

Миннефтегазстрой СССР

Министерство внешних экономических
связей СССР

Промстройбанк СССР

30.06.89 11/2-70

Об экспертизе проекта на
строительство нефтепровода
в ИДРИ

В соответствии с перечнем объектов, подлежащих рассмотрению в Госстрое СССР в 1989 году, утвержденным 16 января 1989 г. заместителем Министра МВЭС т. Давыдовым С.Д. и заместителем Председателя Госстроя СССР т. Лыциным Б.Н., Управление провело экспертизу проекта на строительство нефтепровода Западный Аял - морское побережье Аденского залива в ИДРИ, которое осуществляется советскими организациями на подрядных условиях за счет кредита СССР.

При рассмотрении было установлено, что проектные технические характеристики трубопровода в основном соответствуют Генеральному соглашению между правительствами СССР и ИДРИ о сотрудничестве в комплексном освоении нефтяных месторождений ИДРИ, подписанному 28 июля 1978 г., контракту № 55-077/75900 от 11 января 1988 г. и заданию на проектирование I этапа нефтепровода, утвержденному Миннефтегазстроем СССР 24 февраля 1988 г.

Однако, поскольку и контракт и задание на проектирование были оформлены без достоверных данных по сырьевой базе для нефтепровода и без предварительных технико-экономических проработок, заданные этими документами инженерно-технические решения не могут быть оптимальными, что и было подтверждено при экспертизе проекта.

Для транспорта нефти в количестве 0,55-1,2 млн.т в год (это количество указано в ряде представленных документов) следует использовать трубы с диаметром не более 325 мм. Продуктопровод же с заданными параметрами (диаметр 530 мм и рабочее давление 4,0 МПа) сможет транспортировать до 8 млн.т нефти в год. Таким образом, загрузка проектного трубопровода в 1990 году достигнет всего лишь 10% от максимально возможной производительности, а в перспективе - не превысит 25%.

По экспертной оценке, вследствие завышения диаметра трубы с 325 мм до 530 мм, перерасход металла составляет примерно 9 тыс.т.

Кроме этого, в проекте выявлено завышение потребности в трубах ориентировочно на 1,5 тыс.т. Из изложенного следует, что вместо предусмотренных проектом 20 тыс.т металла труб могло бы быть использовано лишь 9,5 тыс.т (включая аварийный запас). Сметная стоимость во внутренних пенах от замены диаметра и уточнения заявленной потребности в трубах могла бы быть уменьшена примерно на 5 млн.руб. В случае применения труб диаметром 325 мм, вероятно не было бы необходимости закупать трубы по импорту - 6 тыс.т в Италии и 14 тыс.т в Японии.

В процессе экспертизы не были представлены материалы, аргументирующие доставку нефти на нефтеперерабатывающий завод в г.Адене через перевалочную нефтебазу в г.Руддуме посредством танкеров на I-ом этапе и трубопровода вдоль побережья Аденоского залива - на II-ом этапе.

В проекте и дополнительно представленных материалах также были выявлены нарушения действующих общесоюзных нормативных документов, существенные недостатки в технологических решениях и ошибки при определении сметной стоимости строительства нефтепровода (во внутренних пенах), которые отражены в прилагаемом заключении.

В связи с изложенным, приведенные в проекте технико-экономические показатели и сметная стоимость строительства не могут быть признаны обоснованными и достоверными.

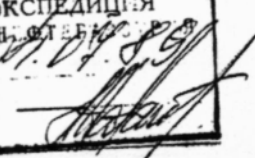
Приложение: на 16 л.

Зам.начальника Управления



Г.С.Чегасов

Мелков
292 61 61

ЭКСПЕДИЦИЯ
 01.09.89


Приложение

к письму Управления Государственной экспертизы Госстроя СССР

от 30 июня 1989 г. № 7/2-70

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отдела топливно-энергетического комплекса Управления государственной экспертизы Госстроя СССР по проекту "Нефтепровод Западный Аяд - побережье Аденского залива в районе г.Рудум, I-ый этап" (Народно-демократическая республика Йемен)

В соответствии с перечнем объектов, подлежащих рассмотрению в Госстрое СССР в 1989 году, утвержденным 16 января 1989 г. Первым заместителем Председателя Госстроя СССР т.Ельциным Б.Н. и заместителем Министра МВЭС т.Давыдовым О.Д., в порядке выборочного контроля за качеством проектов и ТЭО рассмотрен проект на строительство нефтепровода Западный Аяд - морское побережье Аденского залива в НДРЙ.

