


**KMGP**
**Tengizchevroil /Тенгизшевройл**

PROJECT TITLE: **PLANT DMC CRUDE OIL LINE REPLACEMENT. STAGE 2B. AMENDMENT**

НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: **ЗАМЕНА НЕФТЕПРОВОДА ЗАВОД-ДМК. СТАДИЯ 2Б. КОРРЕКТИРОВКА**

PROJECT NUMBER /  
НОМЕР ПРОЕКТА **X-000-007-10**

AFE NUMBER/ НОМЕР ПОЗ: **9418114349**

DOCUMENT TITLE: **REGULATORY APPROVAL PACKAGE**

НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА: **ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

DOCUMENT NUMBER /  
НОМЕР ДОКУМЕНТА: **X-0000-A-RAP-10014**

CONTRACTOR / ПОДРЯДЧИК: **KMGP / КМГП**

SUPPLIER / ПОСТАВЩИК:  
PURCHASE ORDER (PO)/ЗАКАЗ НА  
ПОКУПКУ:

SUPPLIER DOCUMENT NUMBER /  
НОМЕР ДОКУМЕНТА ПОСТАВЩИКА:

SUPPLIER DOCUMENT REVISION /  
НОМЕР РЕДАКЦИИ ПОСТАВЩИКА

THIS IS A CONTROLLED DOCUMENT NO UN-AUTHORISED MODIFICATIONS  
 ДАННЫЙ ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ КОНТРОЛИРУЕМЫМ.  
 НЕ ВНОСИТЬ НЕУТВЕРЖДЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ

THIS DOCUMENT IS DUAL LANGUAGE. ENSURE BOTH VERSIONS ARE MODIFIED.  
 ДАННЫЙ ДОКУМЕНТ ВЫПОЛНЕН НА ДВУХ ЯЗЫКАХ.  
 УБЕДИТЕСЬ, ЧТО ИЗМЕНЕНИЯ ВНЕСЕНЫ В ОБЕ ВЕРСИИ.

U01	29-07-2022		IZH / IN	DG / OK	AK				
K01	18-05-2022		IZH / IN	DG / OK	AK				
B	26-07-2017	IFR	DG / MB / AU	MC / APL / OS	AK				
A	23-06-2017	IFC	DG / MB / AU	MC / APL / OS	AK				
REV/ РЕД.	DATE/ ДАТА	STATUS CODE / СТАТУС	BY / ПОДГ.	CHK/ ПРОВ	APP/ УТВЕРДИЛ	PROJ/ ПРОЕКТ	CONST/ СТРОИТ ОТДЕЛ	MAINT/ ТЕХ. ОБСЛ	OPS/ ПРОИЗВ. ОТДЕЛ
REVISIONS РЕДАКЦИИ			PROJECT APPROVALS ДОКУМЕНТ УТВЕРЖДЕН ПРОЕКТОМ			TCO APPROVALS ДОКУМЕНТ УТВЕРЖДЕН ТШО			



**Страница подписей:****Signature Page:**

Утверждаю:

Approved:

Старший менеджер проекта

Алибек Каламжан / Alibek Kalamzhan

Senior Project Manager



Проверено/Рассмотрено

Checked/Reviewed

Ведущий инженер-технолог

Даурен Габбасов / Dauren Gabbasov

Lead Process Engineer

Ведущий инженер по  
трубопроводам

Александр Кушнир / Oleksandr Kushnir

Lead Piping Engineer



Разработано:

Author:

Главный специалист по  
технологическому  
проектированию

Ильяс Жардемов / Ilyas Zhardemov

Principal Process  
EngineerГлавный специалист по  
трубопроводам

Ильяс Накпаев / Ilyas Nakpayev

Principal Piping Engineer



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1.0</b>	<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>6</b>
1.1	Выполненные строительно-монтажные работы .....	6
1.2	Оставшиеся строительно-монтажные работы .....	6
1.3	Сокращения и определения .....	7
<b>2.0</b>	<b>ОБЩАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>7</b>
2.1	Основание для разработки нового проекта.....	7
2.2	Сведения о местонахождении объекта .....	7
2.3	Краткое описание проекта .....	7
2.4	Уровень ответственности проектируемого сооружения.....	8
2.5	Характеристика района и площадки строительства.....	8
<b>3.0</b>	<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>9</b>
3.1	Общие сведения .....	9
3.2	Трубопровод некондиционной нефти .....	9
3.3	Трубопровод возвратной некондиционной нефти .....	9
3.4	Исходные данные и определение размеров новых трубопроводов .....	9
<b>4.0</b>	<b>ТРУБОПРОВОДНАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>10</b>
4.1	Объем проектирования по трубопроводам .....	10
4.2	Расчетные параметры трубопроводов .....	10
4.3	Выбор трассы трубопроводов .....	11
4.4	Материалы для трубопроводов и запорная арматура .....	11
4.5	Выбор толщины стенки трубопроводов .....	11
4.6	Расчет трубопроводов и анализ напряжений .....	11
4.7	Опоры трубопроводов и трубные эстакады .....	12
4.8	Покраска, защитное покрытие, изоляция .....	12
4.9	Врезки в существующие трубопроводы.....	12
4.10	Сварка, методы контроля сварных соединений .....	13
4.11	Испытание трубопроводов.....	13
4.12	Демонтаж частей существующих трубопроводов.....	14
4.13	Переходы через автомобильные дороги .....	14
4.14	Пересечения трубопроводов с линиями электропередач .....	14
<b>5.0</b>	<b>ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА</b> .....	<b>14</b>
<b>6.0</b>	<b>ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b> .....	<b>15</b>
<b>7.0</b>	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ</b> .....	<b>15</b>
7.1	Организация работ .....	15
7.2	Пожаробезопасность .....	16
7.3	Средства коллективной и индивидуальной защиты.....	16
7.4	Мероприятия, предусмотренные проектом, обеспечивающие надежность и безопасность работы установки .....	16
7.5	Шум и вибрация .....	17
7.6	Организация санитарно-бытового обслуживания .....	17
<b>8.0</b>	<b>НОРМЫ И СТАНДАРТЫ</b> .....	<b>18</b>
8.1	Стандарты РК и Международные нормы .....	18
8.2	Технические условия ТШО.....	18

<b>9.0</b>	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А – ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ.....</b>	<b>20</b>
<b>10.0</b>	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б – ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....</b>	<b>22</b>
<b>11.0</b>	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В – ЛИЦЕНЗИЯ ИНЖЕНЕРНОЙ КОМПАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ.....</b>	<b>24</b>

## 1.0 ВВЕДЕНИЕ

Настоящий документ содержит пояснительную записку по проекту X-000-007-10 «Замена нефтепровода Завод-ДМК» для строительства 2 новых надземных трубопроводов (Стадия 2Б) взамен существующего подземного трубопровода от манифольда ДМК до РПСН и на территории РПСН месторождения Тенгиз.

Согласно принятому решению ТШО вводится в эксплуатацию трубопровод кондиционной нефти.

Трубопроводы некондиционной и возвратной некондиционной нефти будут построены до основных точек врезок, заглушены с обоих концов и законсервированы с обеспечением их сохранности для возможного использования в будущем.

Консервация будет проведена посредством заполнения трубопроводов азотом, трубопроводы некондиционной и возвратной некондиционной нефти, построенные до основных точек врезок, будут переданы заказчику (отдел эксплуатации).

Существующая система трубопроводов сырой нефти представляет собой ряд надземных и подземных трубопроводов диаметром от 10 до 40 дюймов, по которым перекачивается стабилизированная сырая нефть с КТЛ на установку ДМК, а некондиционная сырая нефть - на установку ДМК и обратно на КТЛ. Данная система трубопроводов спроектирована и построена в соответствии с проектом «Гипровостокнефть» 1988 г. и эксплуатируется с 1989 г. Наружная антикоррозионная защита обеспечена за счет покрытия трубопровода полиэтиленовой лентой холодным способом. Все подземные участки указанных линий не имеют катодной защиты.

