

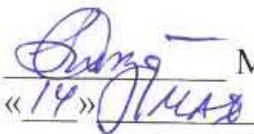
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков  
«14» Июля 2019 г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: Проект расширения нефтепровода КТК для увеличения  
транспортировки нефти с РК в порт Новороссийск

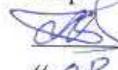
по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил



Кескинбаев К.Б.

Научный руководитель  
к.ф.-м.н., доцент

 Баймухаметов М.А.  
«08» июля 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой НИ

*Марсель Сыздыков*  
*«15».01*

2019г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающему Кескинбаев Куаныш Бакытжанулы  
Тема: Проект расширения нефтепровода КТК для увеличения транспортировки  
нефти с РК в порт Новороссийск

Утверждена приказом ректора университета №497-п от 20 декабря 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: P-8,3 МПа; протяженность -1510  
км; пропускная способность - 35 млн.тонн в год<sup>3</sup>

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекта вопросов:

а)технико-технологический раздел

б)специальная часть

в)экономическая часть

г) безопасность и охрана труда

д)охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных  
чертежей): а)ситуационный план б)технологическая схема в)структурная  
схема г) переход через ж/д д)переход через а/д е)переход через реки ж)технико-  
экономические показатели

Рекомендуемая основная литература: из 18 наименований

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Специальная часть	22.04.19 – 27.04.19	
Экономическая часть	23.04.19 – 30.04.19	
Безопасность и охрана труда	22.04.19 – 29.04.19	
Охрана окружающей среды	28.04.19 – 30.04.19	

**Подписи**  
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект)  
с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	
Специальная часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	
Экономическая часть	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	
Безопасность и охрана труда	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	
Охрана окружающей среды	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	
Нормоконтролер	Баймухаметов М.А. к.ф.-м.н., доцент	08.05.19	

Научный руководитель  Баймухаметов М.А.  
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся  К.Б.Кескинбаев

Дата " \_\_\_\_ " 2019 г.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Кескинбаева Куаныша

специальность 5B070800 –Нефтегазовое дело

Тема: Проект расширения нефтепровода КТК для увеличения транспортировки нефти с РК в порт Новороссийск

Дипломный проект посвящен проектированию расширения нефтепровода КТК для увеличения транспортировки нефти с РК в порт Новороссийск.

Дипломантом собран необходимый фактический материал по теме, который позволил ему произвести расчеты увеличения пропускной способности трубопровода КТК для увеличения прокачки нефти до 67 млн.тонн в год, выполнить технологическую часть, специальную часть, проанализировать экономическую эффективность, безопасность жизнедеятельности и охрану окружающей среды.

При выполнении комплексного дипломного проекта автор проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного дипломный проект рекомендуется к защите, а дипломант Кескинбаев Куаныш достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 5B070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
сениор лектор  
кафедры НИ  
ИГиНГД им. К.Турысова,  
канд. физ.-мат. наук,  
доцент

Баймухаметов М.А.

«15» мая 2019 г.





## **АННОТАЦИЯ**

Данный дипломный проект состоит из двух частей.

В технико-технологическом разделе рассматриваются технологические решения по линейной части трубопровода. В специальной части рассматривается вопрос по очистке полос, прочность и проверка на герметичность. В экономической части рассматриваются вопросы капитальных вложений, общих инвестиционных затрат, источников финансирования газопровода, также произведены расчеты фондоемкости, фондоотдачи, фондоооруженности.

## **АНДАТПА**

Бұл дипломдық жоба екі бөлімнен тұрады.

Техника-технологиялық бөлімде сзықтық құбырының болімі жайында технологиялық шешімдер қарастырылған. Арнайы бөлімінде құбырдың шұнқырының тазалау сұрағы, құбыр күшінің сынауы және оның герметикалық күшінің тексеріліуі қарастырылған. Экономикалық бөлімде капиталдық салуларының, инвестициялық жалпы шығыстарының, құбыр қаржыландыруының дереккөзізің сұрақтары келтірілген.

## **ANNOTATION**

This degree project consists of two parts.

In the technical and technological section technological decisions on linear part of the pipeline are considered. In special part the question on cleaning of a cavity of the gas pipeline, test of the gas pipeline for durability and check for tightness is considered. In economic part questions of capital investments, the general investment expenses, sources of financing of the gas pipeline are considered. Calculations of capital intensities, capital productivity and capital-labor ratio are made.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение .....	9
1	Технико-технологическая часть .....	11
1.1	Добыча и экспорт нефти РК .....	11
1.1.1	Добыча и экспорт нефти в РК за последние 10 лет .....	11
1.1.2	Добыча и экспорт нефти с РК до 2030 года .....	13
1.2	Расширение нефтепровода КТК как основного трубопровода РК для экспортации нефти с крупных нефтедобывающих компаний .....	15
1.2.1	История строительства нефтепровода КТК .....	15
1.2.2	Сорт нефти КТК (CPC Blend) и Банк качества нефти .....	16
1.2.3	Технико-экономическое обоснование расширения нефтепровода КТК .....	17
2	Специальная часть	18
2.1	Модернизация трубопровода 88 КМ по территории РК .....	18
2.1.1	Существующее положение .....	18
2.1.2	Расчет пропускной способности трубопровода .....	19
2.1.3	Основные проектные решения .....	20
2.2	Расширения существующих НПС .....	25
2.2.1	Расширение НПС КТК-К .....	25
2.2.2	Расширение НПС КТК-Р .....	37
2.3	Строительство новых НПС на территории РК .....	42
2.3.1	Проект организации строительства НПС – 3 .....	42
2.3.2	Проект организации строительства НПС – 4 .....	44
	Заключение .....	46
	Список использованных источников .....	47

## ВВЕДЕНИЕ

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – крупнейший международный нефтетранспортный проект с участием России, Казахстана, а также ведущих добывающих компаний, созданный для строительства и эксплуатации магистрального трубопровода протяженностью более 1,5 тыс. км

Строительство нефтепроводной системы началось 12 мая 1999 года. 13 октября 2001 года на Морском терминале под Новороссийском КТК осуществил пробную загрузку первого танкера. Объемы нефти, сдаваемой в трубопровод КТК, ежегодно увеличивались и уже к середине 2004 года КТК вышел на показатель полной пропускной способности первого этапа развития – 28,2 миллиона тонн. С 2005 года КТК, используя антифрикционные присадки, постепенно увеличивал объемы транспортировки, которые в 2010 году достигли значения в 35 миллионов тонн в год.

Но в целом система КТК еще не достигла предела своих возможностей. С самого начала проект КТК разрабатывался с расчетом увеличения первоначальной пропускной способности почти в 2,5 раза. В настоящее время Каспийский Трубопроводный Консорциум приступил к расширению мощности своей нефтепроводной системы до 67 млн. тонн нефти в год. Реализация Проекта расширения выведет компанию на новый экономический уровень. Предполагается, что выручка увеличится более чем в два раза и составит порядка 2,3 млрд. долл. США в год.

КТК – это один из наиболее рентабельных и надежных маршрутов транспортировки нефти из Каспийско-Черноморского региона на мировые рынки. Ежегодно КТК прокачивает более трети всей экспортной нефти Казахстана - государства, имеющего растущее значение в поставках нефтепродуктов на мировые рынки.

Увеличение добычи нефти является залогом востребованности нефтепроводной системы КТК в долгосрочной перспективе. Аналогичным образом значительные инвестиции КТК в Проект расширения – это гарантия того, что у компаний, добывающих нефть в регионе, по-прежнему будет возможность осуществлять поставку этой нефти.

В 1998 г. было разработано Технико-экономическое обоснование строительства (ТЭО-С) нефтепроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) по Российской части и Технико-экономическое обоснование модернизации (ТЭО-М) нефтепроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) в Казахстане, предназначеннай для перекачки нефти месторождений западного региона

Республики Казахстан и Российской Федерации на морской терминал в районе Новороссийска. ТЭО модернизации (Казахстан) нефтепроводной системы КТК прошло экспертизу Государственной внедомственной экспертизы проектов КАЗСТРОЙКОМИТЕТА, Заключение № 2-41/98 от 17 января 1998 года.

Основные показатели трубопроводной системы:

Протяженность 1500 км, в том числе 452 км по территории Казахстана; Количество нефтеперекачивающих станций 15, из них 4 – на территории Казахстана, и 11 - на территории России.

В соответствии с ТЭО, выход на максимальную пропускную способность планировался поэтапным, строительством промежуточных нефтеперекачивающих станций и реконструкцией линейной части.

В 2001 г. был реализован первый этап развития системы КТК: строительство линейной части, морского терминала и пяти первоочередных НПС. В апреле 2003 г. первая очередь нефтепроводной системы КТК была выведена на штатную эксплуатацию. Пропускная способность первой очереди в соответствии с ТЭО строительства 28,2 млн. тонн в год.

Последующее расширение пропускной способности нефтепровода предусматривалось в четыре этапа с достижением максимальной пропускной способности, осуществление проекта расширения обеспечить максимально запланированной пропускной способности 67,0 млн. тонн в год без АФП, 76 млн. тонн в год с АФП в 2014 г.

Для выполнения данного плана руководство КТК приняло решение о полном расширении системы и обеспечении проектной производительности в соответствии с утвержденным ТЭОС уже в 2011-2014 гг. Объем перекачки от НПС Тенгиз до НПС Атырау, увеличится с 13,05 млн. т/год до 35,2 млн. т/год, от НПС Атырау до границы с РФ с 20,64млн. т/год до 52,5 млн. т/год.

Для реализации этого решения КТК подписал контракт на корректировку проектной документации по расширению нефтепроводной системы КТК с группой компаний в составе Gulf Interstate Engineering (GIE), John Brown E&C, ОАО «Гипровостокнефть» и ОАО «Казахский институт нефти и газа».