Проект разработан на основании Генерального соглашения между Правительствами СССР и НДРЙ о сотрудничестве в комплексном освоении нефтяных месторождений НДРЙ, подписанного 28 июля 1987 г., контракта № 55-077/75900 от 11.01.88 г. между всесоюзным объединением "Техноэкспорт" и Министерством энергетики и минеральных ресурсов НДРЙ, протокола рассмотрения предварительных соображений советских и йеменских экспертов по I-ому этапу программы освоения и эксплуатации нефтяных месторождений в провинции Шабва от 12 октября 1987 г. Задание на проектирование утверждено 24 февраля 1988 г. заместителем Министра строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности т.Весельевым А.П.

Генпроектировщик - институт "Гипронефтепровод" Миннефтегазстроя СССР.

Субподрядные проектные организации и запроектированные ими объекты:

ВНИПИгидротрубопровод (г.Москва) - перевалочная база;

Гипроспецгаз (г. Ленинград) – радиорелейная линия связи;
 ВНИИшельф (г. Симферополь) – беспричальный пункт
 налива с подводным трубопроводом;

ЦНИИПроектстальконструкция – резервуар единичной емкостью
 20000 куб.м с плавающей крышей;

Укрпроектстальконструкция – радиомачты;

НИПИКБС (г. Тюмень) – блок-боксы.

Кроме материалов проекта в процессе экспертизы Миннефтегаз-
 строем СССР и Миннефтепромом СССР были представлены следующие
 документы:

– протокол совещания у заместителя Председателя Госплана
 СССР т. Реута А.А. № АР-19 от 15 марта 1988 г.;

– протокол согласования предполагаемых (предельных) затрат
 всесоюзными объединениями "Машинноимпорт" и "Зарубежнефтегазстрой"
 на строительство нефтепровода Западный Аяц – морское побережье
 Аденского залива в районе г. Рудум в НДРГ... (I этап строительства),
 от 20 и 25 января 1989 г.;

– протокол совещания по рассмотрению хода выполнения работ,
 определенных Генеральным соглашением между Правительствами СССР
 и НДРГ, по комплексному освоению нефтяных месторождений НДРГ
 от II марта 1989 г.;

– экспертное заключение Управления экспертизы проектов
 и смет Миннефтепрома СССР от 21 апреля 1989 г. по разделу
 рабочего проекта "Беспричальный пункт налива с подводными
 трубопроводами";

– акт выполнения строительно-монтажных работ за I-ый
 квартал 1989 г. (от 13 апреля 1989 г.) и другие вспомогательные
 материалы.

В соответствии с Генеральным соглашением между Правитель-
 ствами СССР и НДРГ и контрактом № 55-077/75900 от II января
 1988 г. подрядчик – всесоюзное экспортно-импортное объединение
 "Техноэкспорт" (г. Москва) должен выполнить на подрядных условиях

для заказчика - Министерства энергетики и минеральных ресурсов НДРЙ (г.Аден) полный комплекс работ по геологоразведке, освоению открытых и предполагаемых месторождений в провинции Шабве, включая бурение эксплуатационных нефтяных скважин, обустройство нефтяных промыслов, строительство нефтепроводов и создание инфраструктуры.

В оплату расходов советских организаций, связанных с оказанием содействия по Генеральному соглашению, а также в погашение ранее предоставленных советских кредитов, Йеменская сторона осуществляет поставку 25 процентов добываемой нефти с начала эксплуатации нефтепромыслов или вырабатываемых из этого количества нефти нефтепродуктов. Оплата эквивалента, подлежащих поставке нефти и/или нефтепродуктов, может осуществляться Йеменской стороной и свободно конвертируемой валютой.

Сырьевая база для питания нефтепровода представлена четырьмя открытыми месторождениями нефти с общим объемом извлекаемых запасов 36 млн.т. Наиболее крупные запасы нефти на месторождении Западный Аяд оценены в объеме около 30 млн.т. Кроме того на пяти подготовленных структурах ресурсы нефти оценены в 83 млн.т. Данные о запасах ресурсов нефти в НДРЙ будут уточнены по результатам дополнительных нефтепоисковых и геологоразведочных работ.

Строительство объектов будет осуществляться в пустынных и горных районах, характеризующихся повышенной засоленностью грунта. Подземные воды до глубины 10 м отсутствуют. Предгорный и горный районы характеризуются развитием опасных геологических процессов: оползнями, обвалами, селями.

Климат в районе прохождения трассы нефтепровода сухой, тропический. Среднегодовая температура воздуха - плюс 25⁰С в пустынных районах и плюс 32⁰С - на побережье. Абсолютный максимум температуры воздуха - плюс 55⁰С, абсолютный минимум - минус 8⁰С. Среднегодовое количество осадков: 870-2850 мм - в жаркий и 70-250 мм - в прохладный сезон. Максимальная скорость ветра - 25 м/сек.

Сейсмичность горного и прибрежного районов строительства составляет 7-8 баллов, шельфа Аденского залива - 5-7 баллов по шкале Рихтера. Районы пустыни (начальный участок нефтепровода) - не сейсмичны.