В марте 2003, сентябре 2004, апреле 2005 и 2007 г.г. в системе происходили утечки, вызванные внешней коррозией в местах выхода трубопроводных линий из грунта.

Утечки из этих линий приводят к производственным потерям во время ремонтных работ.

Учитывая скорость корродирования существующих подземных трубопроводов, влияющую на механическую целостность подземных участков, ТШО приняло решение заменить эти подземные линии новыми линиями надземной прокладки.

Корректировка рабочего проекта «Замена нефтепровода Завод-ДМК», который ранее был согласован в ТОО «Экспертиза KZ» и получил положительное заключение № EKZ-0124/17 от 18.09.2017 г., инициирована по решению ТШО.

Проект выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан, ТУ ТШО и требований техники безопасности ТШО, обеспечивающих безопасную эксплуатацию запроектированного объекта.

Целью настоящего пакета документации является представление информации в органы государственного надзора и контроля для утверждения в установленном порядке и после утверждения получить разрешение на выполнение строительно-монтажных работ согласно СН РК 1.03-00-2011.

### 1.1 Выполненные строительно-монтажные работы

В ходе реализации проекта основные строительно-монтажные работы (земляные работы, установка всех фундаментов и металлических конструкций) были выполнены по проекту в 2017–2019 годах. По трубопроводной части завершены следующие строительно-монтажные работы:

- От ДМК до РПСН – прокладка 24-дюймовой линии некондиции и 16-дюймовой линии возврата некондиции согласно объему ранних работ. Установлены 24 и 16-дюймовые отсекающие арматуры.

### 1.2 Оставшиеся строительно-монтажные работы

В 2023-2024 годах проектом корректировки предусматриваются следующие строительно-монтажные работы:

- Демонтаж существующих надземных линии некондиции и возврата некондиции на манифольде ДМК.
- Отглушение открытых концов, монтаж теплоизоляции и консервация азотом линии некондиции и возврата некондиции.

- Прокладка и подключение 16-дюймовой трубной катушки к существующему двухпозиционному клапану XV-205007 на манифольде ДМК для возобновления выброса с PCV-307001.

### 1.3 Сокращения и определения

В данном документе используются следующие сокращения и определения:

ТШО	Тенгизшевройл – владелец и оператор завода и оборудования/объектов для проекта
КМГП	Подрядчик по проектированию
КТЛ	Комплексная технологическая линия
ДМК	Установка демеркаптанзации
LPO	Производственные потери
РПСН	Резервуарный парк сырой нефти
РК	Республика Казахстан
СМР	Строительно-монтажные работы
ТУ	Техническое условие

## 2.0 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Основание для разработки нового проекта

Проект «Замена нефтепровода Завод-ДМК» Стадия 2Б разработан на основании:

- Технического задания выданного ТШО;
- Материалов топографо-геодезических изысканий, выполненных ТОО Бексол Сервисез в 2012, 2013 и 2015 гг.
- Материалов инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО КИРГ в 2016 г.

### 2.2 Сведения о местонахождении объекта

Трасса трубопроводов пролегает от КТЛ-1, КТЛ-2, КТЛ 2.3 до ДМК (внутризаводская территория), далее от ДМК до РПСН и на территории РПСН, месторождения Тенгиз.

По Стадии 2Б, трасса из 2 новых надземных трубопроводов (24" трубопровод некондиционной нефти и 16" трубопровод возвратной некондиционной нефти) располагается от манифольда ДМК до РПСН и на территории РПСН.

### 2.3 Краткое описание проекта

Проектом предусмотрено строительство 2 новых надземных трубопроводов и консервация/вывод в режим простоя линии некондиционной нефти и возвратной некондиционной нефти от КТЛ до манифольда ДМК и от ДМК до РПСН.

Согласно принятому решению ТШО вводится в эксплуатацию трубопровод кондиционной нефти.

Трубопроводы некондиционной и возвратной некондиционной нефти будут построены до основных точек врезок, заглушены с обоих концов и законсервированы с обеспечением их сохранности для возможного использования в будущем.

Консервация будет проведена посредством заполнения трубопроводов азотом, трубопроводы некондиционной и возвратной некондиционной нефти, построенные до основных точек врезок, будут переданы заказчику (отдел эксплуатации).

Инженерно-технические работы по проекту разделены на четыре стадии:

- Стадия 1 – КТЛ-1–ДМК (один трубопровод кондиционной нефти и два трубопровода некондиционной нефти);
- Стадия 2А – ДМК–РПСН (36" трубопровод кондиционной нефти);
- Стадия 2Б – ДМК–РПСН (24" и 16" трубопроводы некондиционной нефти);

- Стадия 3 – КТЛ-2 и КТЛ-2.3 – ДМК (один трубопровод кондиционной нефти и два трубопровода некондиционной нефти).

## 2.4 Уровень ответственности проектируемого сооружения

Уровень ответственности новых сооружений, принят I – повышенный, согласно "Правилам определения общего порядка отнесения зданий и сооружений, к технически и (или) технологически сложным объектам" (Утвержден приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165).

## 2.5 Характеристика района и площадки строительства

Проектируемые трубопроводы пролегают от манифольда ДМК до РПСН и на территории РПСН, месторождения Тенгиз.

Районный центр г. Кульсары, расположенный в 110 км от месторождения, одновременно является ближайшей железнодорожной станцией, соединяющей Вахтовый поселок, поселок Шанырак и поселок ТШО месторождения Тенгиз с остальными регионами Казахстана.

Областной центр, г. Атырау, расположен на расстоянии 350 км от месторождения Тенгиз, сообщение с ним осуществляется по асфальтированной автомобильной дороге, по железной дороге и специальными авиарейсами.

Климат в данном регионе резко континентальный, засушливый. Характеризуется значительными суточными и сезонными колебаниями температур и резким переходом от зимы к лету с коротким весенним сезоном. Основные особенности региона: небольшое количество атмосферных осадков, сильные метели, сухость воздуха и почвы, интенсивное испарение и избыток прямых солнечных лучей. Зима холодная, но не продолжительная. Лето жаркое и достаточно продолжительное.

Основные климатические параметры района работ приводятся в таблице ниже согласно СП РК 2.04-01-2017, ТУ ТШО А-ST-2008.

Таблица 2.5.1.

Наименование параметра	Характеристика
1. Среднегодовая температура воздуха	+9,4 °С
2. Абсолютный минимум температуры воздуха	-36,2 °С
3. Абсолютный максимум температуры воздуха	+44,7 °С
4. Максимальная расчетная температура	+60 °С
5. Минимальная расчетная температура	-40 °С
6. Тепловое излучение абсолютно черного тела	+75 °С
7. Среднегодовая скорость ветра за отопительный период	5,3 м/сек
8. Ветровой район	V <sup>1</sup>
9. Максимальная скорость ветра	40 м/сек
10. Район по гололеду	II <sup>2</sup>
11. Нормативная толщина стенки гололеда	5 мм
12. Барометрическое давление	1019,4 гПа
13. Максимальная относительная влажность воздуха	83 %
14. Минимальная относительная влажность воздуха	40 %
15. Годовое количество осадков	200 мм
16. Снеговой район	I
17. Максимальная толщина снежного покрова	26 см
18. Нормативная глубина промерзания грунтов	1,5 м
19. Климатический район для строительства	IVГ <sup>3</sup>
20. Дорожно-климатическая зона	V <sup>4</sup>
21. Зона влажности	3

Примечания:

1. Ветровой район – V (СП РК 2.04.01-2017);
2. Район по гололеду – II (СП РК 2.04.01-2017, А-ST-2008);
3. Климатический район для строительства – IVГ (СП РК 2.04.01-2017, А-ST-2008);
4. Дорожно-климатическая зона – V (СН РК 3.03-01-2013).