# **1 Технико-технологическая часть**

## **1.1 Добыча и экспорт нефти РК**

### **1.1.1 Добыча и экспорт нефти в РК за последние 10 лет**

Среди стран бывшего Советского союза, Казахстан обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов после России. В соответствии с данными Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, извлекаемые запасы нефти в стране оцениваются в 4,1 миллиардов тонн (30 миллиардов баррелей), включая месторождения на суше (более 4 миллиардов тонн). Запасы газового конденсата оцениваются в 300 миллионов тонн.

По данным Министерства Энергетики Республики Казахстан, доказанные запасы нефти и газового конденсата в стране достигают 39,8 миллиардов баррелей (примерно 5,3 миллиардов тонн). При сохранении текущего уровня производства и неизменном объеме запасов добыча нефти и газа в стране может длиться в течение 70 лет.

По данным Oil & Gas Journal, на январь 2014 года Казахстан по запасам нефти занимал 12-е место в мире. Запасы нефти в Казахстане находились на уровне 30 миллиардов баррелей, или 4,1 миллиардов тонн, что составляет 1,8% мировых запасов.

По данным Министерства Энергетики Республики Казахстан, запасы углеводородов Казахстана могут удвоиться за счет разведки глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины. До сегодняшнего дня проводилась разведка и исследовались только так называемые предбортовые зоны этого бассейна.

В Казахстане насчитывается 15 осадочных бассейнов, пять из которых используются в коммерческих целях (в них сконцентрировано более 65% извлекаемых запасов нефти страны).

Последующее увеличение ресурсной базы страны может быть осуществлено благодаря освоению шельфовых месторождений. Традиционные нефтедобывающие регионы страны не смогут компенсировать сокращение производства в будущем.

**БАЛАНС НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА по РК (\*тыс.тонн) с 2000 по 2018 гг.**

Наименование \ период	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>1.Добыча нефти и газового конденсата</b>							61 458	64 865	67 225	70 617	76 513	79 686	80 060	79 216	81 789	80 826	79 457	78 040	86 212	90 360
<b>2.Экспорт</b>																				
							60 265	62 820	68 105	71 359	71 138	68 617	72 077	62 446	60 949	62 091	69 783	72 498		
<b>3.Поставка импортной нефти, в том числе</b>	<b>2 066</b>	<b>2 485</b>	<b>2 963</b>	<b>3 916</b>	<b>5 022</b>	<b>6 524</b>	<b>6 661</b>	<b>6 081</b>	<b>7 208</b>	<b>7 123</b>	<b>6 179</b>	<b>7 401</b>	<b>585</b>	<b>101</b>	<b>2</b>	<b>42</b>	<b>21</b>			
<i>НПЗ</i>																				
	2 066	2 485	2 963	3 916	5 022	6 524	6 661	6 081	7 208	7 123	6 179	7 401	585	101	2	42	21			
<b>4.Переработано, в том числе</b>																				
<i>НПЗ</i>																				
	17 535	18 786	22 507	23 297	24 837	25 815	25 387	28 046	28 776	29 307	29 575	31 294	29 518	29 400	30 246	33 086				
<b>Всего экспорт (в т.ч. по направлениям)</b>																				
<i>Амур-САМАРА</i>																				
<i>КТК</i>																				
<i>морпорт</i>																				
<i>Испочник - ИАЦНГ</i>																				

Как мы видим из вышеуказанной таблицы, транспортировка через нефтепроводную систему КТК выросло с 25 млн.тонн до 35 млн.тонн нефти в год до проекта расширения, и с 35 млн.тонн нефти после завершения проекта расширения.

### **1.1.2 Добыча и экспорт нефти с РК до 2030 года**

Месторождение Кашаган был запущен в 2016 году. На сегодняшний день добыча на Кашагане составляет в среднем 340-350 тыс баррелей или 42-43 тыс.тонн в сутки. После завершения плановых работ до конца мая 2019 года, планируется увеличение добычи с начала до 375 тыс.баррелей или 48 тыс.тонн, В таком случае годовая добыча на Кашагане будет на уровне 16-17 млн.тонн.

Также сейчас началось строительство завода третьего поколения месторождения Тенгиз, где планируется увеличить добычу до 40 млн.тонн к 2023 году. К этим объемам еще прибавляется объемы добычи месторождения Караганак, который добывает в год в среднем по 12 млн.тонн. Итого, только с трех месторождений, мы имеем объем 68 млн.тонн нефти, не считая те новые морские проекты, которые сейчас активно развивается, и планируется начала добычи на морском шельфе к 2023 году.

Как я указывал выше, на сегодняшний день, экспорт нефти через КТК является самым экономический выгодным маршрутом, соответственно все акционеры/грузоотправители с крупных проектов стремятся транспортировать нефть именно по КТК.

В нижеприведенной таблице показаны планы добычи нефти в РК до 2030 года с планируемым направлением транспортировки, как на экспорт, так и на внутренний рынок (на НПЗ РК). Также там указан дефицит мощностей который возникает, начиная с 2023 года.

**Прогнозный баланс добычи и распределения нефти и газового конденсата в Республике Казахстан на 2018-2030 гг. (млн. тонн)**

Наименование	2017 факти	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Добыча, всего, из них:</b>	<b>85</b>	<b>87</b>	<b>88</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>99</b>	<b>100</b>	<b>104</b>	<b>108</b>	<b>106</b>	<b>105</b>	<b>105</b>	<b>105</b>
<i>Тенгизшеройл</i>	29	28	28	28	28	28	38	39	40	39	37	34	31	29
<i>Карачаганак</i>	11	12	11	11	12	12	13	13	13	13	12	12	11	10
<i>Кашаган (НКОК)</i>	8	11	12	13	13	13	14	14	15	16	16	16	16	16
<i>Другие морские</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3	9	12	16	24
Атырау-Самара	16	14	13	9	10	10	10	10	10	10	10	9	8	7
<b>КТК</b>	<b>50</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>56</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>58</b>	<b>55</b>
Казахстан-Китай (Атасу-Алашанькоу)	12	12	11	16	16	19	18	18	18	18	17	17	17	15
Порт Актау	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	-	-	-	-
Не распределенные из них	-	-	-	-	-	-	-	-	5	7	12	17	18	24
<i>Тенгизшеройл</i>														
<i>НКОК</i>									5	6	9	8	6	-
<i>другие морские</i>									1	3	9	12	16	24
<i>остальные</i>														

Источник - ИАЦНГ

## **1.2 Расширение нефтепровода КТК как основного трубопровода РК для экспорта нефти с крупных нефтедобывающих компаний**

### **1.2.1 История строительства нефтепровода КТК**

Нефтепровод КТК был построен и запущен в эксплуатацию в 2004 году для транспортировки нефти с обширных месторождений Западного Казахстана, а также сырье российских производителей. Нефть транспортируется до Морского терминала компании в поселке Южная Озереевка (западнее Новороссийска), где загружается на танкеры для отправки на мировые рынки.

Акционерами КТК являются:

1. Российская Федерация – 24%;
2. АО «НК «КазМунайГаз» - 19%;
3. Шеврон Каспиэн Пайплайн Консорциум Компани – 15%
4. ЛУКАРКО Б.В. – 12,5%
5. Мобил Каспийская трубопроводная компания – 7,5%
6. Роснефть-Шелл Каспиэн Венчурс Лимитед - 7,5%
7. КТК Компани - 7%
8. БГ Оверсиз Холдингс Лтд - 2%
9. Эни Интернэшнл - 2%
10. КОО Казахстан Пайплайн Венчурс - 1,75%
11. Орикс Каспиан Пайплайн Лтд - 1,75%

Как видно из состава акционеров, все крупные мировые нефтедобывающие компании, которые имеют доли участия в проектах по добыче нефти как в РК, так и в РФ являются акционерами КТК.

Идея строительства нефтепровода была реализовано в основном для транспортировки нефти с трех крупных месторождений РК, это нефть с месторождения Тенгиз, для групп месторождении Северо-Каспийского проекта (Кашаган, Каламкас, Кайран и Актоты) и месторождения Караганак. Акционерами данных месторождений являются крупные транс-атлантические нефтяные компании, такие как Ексон Мобил, Шеврон, Шелл, ЕНИ, Тоталь и КМГ. Также по нефтепроводу КТК транспортируется нефть с других месторождений таких крупных нефтегазовых компаний РК, как ЭмбаМунайГаз, ОзеньМунайГаз, Саутс Ойл, Матен Петролеум, Казахойл Актобе, и крупные компании РФ, это группа компаний Роснефть, Лукойл.

Как было указано выше, по нефтепроводу КТК до 2010 года транспортировалось 28 млн тонн нефти, далее эту мощность довели до 35 млн.тонн в год с использованием антифрикционных присадок. С учетом того что добыча нефти в крупных месторождениях РК растет ежегодно и

планируется дальше наращивать объемы до 77 млн.тонн к 2030 году, было принято решение начать расширение пропускной способности нефтепровода КТК до 67 млн.тонн нефти (из них 52 млн.тонн с РК). С учетом применений АФП, мощность увеличена до 74 млн.тонн нефти в год. Как всем известно, сейчас компания ТШО приступил к реализации проекта завода нового поколения (3-ий завод). Планируется увеличить добычу еще на 12 млн тонн нефти в год, с общим объемом добычи до 37-38 млн.тонн в год. Также по СКП идет поэтапное увеличение добычи до 16 млн.тонн без учета проекта расширения фаза-1. Кроме того, начиная с 2025 года, планируется начало добычи в других морских месторождениях Каспийского моря находящихся на территории РК, где планируется увеличение добычи до 20 млн.тонн нефти к 2030 году. С учетом всего этого, как мы видим, даже запланированных мощностей по транспортировке нефти по КТК будет не достаточно для удовлетворения потребностей всех нефтяных компаний РК. По транспортируемой системе КТК, в основном транспортируется нефть (81% всей транспортируемой нефти) с месторождения Тениз (ТШО), Караган (СКП), и Караганак (КПО). Как мы все знаем, нефть с месторождений вышеуказанных компаний является очень легким (плотность 0,780-0,790) но с высоким содержанием серы. Цена нефти смеси КТК, на мировом рынке котируется с премией, и имеет высокий спрос из за большого выхода светлых нефтепродуктов при ее переработке.