Создание системы транспорта нефти из провинции Шаба на Аденский нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) предполагается осуществить в два этапа.

В соответствии с I-ым этапом намечено строительство и пуск в эксплуатацию нефтепровода диаметром 530 мм для транспортировки 1,0-1,2 млн. т нефти в год от месторождения Западный Аяд до Морского побережья Аденского залива в район г. Рудум. Трасса трубопровода протяженностью 230 км проходит по горным районам с характерными геодезическими отметками: в начале трассы - 920 м, на 80-ом км (перевальная точка) - 1340 м, на 90-ом км (резкий спуск) - 910 м и далее равномерно опускается до уровня моря.

Перекачка нефти будет производиться головной насосной станцией (ГНС), располагаемой на одной площадке с центральным пунктом сбора, при давлении в начале нефтепровода 4,0 МПа. Для защиты трубопровода на участке от перевальной точки до конечного пункта предусматривается строительство двух станций дросселирования с установкой дросселирующих и предохранительных клапанов, предотвращающих превышение давления 6,4 МПа, шаровых кранов фирмы "Neles" (Финляндия), емкостей сбора и другого технологического оборудования.

В состав перевалочной нефтебазы включены: пять стальных вертикальных цилиндрических резервуаров с плавающей крышей емкостью 20 тыс. куб. м каждый, насосная станция, предохранительные клапаны, предотвращающие превышение давления 1,0 МПа, узел учета и проверки качества нефти, установку беспричного налива с двумя шланговыми устройствами и др.

Нефть от перевалочной нефтебазы предполагается подавать к беспричному пункту налива для танкеров типа "Сухуми" дедевейтом до 20 тыс. т и далее транспортировать по морю на НПЗ в г. Аден.

Подводный нефтепровод от коллектора перевалочной нефтебазы к пункту налива предполагается уложить по дну моря на глубине до 20 м двумя нитками диаметром 325x8 мм протяженностью 3,45 км каждая, используя конструкцию типа "труба в трубе" (кожух из труб диаметром 530x7 мм).

Трубы для нефтепровода в комплекте с подводным манифольдом, беспричальный пункт налива, часть технологического оборудования, средства контроля и автоматизации, строительная и другая техника будут поставлены по импорту. Технические и стоимостные характеристики беспричального пункта налива в рабочем проекте отсутствуют.

Предусматривается строительство объектов электроснабжения, водоснабжения, канализации и т.п. Разработаны мероприятия по сокращению негативного воздействия объектов строительства на окружающую среду, по защите объектов от коррозии, по противопожарной защите сооружений и ряд других.

На II-ом этапе предполагается проложить нефтепровод от г.Рудум вдоль берега Аденского залива до НПЗ в г.Аден.

В соответствии с контрактом (пункт 4.3) и заданием на проектирование (пункт 8) все работы будут производиться подрядчиком в соответствии с нормами, стандартами, правилами и методикой, применяемыми в СССР для аналогичных работ, с учетом местных условий.

Основные технико-экономические показатели по проекту нефтепровода (I этап строительства) следующие:

- годовой объем перекачки, млн.т	- 1,2
- протяженность трассы, км	- 204
- капитальные вложения, млн.руб.	- 35,4
- эксплуатационные расходы, млн.руб.	- 3,3
- численность обслуживающего персонала, чел.	- 124
- производительность труда, руб./1000 т.км	- 13,6
- рентабельность, %	- 24,5

Протоколом согласования предполагаемых (предельных) затрат на I-ый этап строительства нефтепровода, утвержденным Заместителем Министра строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР т.Аракелян С.К. и заместителем Министра внешних экономических связей СССР т.Мордвиновым В.Ф., установлена ориентировочная сумма в размере 65,0 млн.руб., в том числе 20,9 млн.руб. в инвалюте.

Из отчета ВВО "Машиноимпорт" и ВПО "Зарубежнефтегазстрой" о выполнении строительно-монтажных работ на I-ый квартал 1989 г.

(акт № 4 от 13 апреля 1989 г.) следует, что с начала строительства освоено 16,0 млн.руб. из 43,1 млн.руб. или 37%, в том числе 4,05 млн.инвалютных руб. из 14,61 млн.руб. или 27%.

По проекту и материалам, представленным на рассмотрение в процессе экспертизы, имеются следующие замечания и предложения.

I. В задании на проектирование нефтепровода допущены многочисленные нарушения требований общесоюзных нормативных документов. В отступление от требований пункта 5.3 Инструкции по проектированию объектов для строительства за границей (СНиП I.02.03-83) задание на проектирование не утверждено иностранным заказчиком.

Запись в задании на проектирование "разработка вариантов... не требуется" нельзя признать обоснованной, поскольку разработке проекта не предшествовало предварительное обоснование строительства нефтепровода в ТЭО или ТЭПе. В то же время рассмотрение представленного проекта показало, что требовались варианты проработки по трассе (диаметр, протяженность и т.д.), технологическим, техническим, строительным и другим решениям.