Абсолютные отметки в районе площадки изменяются от минус 23,05 до минус 24,40 м.

Глубина залегания грунтовых вод находится в пределах 0,8 – 1,0 м от поверхности земли.

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глин – 1,24 м.

Нормативная глубина промерзания для супесей и песков мелких и пылеватых – 1,5 м.

### 3.0 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Общие сведения

Задачей проекта является замена подземных трубопроводов нефти от всех ниток (установка 200) КТЛ до манифольда ДМК и от ДМК до РПСН на надземные трубопроводы:

- Трубопровод кондиционной нефти;
- Трубопровод некондиционной нефти;
- Трубопровод возвратной некондиционной нефти.

Далее описывается только Стадия 2Б по устройству 2 новых надземных трубопроводов некондиционной и возвратной некондиционной нефти от манифольда ДМК до РПСН.

#### 3.2 Трубопровод некондиционной нефти

24 дюймовый трубопровод некондиционной нефти будет построен от существующего манифольда на ДМК до колодца на РПСН с подключением к 16 дюймовой задвижке, заглушен с обоих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем. Консервация будет проведена посредством заполнения трубопровода азотом.

#### 3.3 Трубопровод возвратной некондиционной нефти

16 дюймовый трубопровод возвратной некондиционной нефти будет построен от существующего манифольдов на ДМК до объединенной линии после насосов G-26 и G-41 на РПСН, заглушены с обеих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем. Консервация будет проведена посредством заполнения трубопровода азотом.

#### 3.4 Исходные данные и определение размеров новых трубопроводов

Для выполнения гидравлических расчетов использовались следующие данные для некондиционной нефти:

Таблица 3.4.1.

Параметры	Ед. изм.	От ДМК на РПСН*
Расчетная производительность	м <sup>3</sup> /ч	1250
Рабочая температура	°С	60-65
Рабочее давление	бар изб.	3,5

**Примечание:** \* - Через клапан сброса давления PCV-307001.

Для выполнения гидравлических расчетов использовались следующие данные для возвратной некондиционной нефти с РПСН на КТЛ:

Таблица 3.4.2.

Параметры	Ед. изм.	От насоса G-41 на РПСН*
Расчетная производительность	м <sup>3</sup> /ч	300
Рабочая температура	°С	50
Рабочее давление	бар изб.	6-10

**Примечание:** \* - Так как на РПСН имеется два насоса (G-26 и G-41) для возврата некондиционной нефти на завод КТЛ, были использованы данные насоса большей производительности и напора.

Технологические данные и состав нефти был предоставлен ТШО.

Согласно выполненным гидравлическим расчетам и проектному решению, требуется изменить размеры некоторых существующих трубопроводов.

Таблица 3.4.3

Некондиционная нефть		
Расположение линии	Размер существующей линии	Размер новой линии
От ДМК до РПСН	426 мм (~16")	24"
Манифольд на ДМК	426 мм (~16")	24"
Возвратная некондиционная нефть		
Расположение линии	Размер существующей линии	Размер новой линии
От ДМК до РПСН	426 мм (~16")	16"
Манифольд на ДМК	426 мм (~16")	16"

## 4.0 ТРУБОПРОВОДНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Объем проектирования по трубопроводам

Проектом предусмотрено строительство 2 новых надземных трубопроводов некондиционной и возвратной некондиционной нефти для замены существующих подземных трубопроводов нефти от манифольда ДМК до РПСН.

В рамках данного проекта по Стадии 2В предусмотрены следующее:

- Устройство надземного трубопровода 1 категории некондиционной нефти длиной 1647 м, из них: 1620 м с условным диаметром 24 дюймов (Ду 600 мм), 15 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм), 12 м с условным диаметром 12 дюймов (Ду 300 мм), от манифольда ДМК до врезок на РПСН;
- Устройство надземного трубопровода 1 категории возвратной некондиционной нефти длиной 1615 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм) от манифольда ДМК до РПСН;
- Выведение из эксплуатации существующей надземной линии некондиционной нефти и возврата некондиционной нефти с приблизительной длиной 82 м, из них 16 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм), 20 м с условным диаметром 12 дюймов (Ду 300 мм), 25 м с условным диаметром 10 дюймов (Ду 250 мм), 21 м с условным диаметром 8 дюймов (Ду 200 мм) на манифольде ДМК, их частичная очистка и частичный демонтаж в местах врезок.

Новый 24 дюймовый трубопровод некондиционной нефти будет построен от существующего манифольда на ДМК до колодца на РПСН с подключением к 16 дюймовой задвижке, заглушен с обоих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем.

Новый 16 дюймовый трубопровод возвратной некондиционной нефти будет построен от существующего манифольда на ДМК до объединенной линии после насосов G-26 и G-41 на РПСН, заглушен с обоих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем.

Консервация линий некондиционной и возвратной некондиционной нефти будет проведена посредством заполнения трубопровода азотом.

### 4.2 Расчетные параметры трубопроводов

Технологические параметры трубопроводов приведены ниже:

Таблица 4.2.1. Рабочая и расчетная температуры

Трубопроводы	Рабочая температура, °С	Расчетная температура, °С	
		Мин.	Макс.
Некондиционная нефть	60-65	5	145
Возвратная некондиционная нефть	50	5	73

Таблица 4.2.2. Рабочее и расчетное давления

Трубопроводы	Рабочее давление, бар изб.	Расчетное давление, бар изб.
Некондиционная нефть	3,5	10
Возвратная некондиционная нефть	6-10	14

### 4.3 Выбор трассы трубопроводов

Трасса трубопровода от манифольда ДМК до РПСН, и на территории РПСН была определена с учетом требований РД 38.13.004-86, СП РК 3.05-103-2014, СН 527-80, СН РК 3.01-03-2011, СП РК 3.01-103-2012. Общая трасса трубопровода показана на чертеже X-000-L-5460. При выборе оптимальной трассы трубопроводов учитывались следующие критерии:

- существующее положение, наличие доступных участков для прокладки трубопроводов;
- оптимизация количества материалов;
- возможность использования существующих коридоров трубопроводов;
- осуществление строительных работ без останова существующих трубопроводов;
- снижение пересечений с существующими коммуникациями и зданиями до минимума;
- обеспечение достаточного пространства для проведения беспрепятственного и безопасного монтажа и дальнейшего обслуживания трубопроводов;
- минимальное расстояние от земли до низа труб принималось 2,2 м для обеспечения свободного прохода персонала;
- требования к заводской и трубопроводной компоновке согласно ТУ ТШО L-ST-2008;
- гибкость трубопровода и компенсация деформаций на основе расчета нагрузок и анализа напряжений.

Преимущественно трасса новых трубопроводов выполнена надземно на стальных опорах, эстакадах и бетонных лежнях. В некоторых местах, где не является возможным установить новые опоры, будут использованы существующие эстакады. Для определения трассы трубопроводов использовались результаты топографических изысканий, выполненных ТОО «Бексол Сервисез» в 2012 и 2013 и 2015 гг, а также было проведено исследование площадки.

### 4.4 Материалы для трубопроводов и запорная арматура

Подбор материалов для трубопроводов осуществлен согласно классификации материалов ТУ ТШО PIM-SU-5112-TCO.

Для трубопроводов транспортировки кондиционных технологических углеводородов (РНС) использованы классы материалов D14D, 150H01, 150H21 и 150K21, то есть материалы труб, фитингов, фланцев и трубной арматуры приняты из углеродистой стали, сертифицированной по NACE MR0175, предназначенной для эксплуатации в сернистых и щелочных средах и в районах с низкой температурой окружающей среды (LTCS). Припуск на коррозию составляет 3 мм, требуется послесварочная термообработка согласно ТУ ТШО.