### **1.2.2 Сорт нефти КТК (CPC Blend) и Банк качества нефти**

Компания КТК, является единственной компанией на территории СНГ, который при транспортировке нефти через свою систему использует Банк качества нефти.

Банк качества нефти функционирует в системе КТК с 2002 года. В разработке концепции и ее практической реализации принимали участие независимые международные консультанты, имеющие значительный опыт в данной сфере. Банк качества нефти представляет собой механизм штрафных и компенсационных выплат нефтедобывающим компаниям в зависимости от качества поставляемого ими в систему нефтепроводов сырья.

Магистральный нефтепровод принимает смеси нефти с различных месторождений и усреднение в потоке в результате такого смешения затрудняет адекватный учет специфических индикаторов качества сырья (содержание парафина, высокопотенциальных фракций для производства масел и специальных топлив и т. д.). Банк качества позволяет использовать в расчетах два наиболее общих показателя - плотность в градусах API и удельное

содержание серы, которые являются определяющими для экономики переработки и ценообразования на рынке.

Фактические данные принятых в систему и отгруженных партий нефти, а также показатели ее качества являются основанием для вычисления коэффициентов, которые используются при взаиморасчетах с грузоотправителями. За изменение показателей качества нефти участники получают из банка или производят в банк платежи при приеме сырья в систему нефтепровода и при сдаче в конечном пункте транспортировки, таким образом, изменение значений показателей качества (улучшение или ухудшение) оценивается в денежном выражении. Все Грузоотправители (Участники), перекачивающие свою нефть по Системе КТК, обязаны участвовать в Банке качества, как условие для предоставления Компанией услуг по транспортировке нефти в общем потоке.

Сорт нефти КТК, котируется на мировом рынке под название CPC Blend, или смесь КТК. Данный сорт нефти имеет высокий спрос среди всех нефтеперерабатывающих заводов мира. Основными потребителями являются НПЗ Европейских стран. Но в последнее время, очень много грузов уходит как на Азиатско-Тихоокеанский рынок, так и на Америку.

### **1.2.3 Технико-экономическое обоснование расширения нефтепровода КТК**

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Значения показател ей на этапах	
			Начальн ого строител ьства	Полног о развити я системы
1	2	3	4	5
	<b>Проектная производительность системы по участкам</b>	млн.тонн/год	28,2	67,00
1.1	<b>Тенгиз-Атырау</b>	млн.тонн/год	13,05	35,2
1.2	<b>Атырау-Астрахань</b>	млн.тонн/год	20,64	52,5
1.3	<b>Астрахань-Кропоткин</b>	млн.тонн/год	20,92	51,51
1.4	<b>Кропоткин – Черное Море</b>	млн.тонн/год	28,2	67,00

2	<b>Длина трубопровода</b>	км	1500	1500
3	<b>Продолжительность строительства</b>	Мес.	18	24
4	<b>Сумма инвестиции</b>	млрд. долларов США		5,57
5	<b>Срок окупаемости капитальных вложений</b>	лет	9	8
6	<b>Тарифы на прокачку по участкам</b>	Доллар США/т	38	38

## **2 Специальная часть**

### **2.1 Модернизация трубопровода 88 КМ по территории РК**

#### **2.1.1 Существующее положение**

Существующий трубопровод начинается на НПС Тенгиз на северо-восточном побережье Каспийского моря и проходит в северо-западном направлении до НПС Атырау. Трубопровод нефтепроводной системы КТК между нефтеперекачивающей станцией (НПС) Тенгиз и НПС Атырау состоит из труб диаметром 1020 мм на участке КО 0-КО116 и 720мм на участке КО 116-НПС Атырау (КО 204).

Давление на головной НПС Тенгиз равно 4,6 МПа, давление в трубопроводе на входе НПС Атырау должно быть не менее 0,7 МПа. На участке с трубопроводом диаметром 720мм от КО 116 до НПС Атырау создается гидравлическое сопротивление, уменьшая пропускную способность трубопровода. Эквивалентная шероховатость внутренней стенки, обоих типоразмеров трубы в связи с малой пропускной способностью перекачиваемой нефти, которая вызывает коррозию, принимается равной 0,225 мм (для сварных, стальных труб после нескольких лет эксплуатации).

Гидравлическое сопротивление преодолевается за счет использования дополнительных насосных мощностей на НПС Тенгиз, но при прогнозируемом повышении объемов перекачки нефти, такое ограничение пропускной способности на 88-ми километровом участке не может более компенсироваться повышением насосных мощностей на НПС Тенгиз без превышения установленного максимально допустимого рабочего давления (МДРД) трубопровода. Поэтому для увеличения пропускной способности и уменьшения потерь напора, устранения гидравлического сопротивления, создаваемого данным участком трубопровода, необходимо увеличить диаметр трубы на этом участке. Проектом предусматривается замена участка 88км на трубы диаметром 1020мм.

#### **2.1.2 Расчет пропускной способности трубопровода**

Определение часовой производительности трубопровода для обеспечения транспортировки годового объема (38 млн.тонн в год):

$$Q = \frac{G_r \cdot k_{HP}}{24 \cdot N_p \cdot \rho}, \quad (2.1)$$

$G_r$  – годовая (массовая) производительность нефтепровода, т/год;

$N_p$  - расчетное число рабочих дней трубопровода = 350 суток;

$\rho$  - плотность нефти согласно паспорту качества от КТК;

$k_{np}$  - однониточный трубопровод, подающий нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов – 1.10, в случае однониточных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов.

При ежегодном объеме транспортировки 28 млн тонн или 35,6 млн.м<sup>3</sup> часовой объем производительности трубопровода из расчета плотности 0,785 кг/м<sup>3</sup>, что приведет:

$$Q = \frac{35670000 \cdot 1.1}{24 \cdot 350 \cdot 0,785} = 5950 \text{ м}^3/\text{час}$$

В случае увеличения диаметра трубы с 720 мм до 1020 мм ежегодный объем транспортировки будет составлять более 38 млн тонн или 48 млн.м<sup>3</sup> из расчета плотности 0,785 кг/м<sup>3</sup>, что приведет:

$$Q = \frac{48000000 \cdot 1.1}{24 \cdot 350 \cdot 0,785} = 8075 \text{ м}^3/\text{час}$$

### 2.1.3 Основные проектные решения

Основная часть нефтепровода относится к III категории, согласно СНиП 2.05.06.-85\*. Участки перехода через реки относятся к категории В (табл.3.п.1а, б, в), включая пойму реки и участки на расстоянии 1000м от границ участка ГВВ10%; участки перехода через оросительные каналы относятся к I категории. Участки перехода через овраги, балки, рвы, пересекающиеся ручьи относятся к III категории.

Полевое обследование выполненное 23 июня 2009 г. выявило участки с соровыми проявлениями, по примеру прохождения таких участков нефтепроводом Узень-Атырау- Самара в насыпи, аналогично предусматривается прокладка в насыпи, без изменения категории нефтепровода, а в местах прокладки с признаками скопления талых вод и осадков предусматривается повышение категории нефтепровода с пригрузами.

Участки перехода через автомобильные дороги и железную дорогу относятся к I категории. Участки пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20м по обе стороны от пересекаемой коммуникации относятся ко II категории. Способы пересечения показаны в типовых чертежах пересечений

трубопровода. Глубина заложения 1.0м до верха трубы. Характеристики нефтепровода по категориям приведены в таблице 3.2.1.1

На участке нефтепровода диаметром 1020 мм помимо шарового крана, в составе узла приема очистного устройства на НПС Атырау, установлено еще шесть линейных шаровых кранов подземной установки на километровых отметках: 146-166-180-183-193-195 и один надземной установки на 203 км.

В качестве запорной арматуры приняты полнопроходные шаровые краны Ду1000мм, подземной установки с электроприводом Класс 600.

Все узлы установки шаровых кранов снабжены блок – боксами для размещения аппаратуры SCADA, которая используется для контроля над состоянием трубопровода и дистанционного управления шаровых кранов.

Используя многолетние наблюдения эксплуатационной службы трубопровода, для зимнего периода принята наихудшая температура грунта, равная на глубине залегания – 2,7°C. Для весенне-летне-осеннего периода принята средняя температура равная + 10°C.

Количество рабочих дней принимается равным 350 дням (коэффициент готовности 0,95 в соответствии с нормами проектирования, разработанными компанией GULF)

Нефтепровод пересекает существующие подземные коммуникации. В соответствии со СНиП 2.05.06-85\*(п.5.5) при взаимном пересечении подземных трубопроводов расстояние между ними в свету принимается не менее 350 мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60°C.

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод,

канализация, кабели и др.) запроектированы в соответствии с требованиями СНиП II-89-80\*.

Пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями выполнены в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными организациями – владельцами коммуникации.

Разработка и засыпка траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнена вручную по 2 м в обе стороны.

Проектируемый участок перехода нефтепровода через реку Урал диаметром 1020 мм, давлением 6700кПа, прокладывается в техническом коридоре действующего нефтепровода КТК, диаметром 720 мм, который будет демонтирован после монтажа новой трубы.

Укладка подводного перехода нефтепровода через р. Урал предусматривается параллельно существующей нитке диаметром 720 мм, на расстоянии 40м, ниже по течению.

Технологический комплекс выполняемых операций по укладке трубопровода методом горизонтально-направленного бурения предусматривает выполнение следующих видов работ:

- устройство основания под проходческую буровую установку;
- монтаж проходческой буровой установки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- сварка рабочего трубопровода;
- контроль качества сварных стыков;
- бурение пилотной скважины;
- предварительное гидравлическое испытание трубопровода на площадке (I этап испытания);
- нанесение изоляции на сварныестыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;
- устройство основания под направляющие опоры спусковой (стапельной) дорожки, установка направляющих опор и укладка на них трубопровода;
- ступенчатое последовательное расширение пилотной скважины до заданного диаметра;
- калибровка скважины;
- протаскивание в грунтовую скважину рабочего трубопровода, забалластированного водой;
- испытание уложенного в грунтовую скважину трубопровода (II этап);
- демонтаж технологического оборудования.
- испытание уложенного в грунтовую скважину трубопровода (II этап);
- демонтаж технологического оборудования;
- устройство временных амбаров для бентонитового раствора (БР) и шлама;
- прокладка временного водовода Ду 150 через руслореки для перекачки бентонитового раствора на противоположный берег;
- ликвидация амбаров для (БР) и шлама;
- -вывоз шлама на утилизацию.