Приведенные в проекте доводы по выбранной трассе трубопровода носят общий характер и не убедительны; результаты расчетов в рассматриваемых материалах отсутствуют и не были представлены в процессе экспертизы.

Фиксирование в контракте и задании на проектирование протяженности и диаметра нефтепровода (тем более без указания его производительности) исключило вариантный подход при определении оптимальных трассы и диаметра трубопровода от нефтяных месторождений провинции Шабва до морского побережья Аденского залива (см.СНиП I.02.03-83, п.5.1).

В отступление от требований ВНТП 2-86 "Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов" в задании на проектирование не указаны:

производительность нефтепровода на полное развитие с указанием роста его загрузки по годам (этапам), условия поставки (прима) нефти, пункты отбора нефти с указанием объемов по годам (этапам).

В нарушение требований СНиП I.02.03-83 "Инструкция по проектированию объектов для строительства за границей" (пункт 2, приложение I) к заданию на проектирование не приложены материалы по выбранным площадкам, прокладке инженерных сетей, а также исходные данные страны строительства для разработки раздела "Проект организации строительства",

Характеристика транспортируемой нефти (см. п. 8 задания...) представлена без указания параметров среды давления и температуры, что не позволяет дать оценку правильности принятия расчетных значений вязкости и плотности нефти при проведении гидравлических расчетов и определении основных характеристик трубопровода.

Указания на составление сметы в смешанных ценах в задании на проектирование не требуется (т.к. является обязательным, в соответствии со СНиП I.02.03.83); а решение о необходимости разработки смет в валюте страны строительства должно быть принято МВЭС СССР, что и требовалось отразить в п. 14 задания.

В пункте 4 задания на проектирование сейсмичность на суше определена без соответствующих предварительных исследований и ошибочно принята равной 7-8 баллов для всей территории прохождения трассы нефтепровода. В дальнейшем было установлено и в проекте зафиксировано, что начальный участок трассы нефтепровода (пустынные районы) - ^{лишь} несейсмичный, а предгорные, горные и прибрежные участки имеют сейсмичность 7-8 баллов.

2. В проекте допущены отступления от контрактного соглашения № 55-077/75900 от 11 января 1988 г. Так, например, в контракте статья I, пункт I.1 "Подрядчик... обязуется... выполнить на подрядных условиях комплекс работ по проектированию, строительству и пуску в эксплуатацию нефтепровода... протяженностью около 230 км...". Однако, в задании на проектирование протяженность трассы нефтепровода составляет 220 км (п. 4), а в рассматриваемом проекте линейная часть (трубопровод) принята общей протяженностью 204 км (см. Общая пояснительная записка, стр. 7).

В Перечне основных объектов, входящих в состав ^{контракта на} строительство нефтепровода (статья I, пункт I.2, приложение № 3), узел налива нефти принят с подводным нефтепроводом протяженностью до 1 км

(позиция 5), но в проекте строительство данного объекта принято в две нитки длиной по 3,45 км каждая (см. том I2, кн. I, стр. I).

В статье 2 контракта пункт 2.1 отмечается, что "... детали- ные объемы работ, условия поставок, сроки их выполнения и общая цена полного комплекса работ... являются предметом отдельного дополнения к настоящему контракту, которое будет согласовано Сторонами по возможности скорее, но не позднее третьего квартала 1988 года". Однако в рабочем проекте и материалах, запрашиваемых в процессе проведения экспертизы (II-III квартал 1989 г.), выше- перечисленные документы не были представлены.

3. В отступление от требований СНиП I.02.03-83 (п. II.2) в проекте не представлены: сводная смета в смешанных ценах; сводная смета в валюте страны строительства; смета в смешанных ценах на затраты, связанные с предконтрактной проработкой вопро- сов проектирования и строительства объектов, сбором исходных данных, разработкой рабочего проекта, защитой его при утверждении иностранным подрядчиком; сводная ведомость затрат в смешанных ценах по отдельным зданиям и сооружениям объекта и видам работ и др.

Кроме того, в представленных на экспертизу материалах отсутствуют сведения (документы) об утвержденных МБЭС СССР (по согласованию с заинтересованными министерствами) исходных данных, полученных Генпроектировщиком (институтом "Гипронефте- проводстрой") в советских организациях и стране строительства (НДРГ).

В нарушение указаний СНиП I.02.03-83 (раздел I2) Миннефте- газстрой СССР и МБЭС СССР не провели экспертизу проекта на строительство линейной части нефтепровода.