Для трубопроводов транспортировки некондиционных (сернистых) технологических углеводородов (РНС) использованы классы материалов 150K01 и 150K21, то есть материалы труб, фитингов, фланцев и трубной арматуры приняты из углеродистой стали, сертифицированной по NACE MR0175, предназначенной для эксплуатации сернистых и щелочных средах и в районах с низкой температурой окружающей среды (LTCS). Припуск на коррозию составляет 3 мм, требуется послесварочная термообработка согласно ТУ ТШО.

В рамках проекта в основном используются клиновые фланцевые задвижки, подобранные по ТУ ТШО PIM-SU-5112-TCO. Участки размещения запорной арматуры выбраны в соответствии с требованиями ASME B31.4, РД 38.13.004-86 и СН 527-80. Арматура трубопроводов и ее обвязка будут размещены надземно. Для доступа к запорной арматуре предусмотрены площадки обслуживания и переходные мостики в местах, где это необходимо, согласно рекомендациям СН 527-80, ТУ ТШО L-ST-2025 и "Руководства по технике безопасности при проектировании" ТШО.

### 4.5 Выбор толщины стенки трубопроводов

Толщина стенки трубопроводов выбрана на основе данных классов материалов ТУ ТШО PIM-SU-5112-TCO – 150H21 и 150K21, соответствующих классу давления 150 для трубопроводов с максимальным расчетным давлением 18.3 бар изб. давления (при температуре 38 °С). Также толщина стенок была подтверждена расчетом нагрузок и анализом напряжений, смотрите раздел 6.6.

### 4.6 Расчет трубопроводов и анализ напряжений

Для обеспечения гибкости трубопроводов, а также для расчета фундаментов опор и металлоконструкций был выполнен расчет нагрузок трубопроводов и анализ напряжений с использованием программного пакета Caesar II версия 5.30.02.

Расчет нагрузок трубопроводов и анализ напряжений проведен для следующих моментов:

- Определение минимального расстояния между опорами трубопроводов с учетом различных условий: пустая труба, заполненная водой труба;
- Расчет напряжений трубопроводов: определение критериев расчета напряжений и предварительный расчет продольных смещений / сжатий трубопровода, под воздействием температуры внутренней и внешней среды; определение решений для ограничения смещений трубопроводов и установки анкерных опор, компенсаторов;
- Проверка сценариев напряженного состояния трубопроводов при гидравлическом испытании и при вводе в эксплуатацию;
- Анализ нагрузок на трубопроводы: ветровых нагрузок, нагрузки от снежного покрова.

#### 4.7 Опоры трубопроводов и трубные эстакады

В качестве опор трубопроводов использованы стандартизированные опоры согласно ТУ ТШО L-ST-6077. Подбор опор осуществлен согласно требованиям данных ТУ и результатов расчета нагрузок трубопроводов и анализа напряжений.

Основная часть опор для трубопроводов, от выхода с ДМК до РПСН обеспечивается в рамках Стадии 2А данного проекта.

Новые участки трубопроводов, от выхода с манифольда ДМК до РПСН, и на территории РПСН, планируется устанавливать преимущественно на бетонных лежнях, трубных мостиках, металлических опорах, которые предусмотрены в рамках Стадии 2А данного проекта.

Новые опоры расположены и подобраны так чтобы минимизировать нагрузки и усилия, создаваемые новыми трубопроводами на существующие трубопроводы и эстакады.

#### 4.8 Покраска, защитное покрытие, изоляция

Для защиты трубопроводов от внешней коррозии предусмотрена окраска новых надземных трубопроводов согласно ТУ ТШО СОМ-SU-5191.

Согласно требованиям, изолированные трубопроводы с температурой рабочей среды до 205°C окрашиваются в 2 слоя тонкопленочным эпоксидным покрытием (система покрытия "12.1").

Опоры трубопроводов окрашиваются в три слоя: 1-й слой – самоотверждающееся неорганическое цинкосодержащее покрытие – разводимое растворителем, 2-й слой – промежуточное эпоксидное покрытие, и 3-й слой – алифатический полиуретан (система покрытия "3.1").

Внутреннее защитное покрытие трубопроводов не предусмотрено.

В проекте предусмотрена изоляция трубопроводов согласно ТУ ТШО ИРМ-SU-1381-ТСО. Толщина изоляции обусловлена диаметром трубопровода и рабочей температурой среды и составляет, согласно таблице:

**Таблица 4.8.1.**

Диаметр трубопровода	Расчетная температура, °С	Толщина изоляции
12"	От 51 до 100	60 мм
16"	От 51 до 100	60 мм
24"	От 51 до 100	70 мм

**Примечание:** " – дюйм.

Для изоляции трубопроводов диаметром до 24" используется минеральная вата высокой плотности 100-120 кг/м<sup>3</sup>.

#### 4.9 Врезки в существующие трубопроводы

Врезки в существующие системы трубопроводов будут выполняться преимущественно посредством фланцевого соединения в тех местах, где возможна изоляция потока посредством перекрытия существующих клапанов и дренажа линий, т. е. их опустошения по возможности.

Врезки в существующие системы трубопроводов методом холодной врезки не предусмотрены.

Классы материалов, предусмотренные ТУ ТШО PIM-SU-5112-ТСО, используются только для врезок при необходимости сварных работ на существующих линиях. Для новых линий надлежит применять классы материалов, предусмотренные ТУ ТШО PIM-SU-5112-ТСО.

Все врезки должны выполняться в соответствии с требованиями ТУ ТШО L-ST-2014.

#### 4.10 Сварка, методы контроля сварных соединений

Сварка и неразрушающий контроль трубопроводов проводятся в соответствии с ТУ ТШО W-ST-2000 и W-ST-2025, в которых указываются требования к сварочному оборудованию, процедура сварки труб, испытание сварных соединений, используемые материалы, требования к термической обработке до и после проведения работ. Для сварки трубопроводов из углеродистой стали используется метод дуговой сварки металлическим (плавящимся) покрытым электродом. Термическая обработка металла проводится до проведения сварочных работ, в соответствии с ТУ ТШО W-ST-2025 и СП РК 3.05-103-2014. Проверка результатов сварочного процесса труб и арматуры осуществляется с помощью методов неразрушающего контроля и исследования механической прочности сварных соединений. Процедура контроля качества сварных стыков должна соответствовать требованиям, приведенным в строительном стандарте API 1104, раздел 6 и ТУ ТШО.

Каждый шов должен быть проконтролирован физическими методами контроля в объемах, указанных в ТУ ТШО на трубы и требованиях СП РК 3.05-103-2014. В тех случаях, когда геометрия труб не позволяет применить радиографический метод контроля стыков, для контроля стыковых сварных соединений используется ультразвуковой метод контроля.

Таблица 4.10.1.

ТУ ТШО	Класс материала	МП/ПВК поверхности	Волюметрический радиографический контроль	ПСТО	Испытание твердости
PIM-SU-5112-TCO	150H01	5% SW	5%	нет	нет
PIM-SU-5112-TCO	150K01	100% SW	100%	да	да
PIM-SU-5112-TCO	D14D	5% SW	5%	нет	нет
PIM-SU-5112-TCO	150H21	5% SW	5%	нет	нет
PIM-SU-5112-TCO	150K21	100%SW	100%	да	да

#### 4.11 Испытание трубопроводов

Проектом предусмотрено проведение гидравлических испытаний, в соответствии с требованиями API RP1110 «Рекомендуемая практика испытаний трубопроводов для жидких углеводородов на герметичность и прочность» и СП РК 3.05-103-2014. Все трубопроводы и трубная обвязка подлежат гидравлическому испытанию, очистке, продувке и инспекции, согласно техническим требованиям ТШО X-000-L-PRO-0001 «Процедура проведения гидростатического испытания трубопроводной системы», ТУ ТШО на монтаж и испытание L-ST-2007, ТУ ТШО на химическую очистку трубопроводов из углеродистой стали L-ST-2013, а также ТУ ТШО W-ST-2000 и W-ST-2025.

