотрено провести и внедрить следующие мероприятия и программы.

1. Создание базы данных по всем существующим курсам обучения в области нефтепроводного транспорта, бухгалтерского учета, менеджмента;

2. Программа обмена опытом с аналогичными иностранными компаниями;

3. Внедрение программы "Карьерный план";

4. Создание учебного центра.

Цель - удовлетворение потребностей Компании в квалифицированных кадрах посредством повышения квалификации и переподготовки кадров.

В рамках создания Информационно-ресурсного Центра планируется:

1. Формирование библиотечного коллектора на основе периодической печати, учебной литературы, материалов конференций, семинаров;

2. Создание информационных дайджестов на основе текущей информации по тематике деятельности Компании;

3. Создание компьютерного класса на 10 посадочных мест;

4. Создание компьютерной тематической библиотеки;

Цель - обеспечение более полной информированности сотрудников

Компании по вопросам отраслевой деятельности; создание материальной и технической базы для возможностей самообразование, организации внутренних семинаров.

В целях обеспечения оптимального использования персонала Компании на своих рабочих местах с использованием их личной мотивации, планируется:

1. Разработка методик по изучению.
2. Создание программ по изучению мотивации в соответствии с требованием руководства.
3. Аттестация персонала.

В целях создания оптимальной модели размещения кадровых ресурсов планируется:

1. Разработка программы по кадровому планированию Компании,
2. Внедрение системы кадрового планирования в практику работы Компании.

В рассматриваемый период КазТрансОйл не планирует значительного снижения численного состава своих подразделений.

В долгосрочной перспективе планируется достижение уровня заработной платы для работников трубопроводного транспорта до 90% от уровня заработной платы работников нефтедобывающей промышленности.

Таблицы

(Специалисты: Мартина Н.А.,  
Абрамова Т.М.)