На стадии разработки проекта предварительного строительства (ППС) было установлено, что переходы через водные препятствия методом ГНБ не требуют строительства резервных ниток.

Авария на переходе методом ГНБ является крайне маловероятной. Поэтому данный проект не предусматривает резервную нитку.

Размещение подводного перехода принято с учетом:

- прогнозируемого размыва 5% обеспеченности левого берега – 3.47 м;

- правого берега - 2.52 м; дна реки – 1.71 м;
- существующих грунтовых условий;
- протяженности перехода, ограниченной перемещением русла, размывом берегов и дна, а также специфики производства работ по строительству подводного перехода методом ГНБ;
- точки забуривания пилотной скважины, расположенной на левом берегу;
- размещения и монтажа прямолинейной плети перехода перед протаскиванием на правом берегу р. Урал;

Проектом приняты следующие технические решения по строительству подводного перехода нефтепровода диаметром 1020 мм методом ГНБ:

- укладка подводного перехода трубопровода диаметром 1020 мм методом ГНБ длиной, с учетом упругого изгиба - 930 м.
- монтаж гнутых отводов с вершинами углов поворота в вертикальной плоскости на ПК781+86.2 и ПК787+80.10 для подключения пойменных участков проектируемого нефтепровода к участку, уложенному методом ГНБ.

Структура усиленного 3-слойного полиэтиленового покрытия включает: наплавленный эпоксидный порошок + связующее вещество + пропитанный полиэтилен высокой плотности. Данная изоляция применяется для трубопроводов, эксплуатируемых в интервале температур от - 60°C до +110°C, обладает высокой влагостойкостью, стойкостью к кислотам, щелочам, солям и другим химикатам, воздействующим на трубопроводы. Обладает хорошей устойчивостью к давлению грунта и давлению, возникающему при производстве работ по засыпке и утрамбовке траншеи. Изоляционное покрытие соответствует СНиП 2.05.06-85\* и ГОСТ 25812-83.

Все работы по монтажу, сварке и контролю сварных соединений должны выполняться в соответствии с требованиями ВСН 006-89, СНиП III-42-80\*.

Типовой инструкцией по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома.

РД 51-108-86 «Инструкции по технологии сварки, резки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах» по аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Соединение труб с разной толщиной стенки участков горизонтально-направленного бурения и прилегающих необходимо выполнить в соответствии с требованиями СНиП III-42-80\*, п.4.5 и использованием переходных колец.

Сварные швы будут покрыты термоусадочными полиэтиленовыми муфтами, конструкция которых по слоям следующая:

- первоначальный слой, сделанный из эпоксидной угольной смолы (125 – 150 м);
- внутренняя пленка, сжимающаяся при нагревании (2 – 3 мм толщиной);
- внешняя обшивка, сжимающаяся при нагревании (3 – 4 мм толщиной);
- сжимающиеся при нагревании муфты (1 – 2 мм толщиной).

Магистральный нефтепровод должен быть очищен и испытан на прочность и герметичность, согласно СНиП 2.05.06-85, ВСН 011-88, ВСН 014-89. До начала работ Исполнитель (строительно-монтажное управление) с участием Заказчика согласует с местными органами власти, органами охраны окружающей среды вопросы, касающиеся мест забора воды при испытании и месте ее слива после вытеснения в амбары-отстойники, а затем на рельеф местности или в источник водозабора. Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода производятся по технологии, включающей:

- обеспечение экологической безопасности при производстве работ по очистке полости и испытанию трубопровода;
- защиту нефтепровода от загрязнений на всех этапах сооружения нефтепровода.

Предварительное испытание участков категории В и I на переходах через водные преграды, автомобильные и железные дороги, линии электропередач, вблизи жилых застроек, осуществляется поэтапно и включает:

- Очистку полости трубопровода продувкой
- Контроль проходного сечения нефтепровода поршнем-калибром
- Испытание на прочность нефтепровода циклическим способом
- Вытеснение воды послегидравлического испытания воздухом или транспортируемым продуктом.

На трассе трубопровода должна предусматриваться установка железобетонных или металлических знаков высотой 1,5-2,0м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 1км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами.

Контроль качества строительства осуществляется:

- производственный контроль – подрядчиком;

- технический надзор – органом технического надзора за качеством строительства на объектах магистральных трубопроводов, действующим на основании соответствующих лицензий.

В процессе строительства трубопровода должны выполняться следующие виды контроля:

- Контроль качества при ГНБ
- Контроль качества бурового раствора
- Контроль качества выполнения земляных работ
- Приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов
- Контроль качества сборочно-сварочных работ
- Контроль качества работ по защите от коррозии
- Контроль качества очистки полости, испытания на прочность и проверки на герметичность
- Контроль качества средств электрохимзащиты

## **2.2 Расширения существующих НПС**

### **2.2.1 Расширение НПС КТК-К**

Существующая нефтеперекачивающая станция НПС Тенгиз является головной нефтеперекачивающей станцией Нефтепроводной системы КТК.

Нефть с месторождений Тенгиза подается по нефтепроводу, на котором установлены регулирующие клапаны, фильтры грязеуловители для очистки нефти от механических примесей, оснащенные предохранительными клапанами для сброса давления. Для определения количества и качества нефти предусмотрена площадка коммерческого узла учета нефти. Узел учета включает в себя измерительный блок, блок контроля качества. Для поверки счетчиков измерительных блоков на площадке предусмотрена турбопоршневая установка.

Объем резервуарного парка (4 резервуара с плавающей крышей, объемом  $V=20000\text{m}^3$ ) позволяет производить накопление нефти в соответствии с цикличностью перекачки.

Для подачи нефти из резервуаров на прием магистральной насосной установлено 2 подпорных насоса (1 рабочий + 1 резервный) вертикального исполнения, производительностью  $Q=2500 \text{ m}^3/\text{ч}$ , напором  $H=80\text{м}$  с приводом мощностью 800 кВт. Установка подпорных насосов будет осуществлена по затратам на основную деятельность.

Для защиты от превышения давления в резервуарном парке и магистральном нефтепроводе, после подпорной насосной предусмотрена площадка регуляторов давления.

На потоке нефти после подпорных насосов установлен турбинный расходомер, осуществляющий функции оперативного узла учета.

Далее нефть насосами марки НМ 2500-230 (2 рабочих + 1 резервный) мощностью  $N = 2000$  кВт подается в магистральный трубопровод. Подсоединение насосов последовательное.

### Расчет подбора насоса

1. Определим характеристики насоса при работе на воде:

Таблица 1 — Характеристики насоса при работе на воде:

$Q_B, \text{м}^3/\text{ч}$	$H_B, \text{м}$	$N_B, \text{кВт}$	$\eta_B, \%$	$\Delta h_B, \text{м}$
3600	230	2204	88	38

2. Определим эквивалентный диаметр колеса насоса:

$$D_{\text{экв}} = \sqrt{4D_2 b_2 K} \quad (2.2)$$

где  $D_2$  — диаметр колеса на выходе  $D_2 = 512$  мм;

$b_2$  — ширина колеса на выходе  $b_2 = 26$  мм;

$K$  — коэффициент стеснения жидкости  $K = 0,9$ .

$$D_{\text{экв}} = \sqrt{4 \cdot 0,512 \cdot 0,026 \cdot 0,9} = 0,219 \text{ м}$$

3. Определим число Рейнольдса в колесе насоса:

$$Re = \frac{Q_{\text{норм}}}{D_{\text{экв}} v} \quad (2.3)$$

где  $Q_{\text{норм}}$  — оптимальная подача насоса (КПД максимальен)  $Q_{\text{норм}} = 3600 \text{ м}^3/\text{ч}$

$$Re = \frac{3600}{3600 \cdot 0,219 \cdot 25 \cdot 10^{-6}} = 182648$$

4. Определим коэффициенты пересчета:

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{(Q_{\text{в.опт}} / K_{\text{вс}})}}{(H_{\text{в.опт}} / K_{\text{ст}})^{0,75}} \quad (2.4)$$

где  $Q_{\text{в.опт}}$ ,  $H_{\text{в.опт}}$  – подача и напор насоса при работе на воде с максимальным КПД;

$K_{\text{вс}}$ ,  $K_{\text{ст}}$  - число соответственно сторон всасывания рабочего колеса и ступеней насоса.

$$n_s = 3,65 \cdot 3000 \cdot \frac{\sqrt{(3600/3600 \cdot 2)}}{(230/1)^{0,75}} = 131,10$$

Зная эквивалентный диаметр и число Рейнольдса в насосе по nomogramme /2/

выберем коэффициенты пересчета:

$$K_Q = 1;$$

$$K_H = 1;$$

$$K_\eta = 1;$$

$$K_{\Delta h} = 1.$$

5. Пересчет характеристик насоса с воды на перекачиваемый продукт:  
Пересчет подачи:

$$Q_{\text{ж}} = K_Q Q_{\text{в}} \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{ж}} = 1 \cdot 3600 = 3600$$

Пересчет напора:

$$H_{\text{ж}} = K_H H_{\text{в}} \quad (2.6)$$

$$H_{\text{ж}} = 1 \cdot 230 = 230$$

Пересчет мощности:

$$N_{\text{жс}} = N_{\text{в}} \frac{\rho_{\text{жс}}}{\rho_{\text{в}}} K_Q K_H \frac{1}{K_\eta} \quad (2.7)$$

$$N_{\text{жс}} = 2204 \frac{785}{1000} 1 \cdot 1 \frac{1}{1} = 1730,14$$

Пересчет КПД:

$$\eta_{\text{жс}} = K_\eta \eta_{\text{в}} \quad (2.8)$$

$$\eta_{\text{жс}} = 1 \cdot 88\% = 88\%$$

Пересчет допустимого кавитационного запаса:

$$\Delta h_{\text{жс}} = K_{\Delta h} \Delta h_{\text{в}} \quad (2.9)$$

$$\Delta h_{\text{жс}} = 1 \cdot 38 = 38$$

Таблица 2 — Характеристики насоса при работе на воде:

$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$H_{\text{ж}}, \text{м}$	$N_{\text{ж}}, \text{кВт}$	$\eta_{\text{ж}}, \%$	$\Delta h_{\text{ж}}, \text{м}$
3600	230	1730,14	88	38

### Основные показатели

По своему технологическому назначению НПС Тенгиз является перекачивающей станцией с технологическими резервуарами.