Все трубопроводы и трубная обвязка должны пройти гидравлическое испытание с давлением, равным 1.5 от расчетного давления в соответствии с ASME B 31.3.

Перед началом испытания вся система трубопроводов и трубной обвязки должна быть очищена от грязи, мусора и инородных тел. Трубная обвязка должна быть заглушена с использованием глухих фланцев, соединения для КИПиА должны быть закрыты заглушками или резьбовыми пробками. Клапана регуляторы давления, термокарманы, фильтры и другое оборудование не способное выдержать давление гидроиспытания должно быть удалено и заменено на временные трубные узлы. Необходимо предусмотреть наличие временных опор для поддержания оборудования и трубопроводов во время гидроиспытания, где это необходимо.

Для стравливания воздуха и жидкости в трубопроводах и трубной обвязке использованы воздушники и дренаж, соответственно предусмотренные проектом на высоких и низких точках трубной обвязки.

Вода для гидравлического испытания должна быть чистой и не должна содержать посторонних веществ и взвешенных твердых фракций. Содержание хлоридов в воде не должно превышать 50 частей на миллион. Минимальная температура воды для испытания должна быть 10 °С. Если испытания проводятся в зимнее время требуется проведение специальных мероприятий для устранения возможности промерзания воды.

При проведении гидроиспытания наращивание давления должно происходить со скоростью не более 5 бар (изб.) в минуту. Достигнутое испытательное давление выдерживается в течение времени, достаточного для того, чтобы все механические напряжения в трубопроводе могли

выровняться, а также до тех пор, пока все соединения (резьбовые, сваренные внахлест или встык, фланцевые) не будут проверены на предмет наличия утечек, но не менее 10 минут.

По окончании испытания вода должна быть удалена, а трубная система должна быть дренирована и осушена.

#### **4.12 Демонтаж частей существующих трубопроводов**

Небольшие части существующих трубопроводов будут демонтированы для осуществления врезок путем внесения модификаций в существующие трубопроводы, а также для обеспечения свободного места для установки новых трубопроводов. Надземные части существующих подземных трубопроводов будут отрезаны, а подземные части будут временно заделаны бетонной пробкой для будущих демонтажных работ. Основным демонтаж существующих трубопроводных линии не входит в данный объем работ.

#### **4.13 Переходы через автомобильные дороги**

Переход трубопроводов через асфальтированную автодорогу Кульсары – Сарыкамыс через бетонный коллектор предусмотрен в рамках Стадии 2А данного проекта.

В объем Стадии 2В входит только соединение трубопроводов с трубными узлами, предусмотренными в рамках Стадии 2А.

Трубопроводы, пересекающие гравийные и полевые проезды, будут проложены на высоких опорах (мостах) над дорогами, которые предусмотрены в рамках Стадии 2А, минимальное расстояние от низа трубы или пролетного строения до верха дороги принято 6 м.

Переходы трубопроводов через автомобильные дороги выполнены главным образом под углом 90°, но не менее 60°.

#### **4.14 Пересечения трубопроводов с линиями электропередач**

Вдоль трассы новых трубопроводов имеются пересечения с линиями электропередач 35 и 110 кВ. Для защиты надземных трубопроводов от электрического тока в случае обрыва линии электропередач, в местах пересечения с ВЛ предусмотрены металлические защитные укрытия. Пересечения трубопроводов с линиями электропередачи выполнены под углом не менее 60°. Защитные укрытия предусмотрены в рамках Стадии 2А данного проекта.

### **5.0 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА**

Продолжительность строительства составляет 6 месяцев, включая продолжительность подготовительного периода (1 месяц). В подготовительный период ведется ознакомление со строительной площадкой, существующим состоянием объекта, согласовываются объемы, технологическая последовательность ведения работ, сроки выполнения строительно-монтажных работ, условия подключения временных сетей водоснабжения, электроснабжения, организация комплектной и первоочередной поставки оборудования и материалов, перевозок, складирования грузов и передвижения строительной техники по территории предприятия, а также размещение временных зданий и сооружений и использования для нужд строительства действующих дорог, зданий и помещений. Также должно быть предусмотрено следующее:

- складирование и хранение материалов и изделий в соответствии с требованиями стандартов, ТУ на эти материалы и изделия;
- мероприятия по ограничению движения транспорта, изменению движения транспорта. До начала производства работ необходимо осуществить подготовку площадки, установить временные ограждения стройплощадки, установить временные передвижные мобильные трейлеры, в которых будут размещаться полевые офисы, установить контейнеры для сбора мусора и биотуалеты. Проживание и питание строительного персонала предусмотрено в вахтовом поселке. Обеспечить площадку временными инженерными коммуникациями: водопровод, телефонизация, электроснабжение, водоотведение ливневых стоков. Организовать площадки для складирования конструкций и материалов путем планировки и уплотнения грунта гравием с обеспечением временного отвода поверхностных вод. Доставить на площадку необходимые материалы, конструкции, механизмы и сварочное оборудование. Смонтировать наружное освещение строительной площадки. Установить сигнальные ограждения опасных зон, выполнить мероприятия противопожарной безопасности, и по охране окружающей среды.

Строительство будет проводиться в 1 смену с выездом работников в количестве 50 человек на место проведения строительных работ. Персонал для ведения строительных работ будет временно проживать и питаться в существующем вахтовом поселке. Для расчета объема хозяйственно-питьевого водопотребления для нужд строительного персонала принята норма 25 л/сут на 1 человека (СП РК 4.01-101-2012). В период проведения строительных работ питьевую воду будут привозить в 10-литровых канистрах. Качество питьевой воды должно соответствовать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества», СТ РК 1432 – 2005 г. «Воды питьевые, расфасованные в емкости, включая природные минеральные и питьевые столовые. Общие технические условия», а также требованиям Санитарных Правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209. Пустые канистры будут обмениваться на заполненные.

Для естественных нужд работников планируется установка биотуалетов в количестве 3 единиц в непосредственной близости от места проведения работ на территории ТШО. Образующиеся бытовые сточные воды от биотуалетов будут вывозиться спецавтомашинами на очистные сооружения Новые КОС, по согласованию с отделом Экологии ТШО и с руководителями объектов очистных сооружений.

## **6.0 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Раздел будет разработан другим подрядчиком, имеющим соответствующую лицензию в области охраны окружающей среды, на основе предоставленных проектных данных.

## **7.0 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ**

Принимая во внимание требования ТШО и Государственных Контролирующих Органов Республики Казахстан в области Охраны Труда и Техники Безопасности, в данном проекте предусмотрены следующие инженерно-технические решения по обеспечению безопасности оперативного персонала и предупреждению рисков здоровья для него:

- весь оперативный персонал будет обеспечен средствами индивидуальной защиты – защитной обувью, очками, перчатками, пылезащитными масками и касками в течение всего времени работы;
- пожарный стенд со всем необходимым пожарным оборудованием;
- система заземления всего электрооборудования.

При производстве строительного-монтажных работ необходимо руководствоваться и строго выполнять указания СН РК 1.03-00-2011 и СН РК 1.03-05-2011.

При организации строительной площадки на время строительства, размещении участков работ, рабочих мест, проездов машин и транспортных средств, проходов для людей следует указать опасные зоны.

Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

На границе опасных зон ставят временные защитные ограждения.

Технологический процесс строительства не связан с применением или выделением агрессивных по отношению к строительным конструкциям продуктов.

Все принятые технические решения по организации безопасной работы спроектированных сооружений обеспечивают безаварийную работу в рабочем режиме.

### **7.1 Организация работ**

Организация работы по охране труда организована в соответствии с законодательными и общегосударственными нормативными документами Республики Казахстан, а также документами Компании ТШО в области охраны труда.