4. В протоколе совещания по рассмотрению хода выполнения работ на строительстве, утвержденном Министром геологии СССР т. Козловским Е.А., Министром нефтяной промышленности СССР т. Динковым В.А. и Министром строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности т. Чирсковым В.Г. 6 апреля 1989 г., указано, что в качестве сырьевой базы нефтепровода рассматриваются месторождения Западный и Восточный Аял, суммарные балансовые

запасы которых оцениваются в размере 54 млн.т (без учета запасов месторождения Амаль, принятых в контракте, задании на проектирование и проекте, но не подтвердившихся в процессе доразведки провинции Шабва).

(обустройство)

Действующий в СССР порядок проектирования/нефтяных объектов предполагает утверждение ГКЗ СССР балансовых запасов, превышающих 30 млн.т. Однако, балансовые запасы месторождений Западный Аяц лишь рассмотрены на ЦКЗ Мингео СССР и Миннефтепрома СССР, а балансовые запасы месторождения Восточный Аяц приняты по предварительной оценке. Максимальный уровень добычи нефти в 550-600 тыс.т в 1990 году принят по разведанным на I.03.89 г. геологическим запасам, а остальные 500-600 тыс.т должны быть обеспечены на структурах Дагба и Эль-Харадж, по которым только интенсифицируются геологоразведочные работы, а запасы вообще не оценивались.

На основании изложенного представляется, что сырьевая база нефтепровода не обоснована. В связи с недостоверными данными о запасах и добыче нефти на вышеуказанных месторождениях, принятая в проекте годовая производительность нефтепровода, а также технические решения и технико-экономические показатели головной насосной станции, нефтепровода, перевалочной базы и беспричального пункта налива с подводными трубопроводами не могут быть признаны оптимальными, а сводный сметно-финансовый расчет и экономические показатели - достоверными.

5. Определение диаметра нефтепровода на основании разноречивых и неутвержденных в установленном порядке геологических прогнозов (перспективы) нефтедобывающего района и включение его условного значения в контракт и задание на проектирование представляется ошибочным.

По экспертной оценке для строительства нефтепровода производительностью 0,55-1,2 млн.т в год следовало бы использовать трубы диаметром не более 325 мм. Нефтепровод же с принятыми проектными параметрами (диаметр 530 мм, рабочее давление 4,0 МПа) позволит транспортировать до 8 млн.т нефти в год, т.е. его загрузка к 1990 году достигнет всего лишь 7-10% от максимальной проектной производительности, а в перспективе - не превысит

25-40%. Приведенные данные свидетельствуют о том, что диаметр нефтепровода существенно завышен, что привело к перерасходу металла и капитальных затрат (в валюте) на закупку труб в Италии (6 тыс.т) и Японии (14 тыс.т).

В проекте отсутствуют обоснования принятых толщин стенок труб: 7,1 мм - для участков I и II категории, 6,0 мм - для участков III и IV категории и по ТУ 55-86, а расчетные толщины станок, полученные на основании требований СНиП 2.05.06-85, в рабочем проекте не приведены, в связи с чем точную оценку перерасхода металла определить не представилось возможным.

По экспертной оценке, вследствие завышения диаметра трубы с 325 мм до 530 мм перерасход металла составил примерно 9 тыс.т. Кроме того, примерно на 1,5 тыс.т завышена заявленная потребность в трубах. Таким образом, вместо 20 тыс.т труб требуется всего лишь 9,5 тыс.т (включая аварийный запас), при этом сметная стоимость только во внутренних ценах от замены диаметра и уточнения заявленной потребности в трубах могла бы быть снижена примерно на 5 млн.руб.

Кроме того, при укладке трубы диаметром 325 мм не было бы необходимости закупать трубы по импорту, что способствовало бы повышению эффективности внешнеторгового соглашения.

6. В разделе основных технических решений по сооружению нефтепровода (том 4, книга I, раздел 4, стр.II) указано, что "нефтепровод отнесен к III-ему классу, IV-ой категории... В зависимости от сложности пересекаемых препятствий есть участки и более высоких категорий - I, II и III".

Несмотря на ссылку на СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы" при определении категоричности участков, допущен целый ряд отступлений:

- не рассмотрена возможность и целесообразность применения труб с более высокими прочностными характеристиками, чем приняты в проекте;

- не представлены протяженность труб в зависимости от категоричности участков и обоснования принятой категории;

- отсутствуют сведения о минимальных расстояниях от оси нефтепровода до отдельных зданий и сооружений (п.3.16 СНиП 2.05.06-85).

Заглубление трубопровода принято равным 0,8 м, на землях сельскохозяйственного назначения - 1 м, в скальных грунтах - 0,6 м до верха трубы. Однако, в соответствии с пунктом 5.1 СНиП 2.05.06-85 заглубление нефтепроводов должно определяться также с учетом оптимального режима перекачки, свойств перекачиваемого продукта, сейсмичности района и качества грунтов. Этот вопрос в разделе не рассмотрен и требует дополнительной проработки.

7. В проекте отсутствует раздел "Надежность нефтепровода", что недопустимо для столь ответственного объекта.