Основные параметры работы НПС:

- На нефтеперекачивающей станции Тенгиз, в помещении новой магистральной насосной устанавливаются три последовательно подключенных магистральных насосных агрегата Р0021-РУ-С001 А/В/С (два рабочих + один резервный).
- В качестве магистральных насосов применяются насосные агрегаты производительностью 5780  $\text{м}^3/\text{ч}$ , напором от 277 м. Агрегаты укомплектованы электродвигателями во взрывобезопасном исполнении мощностью 5000 кВт.

- Электроснабжение насосной станции НПС Тенгиз, как потребителя I категории, осуществляется от существующей двухтрансформаторной подстанции 110/10кВ с трансформаторами мощностью 2х25 кВА.
- Общая потребность НПС в электроэнергии составляет 10 МВт с учетом затрат на электроотопление помещений.
- Дополнительная Потребность в воде на хозяйственно-питьевые нужды составляет 0,8 м<sup>3</sup>/сут. Площадь расширения НПС в пределах ограждения составляет 0,333 га; площадь, занимаемая сооружениями за пределами НПС – 1,24 га.

По результатам инженерно-геодезических, инженерно-геологических и инженерно- гидрометеорологических изысканий мероприятий по инженерной защите территории не требуется.

Отходы производства, возникающие в процессе эксплуатации, будут утилизироваться на специализированных предприятиях.

## **Технологические решения**

На трубопроводе от ТШО предусматривается установка насосных фильтров 21-FL- A001A/B/C для защиты оборудования НПС путем очистки перекачиваемой жидкости от крупных механических примесей.

В качестве насосных фильтров применяются жидкостные фильтры производительностью 3500 м<sup>3</sup>/ч. Проектом выполнена защита фильтров-грязеуловителей Р0021-FL-A001 A/B/C от превышения давления сверх допустимого при их отключении за счет установки термальных предохранительных клапанов. На трубопроводе нефти, поступающей на фильтры-грязеуловители, и трубопроводе нефти от регуляторов давления на границе территории НПС, предусмотрены изолирующие фланцы и отключающие электроприводные задвижки ESV 0005, ESV 0006. Для приема нефти от поставщика ТШО с месторождений «Тенгиз» на НПС запроектирован новый узел учета УУН РК А004 .

Для увеличения перекачки нефти на площадке подпорных насосов устанавливается дополнительный насос 21-РУ-С004С, марки НПВ 2500-80, с асинхронным электродвигателем ВАОВ-630L-4У1, мощностью N=800 кВт, который для нового объема перекачки является третьим основным подпорным насосом для работы по схеме 2 рабочих + 1 резервный, с отнесением затрат по основной деятельности, т.е. не входят в объем работ по корректировке проекта.

Для дополнительной очистки нефти на приеме подпорного насоса установлен фильтр

P0021-FL-C002B.

Далее нефть поступает на магистральные насосы, расположенные в здании. Магистральные электронасосные агрегаты P0021-PU-C001 A/B/C (два рабочих + один резервный, расход 5780 м<sup>3</sup>/ч, напор 680 м, N=5000 кВт) работают в режиме параллельной перекачки. После насосов устанавливается быстродействующий обратный клапан. При выходе из строя одного из работающих насосов, ввод резервного насоса в работу осуществляется автоматически.

Для тонкой очистки нефти от механических примесей на всасывающем трубопроводе каждого магистрального насоса установлены жидкостные фильтры P0021-FL-A002A/B/C.

## **РАСШИРЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НПС АТЫРАУ**

### **Существующее положение**

Существующая нефтеперекачивающая станция НПС Атырау по своему технологическому назначению является головной перекачивающей станцией с резервуарами, предназначенными для приема нефти от поставщиков.

Электроснабжение НПС осуществляется от собственных турбогенераторов. Технологическая схема на НПС Атырау предусматривает подачу нефти из магистрального трубопровода через узел приема-пуска средств очистки и диагностики, расположенный на трассе магистрального нефтепровода КТК, а также для приема нефти от нефтедобывающих компаний: Аджип (Карачаганак), БГ (Карагачанак), ЛУКАРКО (Карагачанак), КПВ (Казмунайгаз), Орикс (Арм/Каламкас), Казмунайгаз (Ч.О, Казахстан) и перекачки ее из резервуаров в трубопроводную систему КТК.

На входе тенгизской нефти на площадку НПС Атырау установлены 2 фильтра-грязеуловителя 22-FL-A001A/B(один рабочий + один резервный Q=3500м<sup>3</sup>/ч, Ру=7,5 МПа), где она очищается от крупных механических примесей. Далее нефть поступает на магистральные насосы P0022-PU-C001 A/B (один рабочих + один резервный, Q=3200 м<sup>3</sup>/ч, H=411м, N=6600кВт) соединенные параллельно. Для тонкой очистки нефти от механических примесей на всасывающем трубопроводе каждого магистрального насоса установлены жидкостные фильтры P0022-FL-A002A/B.

На входе потоков нефти от поставщиков установлены регулирующие клапаны, фильтры-грязеуловители для очистки нефти от механических примесей, оснащенные предохранительными клапанами для сброса давления.

Объем резервуарного парка (2 резервуара ТК-В001А/В с плавающей крышей, объемом  $V=20\ 000\text{м}^3$ ) позволяет производить накопление нефти в соответствии с цикличностью перекачки.

Для подачи нефти из резервуаров на прием, на площадке магистральной насосной установлено 4 подпорных насоса 22-РУ-С002А/В/С/Д (3 рабочих + 1 резервный). Насосы вертикального исполнения, производительностью  $Q=812\ \text{м}^3/\text{ч}$ , напором  $H=97\text{м}$ ,  $N=300\text{kBt}$ .

Для защиты от превышения давления в резервуарном парке и магистральном нефтепроводе, после подпорной насосной предусмотрена площадка регуляторов давления.

Источником газоснабжения для работы турбины Тайфун, проектируемой для НПС Атырау, служит существующий и действующий газопровод Ø108x4, который обеспечивает топливным газом двух существующих аналогичных турбин Тайфун.

Согласно материалам ТЭО существующий газопровод запроектирован с учетом расширения.

На проектируемой линии подачи газа располагается узел запорного и выпускного клапанов. В состав узла входят один запорный и один выпускной клапан. Оба клапана приводятся в действие исполнительными поворотными механизмами с пневматическим приводом. Воздух подается в исполнительные механизмы через электромагнитные клапаны SOL12 и SOL11 соответственно. В необходимых ситуациях запорный клапан закрывается, перекрывая доступ газа в топливную систему на салазках, а выпускной клапан открывается, обеспечивая сообщение соединяющих трубопроводов с атмосферой.

## **Основные показатели**

На этапе расширения предусмотрена реконструкция НПС с целью увеличения ее пропускной способности.

В объем реконструкции НПС включены следующие дополнительные технологические сооружения:

- -магистральный насос с фильтром тонкой очистки;
- -блок сброса давления;
- -насос подпорный вертикальный с фильтром тонкой очистки;
- -резервуары сырой нефти  $20\ 000\ \text{м}^3$  -2шт;
- -магистральный фильтр-грязеуловитель;
- -расширение измерительных линий;
- -новый коммерческий узел учета нефти УУН 22 А009(Учет Кашаганской нефти);
- -станция технического обслуживания и другие.

Замена, рабочих колеса 2-ух существующих насосов размером с 557мм, на 563 мм, и установка 2-х насосных агрегатов с размером рабочего колеса 563 мм, позволит увеличить производительность НПС, т.к. объем перекачки нефти увеличивается с 20,64 млн. т/год до 52,50 млн. т/год.

Проектная производительность НПС, до реконструкции - 3200 м<sup>3</sup>/час

Проектная производительность НПС, после реконструкции - 8305(летом)/8190(зима) м<sup>3</sup>/час.

## **Технологические решения**

Для перекачки запланированных объемов нефти на НПС Атырау в объем реконструкции НПС включены следующие дополнительные технологические сооружения:

- 2 магистральных насоса с фильтром тонкой очистки;**

Для обеспечения новой производительности к существующим двум турбоприводным насосам модели 14×23 DVS производства компании Nuovo Pignone, Италия, производительностью  $Q=3200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , напором  $H=411 \text{ м}$ , добавляется третий и четвертый аналогичные насосы на место, зарезервированное под расширение. При этом, рабочие колеса 2-х существующих насосов размером 557мм, заменяются на рабочие колеса размером 563 мм. Дополнительные насосы также устанавливается с размером рабочего колеса 563 мм. Это позволит увеличить производительность насосов до 3719 м<sup>3</sup>/ч. Для максимальной совместимости оборудования используется турбинный привод мощностью  $N=5000 \text{ кВт}$  той же модификации, что и на существующих насосах.

На всасывающем трубопроводе насоса предусматривается установка жидкостного фильтра для тонкой очистки нефти от механических примесей. Насос устанавливается в соответствии с техническими условиями CPC 56003, CPC 56020, CPC 56012.

Сбор утечек с торцевых уплотнений магистральных насосов, дренаж от магистральных насосов и примыкающих к ним трубопроводов предусмотрен в существующую подземную дренажную емкость Р0022-VE-C001.

- насос подпорный вертикальный с фильтром тонкой очистки;**

Для увеличения перекачки нефти на площадке подпорных насосов устанавливается дополнительный насос и замена существующих насосов с сохранением колодцев с электродвигателем мощностью  $N=832 \text{ кВт}$ .