Обязанности и ответственность за реализацию функций управления охраной труда, решения технических, технологических и организационных вопросов по охране труда возлагаются на руководство, руководителей служб, в соответствии с положением об обязанностях, правах и

ответственности руководящих и инженерно-технических работников организации, разработанным и утвержденным в установленном порядке руководством предприятия.

Организационную, техническую работу, обеспечение выполнений мероприятий по охране труда осуществляют специалисты по безопасности и охране труда.

Основным принципом деятельности в области охраны труда всех уровней управления является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности.

Основными направлениями реализации комплекса организационно-технических мероприятий по охране труда на всех уровнях производства являются:

- обучение персонала правилам безопасности труда;
- обеспечение безопасной эксплуатации производственного оборудования;
- обеспечение безопасности производственных процессов;
- обеспечение безопасности производственных зданий и сооружений;
- нормализация санитарно-бытовых условий труда;
- обеспечение оперативного персонала средствами индивидуальной защиты;
- санитарно-бытовое обслуживание оперативного персонала;
- обеспечение оптимальных режимов труда и отдыха;
- лечебно-профилактическое обслуживание оперативного персонала;
- пропаганда безопасности и охраны труда.

Специалисты по безопасности и охране труда осуществляют контроль за:

- безопасностью технологических процессов и производственного оборудования;
- выполнением правил, установленных в рамках Политики ТШО, и соответствующих государственных норм, правил, инструкций по охране труда и производственной санитарии персоналом предприятия;
- организацией обучения, проверкой знаний и аттестацией рабочих, инженерно-технических работников и служащих, специалистов по безопасности и охране труда;
- своевременным проведением соответствующими службами испытаний и технического освидетельствования, аппаратов, котлов, работающих под давлением, грузоподъемных механизмов, контрольных приборов, подлежащих периодическим испытаниям и освидетельствованию;
- состоянием предохранительных приспособлений, блокирующих устройств и других технических средств безопасности;
- проведением мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда.

Все проектные решения направлены на обеспечение благоприятных и безопасных условий труда на каждом рабочем месте.

## **7.2 Пожаробезопасность**

Существует потенциальная опасность возникновения пожара по техническим причинам. Возникновение пожара взрыва угрожают безопасности и здоровью оперативного персонала, и окружающей среде.

## **7.3 Средства коллективной и индивидуальной защиты**

Все сотрудники ТШО и подрядных организаций, занятые на объекте, обеспечиваются спецодеждой, защитной обувью, касками, защитными очками, средствами защиты органов слуха, пылезащитными масками, перчатками. Кроме этого, каждый сотрудник, находящийся на объекте, обеспечивается газоанализаторами и минифильтром (если требуется).

## **7.4 Мероприятия, предусмотренные проектом, обеспечивающие надежность и безопасность работы установки**

Исходя из потенциальной опасности во время выполнения строительно-монтажных работ, проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала.

Согласно требованиям ТШО и в соответствии с государственными нормативными требованиями в области охраны труда и безопасности жизнедеятельности, в данном проекте были предусмотрены следующие инженерно-технические решения и организационные мероприятия по обеспечению безопасности и предупреждению рисков для здоровья работников:

- к работе допускается только квалифицированный персонал, прошедший инструктаж по ТБ и имеющий соответствующий доступ;
- применяемые технологии, технические устройства, материалы должны иметь Сертификаты соответствия РК и/или Разрешения на применение Уполномоченного органа в области промышленной безопасности в соответствии с требованиями законодательства РК;
- работники обеспечиваются газоанализаторами, спецодеждой и индивидуальными средствами защиты.

## 7.5 Шум и вибрация

Физическими факторами воздействия на человека является шум и вибрация.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности», для ограничения неблагоприятного воздействия шума и вибрации, как от форм физического воздействия, адаптация, к которым невозможна, предусмотрены следующие мероприятия:

- персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты от шума.
- оценка вибрационной безопасности труда производится на рабочих местах конкретного производства при выполнении реальной технологической операции или типового технологического процесса.

## 7.6 Организация санитарно-бытового обслуживания

Санитарно-бытовое обслуживание работников выступает в виде составной части системы мер, направленной на охрану труда. Подобное обслуживание входит в обязанности работодателя. Санитарно-бытовое обслуживание включает в себя, но не ограничивается, устройством хозяйственно-бытовых помещений, гардеробных, душевых, умывален, туалетов, мест для курения, помещений для сушки, хранения и выдачи спецодежды, прачечных. Гардеробные для хранения личной и специальной одежды оборудуются индивидуальными шкафчиками. Сушка и обеспыливание специальной одежды производятся после каждой смены, стирка или химчистка – по мере необходимости, но не реже двух раз в месяц. У рабочих, контактирующих с порошкообразными и токсичными веществами, специальная одежда стирается отдельно от остальной специальной одежды после каждой смены, зимняя – подвергаться химической чистке. Помещения для обеспыливания и химической чистки специальной одежды размещаются обособленно и оборудуются автономной вентиляцией. Стирка спецодежды, а в случае временного проживания строительных рабочих вне пределов постоянного места жительства нательного и постельного белья, обеспечивается прачечными как стационарного, так и передвижного типа с центральной доставкой грязной и чистой одежды, независимо от числа работающих.

Санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников предполагает наличие помещений, в которых будут оказывать полноценную медицинскую помощь, проводить оздоровительные процедуры. В дополнение к этому предусматриваются оборудованные здравпункты, медпункты, гигиенические помещения для женщин, комнаты с ручными и ножными ваннами, помещения, предназначенные для краткого отдыха в рабочее время.

Для оказания неотложной помощи строительные бригады должны быть обеспечены аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами. Персонал должен быть обучен приемам оказания первой (доврачебной) помощи.

## 8.0 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ

### 8.1 Стандарты РК и Международные нормы

Документ №	Название	Ред.
<b>Общее</b>		
СН РК 1.02-03-2011	Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство	
СН РК 1.03-00-2022	Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений	
СП РК 1.03-106-2012	Охрана труда и техника безопасности в строительстве	
<b>Трубопроводная часть</b>		
СП РК 3.05-101-2013	Магистральные трубопроводы	
СП РК 3.05-103-2014	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы	
ВСН 51-3-85	Проектирование промышленных стальных трубопроводов	
СН 527-80	Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа	
РД 38.13.004-86	Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> )	
Технический регламент Постановление Правительства РК №405–2021	Общие требования к пожарной безопасности	
СП РК 2.02-106-2019	Проектирование систем пожарной безопасности объектов Тенгизшевройл	
ASME B31.3	Технологические трубопроводы	
NACE MR 0175 / ISO 15156	Металлические материалы для нефтяного оборудования, стойкие к растрескиванию под напряжением в среде сульфидов	
API 1104	Правила сварки труб	
<b>Строительная часть</b>		
СП РК 2.04-01-2017	Строительная климатология	

### 8.2 Технические условия ТШО

Документ №	Название	Ред.	Дата
<b>Общее</b>			
A-ST-2005	Цинкование	2	
A-ST-2008	Технические условия на исходные данные для проектирования	2	
SID-SU-5106-TCO	Руководство по технике безопасности при проектировании	2	
<b>Трубопроводная часть</b>			
COM-SU-4743-TCO	Наружные покрытия	U04	
COM-SU-5191-TCO	Системы покрытия	3E	
L-ST-2004	Технические условия на изготовление трубной обвязки	3	
L-ST-2007	Монтаж и испытания трубопроводов	5	
L-ST-6077	Детали опор трубопроводов – Таблица выбора опор трубопроводов	0	