В связи с тем, что при подземных толчках интенсивностью 7-8 баллов имеют место деформации стальных трубопроводов, разрывы стыков, заклинивание задвижек, потеря устойчивости участков в районах оползней, селей и обвалов, следует более четко определить уровень сейсмичности отдельных участков в горных, предгорных и в приморском районах; предусмотреть дополнительные мероприятия по обеспечению прочности, устойчивости и надежности линейных и площадочных сооружений; ужесточить требования к качеству земляных работ, условиям испытания нефтепровода; повысить коэффициент готовности станций дросселирования № 1 и № 2; разработать комплекс дополнительных мероприятий по усилению режимной защиты систем контроля и наблюдения, оснащения аварийно-восстановительных бригад и другие.

8. В проекте предложена изоляция усиленного типа, состоящая из I слоя импортной полимерной ленты "Пластизол" и I слоя защитной обертки "Пластизол". Однако, практика показала, что полимерная лента в условиях достаточно высоких температур воздуха и повышенной влажности не обеспечивает пассивную защиту трубопровода от коррозии, т.к. происходит активная подпленочная коррозия. Следует рассмотреть альтернативные варианты пассивной защиты от коррозии, обеспечивающие более эффективную защиту. Кроме того, необходимо дополнительно обосновать достаточность принятых мер по защите нефтепровода и подземных металлических коммуникаций от

коррозии в условиях повышенной засоленности грунта и влажности воздуха (тропические условия).

9. В связи с тем, что в проекте на строительство магистрального нефтепровода и сооружений на нем отсутствуют результаты расчетов и ссылки на Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86), утвержденные приказом Миннефтепрома СССР от 17 декабря 1986 г. № 780 и согласованные Госстроем СССР письмом от 12 декабря 1985 г. № АД-637-20/7, не представляется возможным дать оценку принятому гидравлическому режиму работы нефтепровода, корректности определения его диаметра и т.д. Так без соответствующих обоснований и учета требований пункта 3.9 ВНТП 2-86 (ссылки отсутствуют) по станциям дросселирования № 1 и № 2 приняты параметры регулирующих устройств, не учитывающие возможность отключения одного из них при перепаде давления 20-30 КПа.

Представляется также необоснованным принятое в проекте условие о транспорте нефти, не содержащей пластовую воду, поскольку добычу нефти предполагается осуществлять с использованием метода поддержания пластового давления путем нагнетания воды в пласт.

10. Принятые сроки строительства нефтепровода (начало - 1988г., окончание - 1989 г., продолжительность строительства - 27 месяцев) представляются необоснованными. Кроме того, отсутствие проекта обустройства месторождения Западный Алд ставит под сомнение срок ввода нефтепровода в эксплуатацию с безусловным выполнением обязательств контрактного соглашения.

Продолжительность строительства сооружений магистральных трубопроводов определена по старым нормам, без учета изменений к СНиП I.04.03-85 "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений", введенных в действие с 1 января 1987 г. В связи с этим продолжительность строительства и другие показатели ПОСа следует откорректировать с учетом сейсмичности и геологических условий района.

В проекте отсутствуют: календарный план строительства; комплексный сетевой график; стройгенплан для основного и подготовительного периода, а также для линейной части нефтепровода;

график потребности в строительных машинах, транспортных средствах; график потребности в кадрах строителей; мероприятия по выполнению работ вахтовым методом (в сводном сметной расчете во внутренних ценах предусмотрены затраты на эти цели) и охране окружающей среды на период строительства и т.д., т.е. не выполнены требования СНиП 3.01.01.85.

II. Раздел проекта "Беспричальный пункт налива с подводными трубопроводами" не откорректирован по замечаниям и предложениям Управления экспертизы проектов и смет Миннефтепрома СССР от 21 апреля 1989 г. № 17-27/98, а представленное институтом ВНИИШельф письмо от 31 мая 1989 г. № 02/III0-1279 является фактически отпиской на поставленные экспертизой вопросы.

В отступление от требований СНиП 1.02.01-85 раздел не рассмотрен Подрядчиком и Генпроектировщиком. Кроме того, Заказчик официально не согласовал отвод территории под строительство и обеспечение местными строительными материалами.

Отсутствуют технико-экономические данные по собственно непричальному пункту налива нефти, закупаемому у фирмы "SBM". В связи с этим все проектные решения по данному объекту носят условный характер.

Принятый к установке на перевалочной нефтебазе тип насосов НПВ-30С-60 не обеспечивает подачу нефти на непричальный пункт налива.

Конструкция подводного нефтепровода "труба в трубе" не сопоставлена с другим альтернативным вариантом - применение нефтепровода того же диаметра с толщиной стенки 8 мм со сплошным обетонированием.