Проектируемый насос устанавливается на существующей площадке подпорной насосной. Существующая параллельная схема соединения насосов сохраняется, для того чтобы свести к минимуму перебои в перекачке нефти по трубопроводу при проведении работ.

Для дополнительной очистки нефти на приеме подпорного насоса установлен фильтр Р0022-FL-C002E.

Насос устанавливается в соответствии с техническими условиями СРС-56020, СРС- 65183, аналогично существующим насосам.

Сбор утечек и дренажа с подпорного насоса осуществляется в существующую дренажную емкость Р0022-VE-C001.

Установленный после подпорных насосов ультразвуковой расходомер FT 0382и регулирующий клапан FV 0392 заменяются в соответствии с увеличивающейся производительностью

- **резервуары сырой нефти 20 000 м<sup>3</sup> - 2шт;**

Для перекачки проектных объемов нефти от поставщиков на НПС Атырау предусмотрено строительство дополнительных резервуаров нефти Р0022-ТК-B002A/B, емкостью 20000 м<sup>3</sup>.

Проектируемые резервуары устанавливаются в резервуарном парке на место, зарезервированное под расширение.

Проектируемые резервуары оснащены смесителем (устройством для размыва нефти) Р0022-MX-B002A/B.

- **магистральный фильтр-грязеуловитель;**

Магистральный фильтр Р0022-FL-A001C предназначены для защиты оборудования НПС путем очистки перекачиваемой жидкости от крупных механических примесей.

В проекте принят фильтр-грязеуловитель с подачей продукта в боковой штуцер перпендикулярно оси корпуса, условным диаметром входного и выходного патрубков 800 мм.

Фильтр устанавливается на существующей открытой бетонированной площадке на место, зарезервированное под расширение. Производительность данного фильтра 3500 м<sup>3</sup>/ч, расчетное давление 7,5 МПа

Фильтр-грязеуловитель оборудован термальным предохранительным клапаном.

Дренаж фильтров и сброс с предохранительных клапанов осуществляется в существующую дренажную емкость Р0022-VE-A001.

- **расширение измерительных линий;**

В проекте расширения измерительных линий коммерческого узла от поставщиков нефти проведены следующие изменения:

в результате расчета потери давления, участок подводящего трубопровода диаметром 100мм от поставщика нефти «Казмунайгаз» на входе в узел замера поз. 22-РК-А007 заменен на трубопровод диаметром 300мм;

существующие регулирующие клапаны: 22-PV-0066 A/B, 22-PV-0127 A/B, 22-PV- 0176 A/B, на

приеме от поставщиков к узлам учета 22-PK- A003, 22-PK- A005, 22-PK- A006 заменены на клапаны большей производительности;

фильтры подводящих трубопроводов к узлам замера поз. 22-PK-A003, 22-PK-A006, 22-PK-A007 заменяются соответственно на фильтры новой конфигурации, марки ФЖ-400-4, ФЖ-300-1,6-4, ФЖ-300/400-4-4, с большей производительностью;

к измерительным узлам учета 22-PK-A003 и 22-PK-A006 добавляется по одной измерительной линии того же диаметра, оснащенной той же арматурой, что и существующие измерительные линии;

на узле учета 22-PK- A007, состоящий из одной рабочей и одной резервной измерительных линий диаметром 80 мм, оборудованный расходомерами турбинного типа TZN3-150 фирмы FAURE HERMAN, обеспечивающими замер до 150м<sup>3</sup>/ч нефти. Производим замену на новый узел замера, состоящий из одной рабочей и одной резервной измерительных линий, диаметром 150 мм, оборудованных расходомерами турбинного типа TZN6-400. Данный замерный узел, ранее подключенный к турбопоршневой установке (пруверу) 22-PK-A008, переключается на прувер с большей производительностью - 22-PK-A001.

### **Новый коммерческий узел учета нефти УУН 22 А009**

Для приема нефти от поставщиков нефти с месторождения «Кашаган» на НПС Атырау запроектирован новый узел учета УУН РК А009.

Коммерческий узел состоит:

- из площадки регуляторов давления;
- площадки предохранительных клапанов;
- площадки фильтров подводящих трубопроводов;
- площадки измерительных линий, состоящей из блока измерительных линий, турбопоршневой установки (прувера) и блока качества;
- площадки дренажных емкостей.

Для максимальной совместимости с оборудованием на НПС Атырау, проектируемое оборудование для нового узла учета нефти и его трубопроводная связь приняты аналогично существующим увеличении влажности воздуха повышения t°, то есть, в меньших колебаниях t° между зимой и летом, днем и ночью. Однако какого-либо заметного увеличения

осадков в прибрежной зоне не отмечается. Годовое количество осадков на восточном побережье также мало, как и в пустыне.

### **Основные показатели**

На этапе расширения предусмотрена реконструкция НПС с целью увеличения ее пропускной способности.

В объем реконструкции НПС включены следующие дополнительные технологические сооружения:

- магистральный насос с фильтром тонкой очистки;
- блок сброса давления;
- насос подпорный вертикальный с фильтром тонкой очистки;
- резервуары сырой нефти 20 000 м<sup>3</sup> -2шт;
- магистральный фильтр-грязеуловитель;
- расширение измерительных линий;
- новый коммерческий узел учета нефти УУН 22 А009(Учет Кашаганской нефти);
- станция технического обслуживания и другие.

Замена, рабочих колеса 2-ух существующих насосов размером с 557мм, на 563 мм, и установка 2-х насосных агрегатов с размером рабочего колеса 563 мм, позволит увеличить производительность НПС, т.к. объем перекачки нефти увеличивается с 20,64 млн. т/ год до 52,50 млн. т/ год.

Проектная производительность НПС, до реконструкции - 3200 м<sup>3</sup>/час

Проектная производительность НПС, после реконструкции - 8305(летом)/8190(зима) м<sup>3</sup>/час.

## **ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ**

НПС Атырау является действующим объектом. Территория НПС застроена в соответствии с генеральным планом. Внутри ограждения предусмотрена резервная территория. Западнее, территории НПС за пределами ограждения, имеются очистные сооружения открытого типа с прудами испарителями

Данным проектом предусматривается реконструкция существующих технологических сооружений, а также размещение новых объектов на существующей НПС.

По функциональному зонированию площадки подразделяются на следующие зоны: производственную, вспомогательную и складскую.

Производственная зона включает в себя все технологические сооружения

В зону вспомогательных сооружений входят объекты электроснабжения, связи, пожаротушения, водоснабжения, канализации, ремонтная мастерская со стоянкой автомобилей.

В складскую зону входят сооружения для хранения нефти - это зона резервуарного парка. На площадке НПС существует сеть автодорог кольцевого и тупикового типа. На НПС Атырау покрытие автодорог выполнено двух типов из асфальтобетона и из щебня. Ширина проезжей части 4.5 м. Для обеспечения подъезда к проектируемым зданиям и сооружениям используются существующие дороги и вновь запроектированные подъезды от существующих автодорог.

Покрытие подъездов принято аналогично существующему на данной НПС.

Отметки кольцевой дороги вокруг проектируемого резервуара подняты на 0.50-1.80 м относительно планировочных отметок НПС. Рельеф на территории, существующей НПС, спланирован в результате строительства. Вертикальная планировка принята двух типов: выборочная и сплошная. Выборочная вертикальная планировка принята в районе существующей застройки. Планировочные

работы выполняются только под проектируемые здания, сооружения и подъезды.

Сплошная вертикальная планировка принята в районе резервуарного парка.

Планировочные отметки проектируемых зданий, сооружений и подъездов приняты с учетом существующей планировки территории НПС.

На площадке НПС Атырау отметка проектируемых резервуаров емкостью 20000 м<sup>3</sup> принята из условия технологии и равна отметке существующих резервуаров емкостью 20000 м<sup>3</sup>.

Внутри обвалования резервуаров выполнена планировка с уклоном для стока к приемным устройствам. Вокруг резервуаров предусматривается устройство оградительного вала с целью защиты окружающей территории от аварийного разлива нефти

После завершения строительных работ выполняются планировочные работы, ликвидируются ненужные выемки и насыпи, убирается строительный мусор и производится благоустройство земельных участков.

Дренажная система на НПС предназначена для дренажа оборудования и трубопроводов, для сбора утечек от торцевых уплотнений насосов и закачки их обратно в технологический процесс.

Для обеспечения централизованной смазки подшипников магистральных насосов и электродвигателей, охлаждения нагревенного масла и очистки его от мехпримесей предусмотрена маслосистема.

## 2.2.2 Расширение НПС КТК-Р

Проект расширения нефтепроводной системы КТК на территории Российской Федерации включает в себя:

- расширение трёх существующих НПС;
- строительство шести резервуаров ёмкостью 100000 м<sup>3</sup> на морском терминале в районе г. Новороссийска;
- строительство восьми новых НПС;
- строительство третьего загрузочного подводного трубопровода длиной примерно 5,7 км с учётом результатов диагностики уже построенного участка длиной 1050 м;
- установка третьего ВПУ на морском терминале;
- завершение строительства вдольтрасовых ВЛ-10 кВ в Ставропольском и Краснодарском краях;
- подъездные дороги к новым НПС.

Единый проект организации строительства расширения нефтепроводной системы КТК на территории Российской Федерации выполнен на основании локальных ПОС разработанных ОАО «Гипровостокнефть», ОАО «НИПИгазпереработка» и Г АЛФ Интерстейт Инжиниринг.

Объекты проекта расширения нефтепроводной системы КТК расположены вдоль существующей трубопроводной транспортной системы КТК и находятся в:

- Астраханской области (А-НПС-4А, подъездная дорога к А-НПС-4А, НПС «Астрахань» (расширение);
- Республике Калмыкия (А-НПС-SA, подъездная дорога к А-НПС-SA,
- НПС «Комсомольская» (расширение), НПС-2, подъездная дорога к НПС-2, НПС-3, подъездная дорога к НПС-3);
- Ставропольском крае (НПС-4, подъездная дорога к НПС-4, НПС-5, подъездная дорога к НПС-5, вдольтрассовая ВЛ-10 кВ);
- Краснодарском крае (НПС «Кропоткин» (расширение), НПС-7, подъездная дорога к НПС-7, НПС-8, подъездная дорога к НПС-8, вдольтрассовая ВЛ-10 кВ, резервуарный парк, береговые сооружения, подводный трубопровод ВПУ №3 морского терминала).