<b>Документ №</b>	<b>Название</b>	<b>Ред.</b>	<b>Дата</b>
L-ST-2013	Удаление окалины и чистка технологических и вспомогательных трубопроводов	3	
L-ST-2014	Врезки в систему трубопроводов	2	
L-ST-2025	Типовые детали систем трубопроводов	U04	
L-ST-2029	Поставляемые прокладки	4E	
L-ST-2030	Требования на закупку болтовых соединений	2	
IRM-SU-1381-TCO	Теплоизоляция для горячих трубопроводов, сосудов и теплообменников	2	
PIM-SU-5112-TCO	Классы материалов трубопроводов	4	
X-000-L-PRO-0001	Процедура проведения гидростатического испытания трубопроводной системы	3	
W-ST-2000	Сварка, термообработка после сварки и неразрушающий контроль сварных соединений	6	
W-ST-2011	ТУ на сварку и неразрушающий контроль трубопроводов	2	
W-ST-2021	Определение влажной водородной («кислой») среды	0	
W-ST-2025	Технические условия на технологическую установку, трубную обвязку, ПСТО и неразрушающий контроль сварных соединений	1	

## 9.0 ПРИЛОЖЕНИЕ А – ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Документ №	Название	Ред.	Статус ред.	Дата
X-0000-L-LST-10035	Общие данные. Лист 1 из 2	U01		
X-0000-L-LST-10036	Общие данные. Лист 2 из 2	U01		
<b>Технологическая часть</b>				
O-307-B-5003-00710P4	Схема трубопроводов и КИП Пост задвижек распределения нефти	U03		
O-307-B-5003-00710D	Схема трубопроводов и КИП Пост задвижек распределения нефти	U04		
091-0307-BBB-PID-20001-01	Схема трубопроводов и КИП Манифольды нефтепроводов на ДМК	U01		
O-3200-B-1078-00710P4	Схема трубопроводов и КИП Экспорт нефти манифольд резервуаров T1-T8	U03		
O-3200-B-1079-00710P4	Схема трубопроводов и КИП Система экспорта сырой нефти	U02		
O-3200-B-2002-00710P4	Схема трубопроводов и КИП Старая экспортная насосная система	U01		
O-3200-B-2002-00710D	Схема трубопроводов и КИП Старая экспортная насосная система	U01		
<b>Трубопроводная часть</b>				
X-000-L-5460	Индекс чертежей зоны трубопроводов	U01		
X-031-L-5501	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 1 из 24	U03		
X-031-L-5502	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 2 из 24	U02		
X-031-L-5503	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 3 из 24	U01		
X-031-L-5504	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 4 из 24	U02		
X-031-L-5505	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 5 из 24	U01		
X-031-L-5506	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 6 из 24	U03		
X-031-L-5507	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 7 из 24	U01		
X-031-L-5508	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 8 из 24	U01		
X-031-L-5509	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 9 из 24	U03		
X-031-L-5510	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 10 из 24	U01		
X-031-L-5511	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 11 из 24	U01		
X-031-L-5512	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 12 из 24	U01		

Документ №	Название	Ред.	Статус ред.	Дата
X-031-L-5513	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 13 из 24	U01		
X-031-L-5514	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 14 из 24	U01		
X-031-L-5515	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 15 из 24	U01		
X-031-L-5516	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 16 из 24	U02		
X-031-L-5517	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 17 из 24	U02		
X-031-L-5518	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 18 из 24	U01		
X-031-L-5519	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 19 из 24	U01		
X-031-L-5520	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 20 из 24	U01		
X-031-L-5521	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 21 из 24	U03		
O-3200-L-7218	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 22 из 24	U03		
O-3200-L-7219	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 23 из 24	U01		
O-3200-L-7220	Общее устройство трубопроводов Новые линии сырой нефти Завод-РПСН Лист 24 из 24	U02		
O-3200-L-7221	Общее устройство трубопроводов Узел 2. Разрезы E-G	U02		
O-3200-L-7222	Общее устройство трубопроводов Разрезы A-D	U02		
X-031-L-5522	Общее устройство трубопроводов Узел 1. Разрезы A, B. Стадия 2B	U02		
X-031-L-5523	Общее устройство трубопроводов Разрезы A, B, C	U03		
X-031-L-5500	Спецификация точек врезки. Стадия 2B	U02		
O-3200-L-7223	Общее устройство трубопроводов Система экспорта нефти. План точек врезок	U02		
X-031-L-5524	Общее устройство трубопроводов Пост задвижек распределения нефти. План точек врезок	U02		
X-000-L-PLL-10002	Перечень трубопроводов	U02		
X-000-L-5399	Расход материалов для трубопроводов Стадия 2B	U02		

## 10.0 ПРИЛОЖЕНИЕ Б – ПАСПОРТ ПРОЕКТА

### Паспорт рабочего проекта «Замена нефтепровода Завод-ДМК». Стадия 2Б. Корректировка

<p><b>Заказчик</b> ООО Тенгизшевройл</p> <p><b>Разработчик</b> (Генпроектировщик) ООО КМГПроект</p> <p><b>Источник финансирования</b> ООО Тенгизшевройл</p> <p><b>Место расположения</b> г. Атырау, Жылыойский район, месторождение Тенгиз</p>	<p><b>Наименование проекта</b> (рабочего проекта) «Замена нефтепровода Завод-ДМК». Стадия 2Б. Корректировка</p>	<p><b>Исходные данные, в том числе:</b> задание на проектирование, выданное ООО Тенгизшевройл, контракт 1287384 (1729418)</p>
<p><b>Ситуационный план (схема трассы)</b></p>		
<p>Расчетная производительность: Трубопровода некондиционной нефти – 1250 м<sup>3</sup>/ч. Трубопровода возвратной некондиционной нефти – 300 м<sup>3</sup>/ч.</p> <p>Общая площадь выделенной территории – 0,0043 га. Протяженность трассы 12"-24" трубопровода некондиционной нефти – 1688 м. Протяженность трассы 16" трубопровода возратной некондиционной нефти – 1615 м. Общая численность работающих – Не применимо.</p>	<p>Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2022 года, в том числе СМР – Не применимо: - по основным объектам – Не применимо; - СМР – Не применимо; - оборудование – Не применимо; - прочие – Не применимо.</p> <p>Продолжительность строительства – 6 месяцев.</p>	
<p>Дополнительные сведения, в том числе: <b>- о назначении объекта:</b> Проектом предусмотрено строительство 2 новых надземных трубопроводов некондиционной и возвратной некондиционной нефти для замены существующих подземных трубопроводов нефти от манифольда ДМК до РПСН, а именно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Устройство надземного трубопровода 1 категории некондиционной нефти длиной 1688 м, из них: 1620 м с условным диаметром 24 дюймов (Ду 600 мм), 30 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм), 18 м с условным диаметром 12 дюймов (Ду 300 мм), от манифольда ДМК до врезок на РПСН;</li> <li>• Устройство надземного трубопровода 1 категории возвратной некондиционной нефти длиной 1615 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм) от манифольда ДМК до РПСН;</li> <li>• Выведение из эксплуатации существующей надземной линии некондиционной нефти и возврата некондиционной нефти с приблизительной длиной 82 м, из них 16 м с условным диаметром 16 дюймов (Ду 400 мм), 20 м с условным диаметром 12 дюймов (Ду 300 мм), 25 м с условным диаметром 10 дюймов (Ду 250 мм), 21 м с условным диаметром 8 дюймов (Ду 200 мм) на манифольде ДМК, их частичная очистка и частичный демонтаж в местах врезок;</li> <li>• Установка запорной арматуры трубопроводов.</li> </ul> <p>Новый 24 дюймовый трубопровод некондиционной нефти будет построен от существующего манифольдов на ДМК до колодца на РПСН с подключением к 16 дюймовой задвижке, заглушены с обеих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем.</p> <p>Новый 16 дюймовый трубопровод возвратной некондиционной нефти будет построен от существующего манифольдов на ДМК до объединенной линии после насосов G-26 и G-41 на РПСН, заглушены с обеих концов, и законсервирован с обеспечением его сохранности для возможного использования в будущем.</p>		

Консервация линий некондиционной и возвратной некондиционной нефти будет проведена посредством заполнения трубопровода азотом.