Имея ряд неоспоримых технико-экономических достоинств, это решение позволило бы сэкономить 600 т металла и 700 т цемента. Кроме того, организация изготовления труб в г.Баку, где имеются вводные мощности по обетонированию труб и более простая транспортная схема их доставки к месту строительства могли обеспечить, по сравнению с принятым вариантом, сокращение объема перевозок на 1200-1500 т, численности строительных рабочих,

потребности в строительной технике, а также исключить операции двухкратной сварки труб, что повышает надежность сооружения.

12. Раздел проекта организации строительства беспричального пункта налива с подводными трубопроводами не согласован с трестом "Черноморнефтегазпромстрой" (субподрядчик). В ведомостях потребности в строительных конструкциях, изделиях, материалах и т.п. допущены ошибки; не представлен стройгенплан, состав временной сварочно-монтажной площадки, отсутствует транспортная схема перевозок грузов, сводный график потребности в машинах, механизмах и оборудовании.

Плавкран "Черноморец" не обеспечивает нормальных условий труда в тропическом климате, а принятый к использованию блок манифольда ВМ-700 для заливки цемента в межтрубное пространство не может быть использован, т.к. его назначением является цементирование скважин при давлении 70 МПа.

13. Протоколом технического совещания от 22 ноября 1988 г. по рассмотрению вопросов строительства подводных нефтепроводов к беспричальному ^{пункту} налива нефти было рекомендовано использовать транспортно-монтажное судно "Титан-2", однако в отступлении от этого решения в проекте приняты другие типы судов.

14. Основные показатели рабочего проекта (капвложение, рентабельность), приведенные в технико-экономическом разделе должны быть откорректированы с учетом уточнений технических решений по линейной части нефтепровода. В связи с тем, что рабочему проекту не предшествовала разработка технико-экономического обоснования или технико-экономических предложений, в которых определяется коммерческая эффективность СССР от участия в строительстве нефтепровода для НДРГ, в технико-экономической части проекта необходимо выполнить расчеты в соответствии с одобренной Госпланом СССР Методикой определения экономической эффективности внешнеэкономических связей СССР с учетом кредитных условий внешнеэкономического сотрудничества, а также исходя из особых технических и экономических условий осуществления строительства нефтепровода.

В проекте предусмотрено производственное кооперирование ряда вспомогательных объектов центрального пункта сбора нефти (промысел) и головной насосной станции (нефтепровод). При определении экономических показателей и обосновании эффективности

строительства нефтепровода, часть затрат по кооперированию вспомогательных производств следует отнести к затратам по нефтепроводу.

Численность персонала, обслуживающего ГПС нефтепровода, в проекте определена в количестве 37 человек. Нормами технологического проектирования численность промежуточной насосной станции без резервуарного парка установлена в количестве 20 человек, т.е. в проекте этот показатель необоснованно завышен на 17 человек.

Численность обслуживающего персонала перевалочной нефтебазы (57 человек) также представляется завышенной и нуждается в уточнении.

С целью сокращения численности обслуживающего персонала, а также повышения эффективности и эксплуатационной надежности нефтепровода в проекте необходимо дополнительно рассмотреть вопрос об увеличении объема автоматизации и состава средств в системах локальной автоматики ГПС и других объектов нефтепровода.

При определении эксплуатационных затрат расходные показатели по электроэнергии, воде, потерям нефти следует определить в соответствии с нормативными показателями ВНП 2-86.

15. По сметной части проекта имеются следующие замечания и предложения.

В представленном ВВО "Машиноимпорт" и ВПО "Зарубежнефтегастрой" отчете о выполнении строительно-монтажных работ на I квартал 1989 г. (акт № 4 от 13 апреля 1989 г.) отмечается, что объем освоения общей стоимости СМР составил 26,3%.

В связи с тем, что общая сметная стоимость СМР определена по неутвержденному в установленном порядке сметному расчету и не были представлены: справка по перечню и объемам выполненных строительно-монтажных работ с начала строительства нефтепровода, готовность отдельных сооружений, а также освоение сметной стоимости нефтепровода по форме сводного сметного расчета (по главам, объектам, видам работ и затрат), указанный в отчете процент СМР представляется недостоверным.

Не представлены исходные данные, полученные в стране строительства для составления сметной документации, согласованные в установленном порядке советником по экономическим вопросам Посольства СССР в НДРГ (приложение 3 СНиП I.02.03.83).

Стоимость оборудования телемеханики, КИП и автоматики, учтенную в гл.2, следует перенести в гл.5 "Объекты транспорта и связи".

Затраты на временные здания и сооружения необходимо определить в полном соответствии с указаниями СНиП IV-9-84. Представленные в гл.8 затраты завышены, т.к. в них включены затраты, которые одновременно учтены в норме (в %) на временные здания и сооружения для трубопроводного транспорта.

Затраты на организацию вахтового метода производства работ следует исчислить в соответствии с Типовым положением о вахтовом методе организации работ.