Отведенные под объекты капитального строительства земли, в основном, являются землями сельскохозяйственного назначения (пастбища, пашни). Согласно земельному кодексу РФ, статья 7 отведённые земли относятся к категории 1. При использовании сельскохозяйственных земель под

строительство будет производиться возмещение убытков правообладателям земельных участков.

Объекты строительства, расположенные на территории Астраханской области находятся в западной части Прикаспийской низменности. В геоморфологическом отношении район представляет собой преимущественно пологую, слаборасчленённую золовую и морскую равнину однообразным полупустынным ландшафтом. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах от минус 12 до минус 18 м. Равнина характеризуется бугристым и бугристо-грядовым рельефом с обособленными массивами барханных песков. Растительность территории небогатая, представлена сухостойкими травами на буграх и луговыми травами и камышом в заливных понижениях. Последние представляют собой обширные сенокосные угодья. Отличительной особенностью данной зоны является отсутствие промышленного производства, что ведет к низкой антропогенной нагрузке на природную среду.

Холодный период продолжается с ноября по март (в среднем 120 дней) и характеризуется преимущественно ясной и холодной погодой. Зима неустойчивая, с частой сменой похолоданий и оттепелей.

Теплый период более продолжительный, чем холодный. Он начинается в апреле с жаркой кратковременной весны, длившейся около месяца, и продолжается знойным сухим летом. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 236-242 дня.

Рассматриваемая территория отличается засушливостью. Объясняется это тем, что она расположена почти в центре Евразии и мало доступна воздействию влажных атлантических масс.

Среднемесячная относительная влажность воздуха изменяется в пределах 84-85 % (в зимний период) и 52-58 % (в летний период).

Количество осадков, выпадающих в теплый и холодный периоды почти одинаково. Снежный покров на территории наблюдается менее, чем в 50 % зим и устанавливается в среднем в третьей декаде декабря (появление снежного покрова - первая декада декабря), а разрушается в первой декаде марта. Число дней со снежным покровом 74. Толщина снежного покрова составляет, в среднем, 3-6 см (максимальное до 16-30 см).

В пределах исследуемой территории отмечаются также грозы, туманы и другие атмосферные явления.

Режим ветра на рассматриваемой территории носит преимущественно материковый характер. Отличительной особенностью его является преобладание в течение всего года широтной циркуляции и ветров восточных румбов.

Средняя годовая скорость ветра 3,1 м/с. Наибольшая скорость ветра наблюдается в зимне-весенний период. Наименьшая в летне-осенний.

Ветры со скоростью более 15 м/с отмечаются повсеместно. Максимальная скорость ветра 24 м/с наблюдалась в феврале и апреле. Наименьшая скорость ветра наблюдается в летне-осенний период, в июле её среднемесячное значение составляет 2,2 м/с, в сентябре - 2,0 м/с.

Сильные ветры в южной части Прикаспийской низменности часто сопровождаются пыльными бурями, средняя продолжительность бурь за год в среднем составляет 32 дня (по метеостанции Досанг).

Незначительное содержание гумуса (0,4-0,7 %) обусловливает низкую емкость поглощения: 4,58-5,09 мг-экв в верхнем горизонте и 5,10-6,67 мг-экв в иллювиальном горизонте В.

Реакция почвенного раствора по всему профилю нейтральная и щелочная pH 7,9-8,9. Анализы водной вытяжки свидетельствуют об отсутствии засоления в почвах и породах до 150 см.

Территория Республики Калмыкия расположена в основном в зоне полупустыни. На севере и северо-западе республика граничит с Волгоградской областью, на западе - Ростовская область, на юго-западе со Ставропольским краем, на юге с Дагестаном, на востоке с Астраханской областью и на юге омывается Каспийским морем. Республика имеет развитую транспортную инфраструктуру. При строительстве объектов расположенных в республике будет использоваться ж.д. станция города Элиста и существующие автомобильные дороги, обеспечивающие доставку грузов к площадкам строительства. Транспортные потоки, обеспечивающие доставку грузов на площадки строительства приведены на листе RE001A-00-15G-U1 18.

Климат исследуемого района слагается под воздействием циркуляционных процессов южной зоны умеренных широт. Эта территория доступна для свободного вторжения холодных масс из Арктики. С Атлантики сюда приходят морские, воздушные массы, нередки вторжения из Казахстана. Влияние Каспийского моря оказывается только на прилегающую к нему прибрежную зону и, кроме того, северная часть Каспийского моря зимой замерзает и почти не влияет на климат прилегающей территории.

Наиболее высокие температуры отмечаются в июле. В отдельные жаркие годы абсолютный максимум температуры воздуха в июне-августе может достигать 41-42 °С. Средняя месячная температура в январе минус 5,1 °С. Абсолютный минимум минус 33 С, зарегистрирован в феврале и декабре. Данные приведены по метеостанции Нарын-Худук и Элиста.

Наибольшая продолжительность безморозного периода составляет 204 дня.

Ветровой режим рассматриваемой территории определяется общей циркуляцией атмосферы, а также характером подстилающей поверхности. В течение всего года над изучаемым районом преобладает широтная циркуляция с преобладанием восточных ветров, особенно хорошо выраженная в холодное полугодие.

Наибольшие скорости ветра наблюдаются в зимне-весенний период. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в летне-осенний период с минимумом в июле-сентябре. Число дней с сильным ветром (15 м/с и более) равно 15. Наибольшее число дней с сильным ветром достигает 66 в год. Чаще всего они отмечаются в сентябре и в зимний период.

По признакам повторяемости преобладают ветры восточных направлений.

Годовое количество осадков колеблется от 300 до 400 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в теплую часть года в период с апреля по октябрь. Снежный покров может появиться в начале ноября. Сходит снег в конце марта. Средняя максимальная высота снежного покрова по метеостанции Элиста 17 см

Растительность Калмыкии пустынно-степного типа - западный авантюрист азиатских пустынь, вклинивающихся в пределы Русской равнины. Почвенный покров представлен светло-каштановыми и бурыми пустынно-степными почвами в сочетании с солонцами и солончаками

Согласно общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97), разработанного институтом физики Земли им. О.Ю. Шмидта, фоновая сейсмичность с периодом повторяемости один раз в 1 000 лет составляет для данного района пять баллов.

Рассматриваемая территория расположена в зоне недостаточного увлажнения. Воздушные массы могут быть здесь самого различного происхождения: холодными из Арктики, морскими с Атлантики, сухими из Казахстана. Циклоны, зарождающиеся над Средиземным морем, приносят теплый и влажный воздух и осадки. Летом влияние циркуляции ослабевает. Интенсивный приток солнечной радиации определяет основной летний процесс - прогревание континентального воздуха и трансформации его в тропический. Среднее годовое количество осадков достигает 445 мм (метеостанция «Дивное»), Наибольшее количество осадков выпадает в теплое время года с максимумом в июне.

Климат площадки строительства по климатическому районированию для строительных работ относится к району IV-Б (СНиП 23-01-99\*).

Изученная территория входит в состав Северочерноморской подсубтропической зоны.

Климат района мягкий, морской с сухим продолжительным и жарким летом, теплой осенью и влажной зимой. Зима мягкая, неустойчивая с оттепелями и значительными понижениями температуры воздуха.

В Новороссийске средняя дата первого заморозка осенью - 16 ноября. Средняя дата последнего заморозка весной - 23 марта. Средняя продолжительность безморозного периода - 232 дня.

Более подробная характеристика районов строительства представлена в локальных проектах организации строительства том 9, выполненных ОАО «Гипровосгокнефть» и том 22, выполненных «НИПИгазпереработка», а также в томе 23 «Галф Интерстейт Инжиниринг».

При обосновании продолжительности строительства объектов расширения нефтепроводной системы КТК за основание принята директивная продолжительность строительства, определенная заказчиком проекта и представленная в виде графика реализации проекта ревизии 12А. В соответствии с указанным графиком продолжительность строительства расширения нефтепроводной системы КТК составляет 46 месяцев. Учитывая это, проектом принимается директивная продолжительность строительства расширения нефтепроводной системы КТК - 46 месяцев.

Сводный календарный план строительства разработан с учетом директивной продолжительности строительства объектов расширения нефтепроводной системы КТК, определенной Заказчиком и составляющей 46 месяцев и нормативной продолжительности строительства объектов, входящих в проектируемый комплекс, определенной в локальных проектах организации строительства и предусматривает реализацию проекта в три этапа:

- 1 этап - реконструкция трех существующих НПС: «Кропоткин», «Астрахань», «Комсомольская», строительство резервуаров 8, 4, 6 по площадке резервуарного парка;
- 2 этап - строительство четырех НПС: НПС- 7, НПС-4, НПС-3, А-НПС-4, с подъездными дорогами и двух вдолырассовых ВЛ-!ОкВ в Ставропольском и Краснодарских краях;
- 3 этап - строительство четырех НПС: А-НПС-SA, НПС-8, НПС-2, НПС-5 с подъездными автодорогами, строительство и подключение резервуаров 7, 9, 10 на резервуарном парке и береговых сооружений с подводным трубопроводом.

Сводный календарный план строительства учитывает поэтапный ввод в эксплуатацию объектов расширения нефтепроводной системы КТК и обеспечивает завершение строительства в установленные Заказчиком директивные сроки.

## **2.3 Строительство новых НПС на территории РК**

### **2.3.1 Проект организации строительства НПС - 3**

#### **Существующее положение**

На этапе первоначального строительства на 292 км нефтепровода КТК были построены следующие сооружения:

- Площадка задвижки на 292км, с узлом подключения к будущей нефтеперекачивающей станции А-НПС-ЗА;
- радиомачта с узлом связи.

Решением Акима Атырауской области от 8 сентября 1999года №183 о выделении земельного участка под строительство нефтеперекачивающей станции А-НПС-ЗА на территории Исатайского района, Түщекудукского сельского округа Атырауской области, территория отведена в собственность КТК.

#### **Основные показатели**

По своему технологическому назначению А-НПС-ЗА является промежуточной перекачивающей станцией без технологических резервуаров.

Основные параметры работы НПС: На нефтеперекачивающей станции А-НПС-ЗА в помещении магистральной насосной устанавливаются три параллельно подключенных магистральных насосных агрегата (три рабочих + один резервный).

Магистральные электронасосные агрегаты (три рабочих + один резервный, расход от 2084 до 3157 м<sup>3</sup>/ч, напор 580 м, N=5000 кВт) работают в режиме параллельной перекачки. После насосов устанавливается быстродействующий обратный клапан. При выходе из строя одного из работающих насосов, ввод резервного насоса в работу осуществляется автоматически.

Электроснабжение НПС осуществляется от энергосистемы «КЕГОК».

По результатам инженерно-геодезических, инженерно-геологических и инженерно- гидрометеорологических изысканий мероприятий по инженерной защите территории не требуется.

Отходы производства, возникающие в процессе эксплуатации, будут утилизироваться на специализированных предприятиях.

Производственно-дождевые стоки после установки очистки и бытовые стоки после установки биологической очистки и обеззараживания утилизируются на прудах- испарителях.

# **ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ**

## **Генеральный план**

В генеральном плане НПС предусмотрено функциональное зонирование территории с учетом технологических связей. По функциональному использованию площадка подразделяется на следующие зоны: производственную и вспомогательную.

В состав проектируемых зданий и сооружений входят:

## **Технологические сооружения**

- Магистральная насосная
- Площадка магистральной насосной
- Площадка фильтров магистральных трубопроводов
- Площадка дренажных емкостей (2 шт  $V=40 \text{ м}^3$ )
- Площадка узла регулирования
- Площадка задвижки (2 шт)
- Система сглаживания волн давления (ССВД) с подземными емкостями для приема сброшенной нефти

## **Технологические решения**

Перекачка нефти на НПС осуществляется по схеме «из насоса в насос». Работа НПС предполагает транспорт нефти без промежуточного хранения. Нефть из магистрального трубопровода через узел подключения к А-НПС-ЗА, расположенный на трассе магистрального нефтепровода КТК и системы сглаживания волн давления (ССВД) поступает на фильтры-грязеуловители Р0030-FL-A001 A/B/C (два рабочих + один резервный), где очищается от крупных механических примесей. Производительность каждого фильтра-грязеуловителя  $4500 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Проектом выполнена защита фильтров-грязеуловителей Р0030-FL-A001 A/B/C от превышения давления сверх допустимого при их отключении за счет установки термальных предохранительных клапанов. На трубопроводе нефти, поступающей на фильтры- грязеуловители, и трубопроводе нефти от регуляторов давления на границе территории НПС, предусмотрены изолирующие фланцы и отключающие электроприводные задвижки ESV 0005, ESV 0006. Электроприводные задвижки обеспечивают возможность автоматического отключения станции от магистрального трубопровода при аварийной ситуации на станции или на магистральном трубопроводе.

Основные параметры работы НПС: На нефтеперекачивающей станции А-НПС-ЗА в помещении магистральной насосной устанавливаются три параллельно подключенных магистральных насосных агрегата (три рабочих + один резервный).

После насосов устанавливается быстродействующий обратный клапан. При выходе из строя одного из работающих насосов, ввод резервного насоса в работу осуществляется автоматически.

Электроснабжение НПС осуществляется от энергосистемы «КЕГОК».

Общая потребность НПС в электроэнергии составляет 15,2 МВт с учетом затрат на электроотопление помещений.

Для тонкой очистки нефти от механических примесей на всасывающем трубопроводе каждого магистрального насоса установлены жидкостные фильтры Р0030-FL-A002A/B/C.

После узла регулирования нефть поступает на узел подключения для транспорта на следующую по потоку А-НПС-4.

Для сбора дренажа от оборудования и примыкающих к ним трубопроводов предусмотрена подземная дренажная емкость Р0030-VE-C001. Тип ЕП, объемом  $V=40$  м<sup>3</sup>. Для сбора утечек от магистральных насосов предусмотрена емкость Р0030-VE-C002А типа ЕП объемом  $V=40$  м<sup>3</sup>. Откачка из емкостей осуществляется погружными электронасосными агрегатами Р0030-PU-C002А, Р0030-PU-C002В ( $Q=50$  м<sup>3</sup>/ч,  $H=350$  м,  $N=90$  кВт) на прием магистральных насосов.

Для обеспечения централизованной смазки подшипников магистральных насосов и электродвигателей, охлаждения нагревого масла и очистки его от мехпримесей предусмотрена маслосистема.

### **2.3.2           Проект организации строительства НПС – 4**

#### **Существующее положение**

На этапе первоначального строительства на 390 км нефтепровода КТК были построены следующие сооружения:

- узел приема-пуска средств очистки и диагностики с узлом подключения к будущей нефтеперекачивающей станции А-НПС-4;
- радиомачта с узлом связи

Решением Акима Атырауской области от 8 сентября 1999года №183 о выделении земельного участка под строительство нефтеперекачивающей станции А-НПС-4 на территории Курмангазинского района ПК «Макат», Атырауской области, территория отведена в собственность КТК.

#### **Генеральный план**

В генеральном плане НПС предусмотрено функциональное зонирование территории с учетом технологических связей. По функциональному

использованию площадка подразделяется на следующие зоны: производственную и вспомогательную.

В состав проектируемых зданий и сооружений входят:

### **Технологические сооружения**

- Магистральная насосная
- Площадка магистральной насосной
- Площадка фильтров магистральных трубопроводов
- Площадка дренажных емкостей (2шт  $V= 40 \text{ м}^3$ )
- Площадка узла регулирования
- Система сглаживания волн давления (ССВД) с подземными емкостями для приема сброшенной нефти

Для обеспечения подъездов к зданиям и сооружениям площадки НПС, проезда пожарной и ремонтной техники запроектированы внутриплощадочные автодороги. С территории НПС предусмотрено два выезда на дорогу общего пользования.

К А-НПС-4 проходит по закрепленным пескам и пересекает ЛЭП Зпр. 10кВ, водопровод Астрахань-Манышлак, железную дорогу Атырау-Астрахань через существующий неохраняемый переезд на 138км и линии связи. Существующий железнодорожный переезд обустроен дорожными знаками, сигнализацией и обеспечивает безопасность проезда.

Наименьшая расчетная скорость движения транспортных средств, для проектирования элементов плана, продольного и поперечного профилей автомобильной дороги IV «в» категории, принята 30км/час. Наименьший радиус круговых кривых в плане принят 30м (СНиП 2.05.07-91\* таб.45,51).

### **Технологические решения**

Перекачка нефти на НПС осуществляется по схеме «из насоса в насос». Работа НПС предполагает транспорт нефти без промежуточного хранения. Нефть из магистрального трубопровода через узел подключения к А-НПС-4, расположенный на трассе магистрального нефтепровода КТК и системы сглаживания волн давления (ССВД) поступает на фильтры- грязеуловители (два рабочих + один резервный), где очищается от крупных механических примесей. Производительность каждого фильтра-грязеуловителя 4500  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Проектом выполнена защита фильтров-грязеуловителей от превышения давления сверх допустимого при их отключении за счет установки термальных предохранительных клапанов. На трубопроводе нефти, поступающей на фильтры-грязеуловители, и трубопроводе нефти от регуляторов давления на границе территории НПС, предусмотрены изолирующие фланцы и

отключающие электроприводные задвижки. Электроприводные задвижки обеспечивают возможность автоматического отключения станции от магистрального трубопровода при аварийной ситуации на станции или на магистральном трубопроводе.

Основные параметры работы НПС: На нефтеперекачивающей станции А-НПС-4 в помещении магистральной насосной устанавливаются три параллельно подключенных магистральных насосных агрегата (три рабочих + один резервный).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Но в целом система КТК еще не достигла предела своих возможностей. С самого начала проект КТК разрабатывался с расчетом увеличения первоначальной пропускной способности почти в 2,5 раза. В настоящее время Каспийский Трубопроводный Консорциум приступил к расширению мощности своей нефтепроводной системы до 67 млн. тонн нефти в год. Реализация Проекта расширения выведет компанию на новый экономический уровень. Предполагается, что выручка увеличится более чем в два раза и составит порядка 2,3 млрд. долл. США в год.

КТК – это один из наиболее рентабельных и надежных маршрутов транспортировки нефти из Каспийско-Черноморского региона на мировые рынки. Ежегодно КТК прокачивает более трети всей экспортной нефти Казахстана - государства, имеющего растущее значение в поставках нефтепродуктов на мировые рынки.

Увеличение добычи нефти является залогом востребованности нефтепроводной системы КТК в долгосрочной перспективе. Аналогичным образом значительные инвестиции КТК в Проект расширения – это гарантия того, что у компаний, добывающих нефть в регионе, по-прежнему будет возможность осуществлять поставку этой нефти.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СН РК 3.05-01-2013 Магистральные трубопроводы
2. СП РК 3.05-101-2013 Магистральные трубопроводы
3. ВСН 015-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, линии связи и электропередачи
4. ВСН 179-85 Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов
5. ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов
6. ВСН 015-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, линии связи и электропередачи
8. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов тех. решение
9. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
10. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. подводные переходы.
11. СН РК 1.03-05-2011 Охрана труда и техника безопасности в строительстве
12. ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. охрана окружающей среды
13. ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов
14. ОСТ РК 153-39-015-2005 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов
15. Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы ЗАО «Каспийский Трубопроводный Консорциум» ВРД КТК 77.01.2006
16. Проект расширения нефтепровода КТК для увеличения транспортировки нефти с РК в порт Новороссийск, АО «КИНГ» 2010
17. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. Москва, «Недра», 1977г.
18. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Под редакцией Дерцакяна А.К., Ленинград, «Недра», 1977г.