В гл.9 неправомерно включены одновременно затраты, связанные с подвижным и разъездным характером работ, и по командированию работников строительно-монтажных организаций. В соответствии с Положением о возмещении расходов связанных с подвижным характером работ в строительстве (п.10а), не разрешается одновременно предусматривать указанные средства, т.к. выплачиваемая надбавка за подвижный характер работ фактически является компенсацией по командированию. В дополнении № 3 к контракту для целей строительства нефтепровода предусматривается использование самолета АН-26. Затраты по эксплуатации авиатранспорта следует учесть в главе 9 в соответствии с Методическими указаниями.

Затраты на перевозку работников строительно-монтажных организаций автомобильным транспортом на расстояния свыше 3 км следует определить сметным расчетом и на основании раздела "Проект организации строительства" (письмо Госстроя СССР от 14 декабря 1988 г. № 49-Д), а не в процентах от стоимости СМР.

В соответствии с решением Госстроя СССР (протокол № 35 от 11 апреля 1983 г. совещания об установлении предельных цен на стальные трубы в Отделе сметных норм и ценообразования в строительстве) в главе 9 должна быть учтена разница между оптовой и предельной ценой на трубы (250 рублей за I тонну для

диаметра 530 мм) без начисления на нее накладных расходов, плановых накоплений и других лимитированных затрат, которая не включается в объем строительно-монтажных работ. Соответственно следует откорректировать затраты по линейной части в главах 2-ой и 8-ой Сводно-сметного расчета.

В гл.9 сводного сметного расчета по беспричному пункту налива допущены ошибки при определении затрат на оргнабор, временную связь на период строительства, аккордно-премиальную оплату труда:

затраты на оргнабор необходимо определять только по расчету (в порядке, установленном Госстроем СССР), основанному на данных раздела Проекта организации строительства (п.2.9 у. Методических указаний...);

затраты на временную связь отменены письмом Госстроя СССР от 14 августа 1980 г. № АБ-4124-4 для всех объектов, кроме магистральных трубопроводов, нефтяных и газовых месторождений, отдельно стоящих насосных и компрессорных станций, каковыми подводные трубопроводы не являются;

затраты на аккордно-премиальную оплату труда определены, исходя из отчисления 1,5% от стоимости СМР, что является отступлением от Методических указаний по определению стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений и составлению сводных сметных расчетов и смет (пункт 2.9б), где рекомендуется, в случае отсутствия сведений подрядчика о фактических затратах на эти цели, принимать затраты в размере 0,83% от стоимости СМР по итогу гл.1-8.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты в соответствии с указаниями СНиП 1.02.01-85 (приложение 9) следует принять в размере 3% от общей сметной стоимости, вместо 5% по проекту.

Поскольку сметная стоимость строительно-монтажных работ определена по сборникам единичных расценок на строительные работы и расценок на монтаж оборудования в записке к сводному сметному расчету необходимо представить разъяснения, почему сметная стоимость на линейную часть нефтепровода не определена по Прейскуранту на линейную часть магистральных и промысловых газо- и

нефтепроводов, утвержденных Мингазпромом и согласованным с Миннефтегазстроем (решение № 15 от 28 августа 1985 г.). В случаях, когда при определении сметной стоимости отдельных сооружений применены стоимостные показатели объектов-аналогов, следует показать, как учтены различия в технологических, конструктивных, объемно-планировочных характеристиках, территориальных условиях строительства, размерах накладных расходов, в соответствии с Методическими указаниями по определению стоимости строительства предприятий, зданий и сооружений... (п.2.4.9).

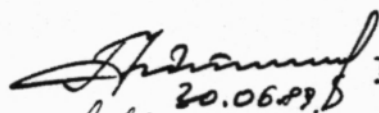
В представленной сметной документации в целом по нефтепроводу не отражены затраты по беспричному пункту налива в части подводных трубопроводов. Сводная смета в смешанных ценах по пункту налива должна быть разработана с учетом затрат по собственному пункту налива, закупаемому у фирмы "СКМ", и утверждена в установленном порядке.

В пояснительной записке к сводному сметному расчету следует привести общий процент накладных расходов для подрядных строительных организаций, а не по отдельным работам.

Общий вывод

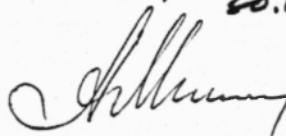
Из-за отсутствия достоверных данных о сырьевой базе для нефтепровода принятые в проекте инженерно-технические решения представляются необоснованными. Кроме того, в проекте выявлены многочисленные нарушения действующих общесоюзных нормативных документов, обнаружены существенные ошибки в технологических решениях и сметной части, в результате чего сметная стоимость строительства нефтепровода - недостоверна.

Зам. начальника Управления


20.06.89

Г.С.Чегасов

Старший эксперт



А.С.Мелков