**- состав проекта (рабочего проекта): ТХ.**

**- сведения о климатических, инженерно-геологических условиях района и площадки:**

Основные климатические параметры района работ приводятся ниже, по СНиП РК 2.04-01-2001, СНиП 2.01.07-85, ТУ ТШО А-ST-2008.

1. Среднегодовая температура воздуха – +9,4 °С
2. Абсолютный минимум температуры воздуха - -36,2 °С
3. Абсолютный максимум температуры воздуха - +44,7 °С
4. Максимальная расчетная температура – +60 °С
5. Минимальная расчетная температура – -40 °С
6. Тепловое излучение абсолютно черного тела – +75 °С
7. Среднегодовая скорость ветра за отопительный период – 5,3 м/сек
8. Ветровой район – V
9. Максимальная скорость ветра – 40 м/сек
10. Район по гололеду – II
11. Нормативная толщина стенки гололеда – 5 мм
12. Барометрическое давление – 1019,4 гПа
13. Максимальная относительная влажность воздуха – 83 %
14. Минимальная относительная влажность воздуха – 40 %
15. Годовое количество осадков – 200 мм
16. Снеговой район – I
17. Максимальная толщина снежного покрова – 26 см
18. Нормативная глубина промерзания грунтов – 1,5 м
19. Климатический район для строительства – IVГ
20. Дорожно-климатическая зона – V
21. Зона влажности – 3.

**- перечень основных объектов, входящих в состав технологической системы, их основные характеристики:**

Данный проект не предусматривает строительство сопутствующих объектов.

**- конструктивные решения и характеристики (показатели) основных зданий и инженерных сетей:** Данный проект не предусматривает строительство зданий и инженерных сетей.

Директор Улкенбаев М.Н.

Старший менеджер проекта Каламжан А.К.

29 Июля 2022

# 11.0 ПРИЛОЖЕНИЕ В – ЛИЦЕНЗИЯ ИНЖЕНЕРНОЙ КОМПАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1 - 1



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.11.2001 годаГСЛ № 000627**Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГПроект"**

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Кулманова, дом № 117 б., БИН: 010840001533

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

**на занятие****Проектная деятельность**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Вид лицензии****генеральная****Особые условия действия лицензии****I категория**

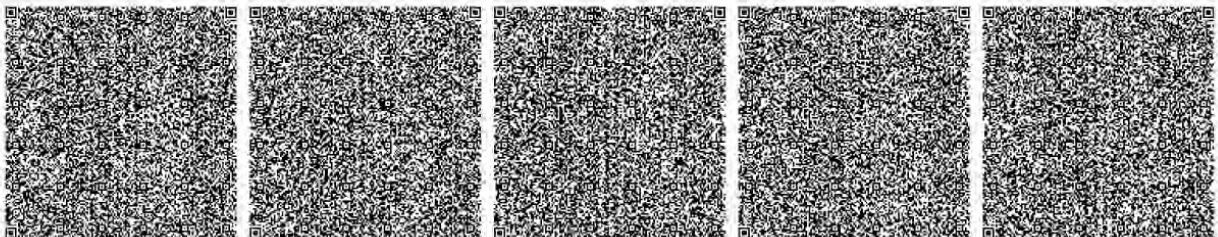
(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар****Министерство регионального развития Республики Казахстан. Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)****ГАПИЕВ ВЛАДИСЛАВ GERMANOVICH**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи****г.Астана**

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қазғас тасиығыштығы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСП № 000627

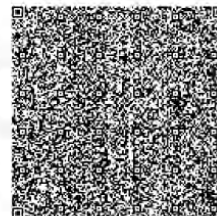
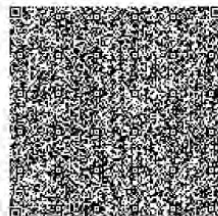
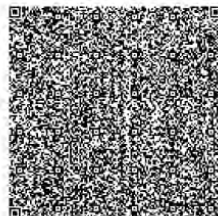
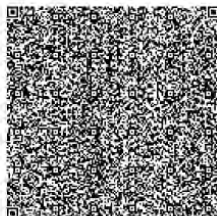
Дата выдачи лицензии 16.11.2001

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
  - Для медицинской, микробиологической и фармацевтической промышленности
  - Плотины, дамбы, других гидротехнических сооружений
  - Конструкций башенного и мачтового типа
  - Для энергетической промышленности
  - Для перерабатывающей промышленности, включая легкую и пищевую промышленность
  - Для тяжелого машиностроения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
  - Для транспортной инфраструктуры (предназначенной для непосредственного обслуживания населения) и коммунального хозяйства (кроме зданий и сооружений для обслуживания транспортных средств, а также иного производственно-хозяйственного назначения)
  - Для дошкольного образования, общего и специального образования, интернатов, заведений по подготовке кадров, научно-исследовательских, культурно-просветительских и зрелищных учреждений, предприятий торговли (включая аптеки), здравоохранения (лечения и профилактики заболеваний, реабилитации и санаторного лечения), общественного питания и бытового обслуживания, физкультурно-оздоровительных и спортивных занятий, отдыха и туризма, а также иных многофункциональных зданий и комплексов с помещениями различного общественного назначения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
  - Улично-дорожную сеть городского электрического транспорта
  - Мосты и мостовые переходы, в том числе транспортные эстакады и многоуровневые развязки
  - Пути сообщения железнодорожного транспорта
  - Автомобильные дороги всех категорий
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
  - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций
  - Внутригородского и внешнего транспорта, включая автомобильный, электрический, железнодорожный и иной рельсовый, воздушный, водный виды транспорта
- Разработка специальных разделов проектов по:
  - Автоматике, устройству пожарно-охранной сигнализации, системы пожаротушения и противопожарной защиты на этапе проектирования для нового строительства, капитального ремонта, реконструкции или переоборудования зданий и сооружений



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлік қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыншағын құжатқа тең.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСП № 000627

Дата выдачи лицензии 16.11.2001

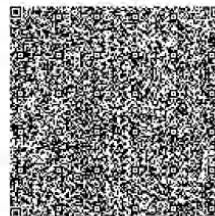
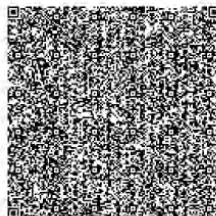
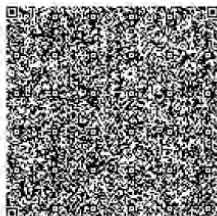
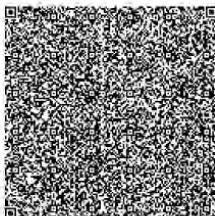
### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

##### Разработка специальных разделов проектов по:

- Составлению сметной документации
- Составлению проектов организации строительства и проектов производства работ
- Охране труда
- Устройству антикоррозийной защиты
- Устройству по молниезащите
- Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
  - Жилищно-гражданских зданий и сооружений
  - Зданий, сооружений и коммуникаций производственного (производственно-хозяйственного) назначения
  - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
  - Схем газоснабжения населенных пунктов и производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
  - Схем канализации населенных пунктов и производственных комплексов, включая централизованную систему сбора и отвода бытовых, производственных и ливневых стоков, размещение головных очистных сооружений, испарителей и объектов по регенерации стоков
  - Схем телекоммуникаций и связи для населенных пунктов с размещением объектов инфраструктуры и источников информации
  - Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
  - Схем развития транспортной инфраструктуры населенных пунктов (улично-дорожной сети и объектов внутригородского и внешнего транспорта, располагаемых в пределах границ населенных пунктов) и межселенных территорий (объектов и коммуникаций внешнего транспорта, располагаемых вне улично-дорожной сети населенных пунктов)
  - Планировочной документации (комплексных схем градостроительного планирования территорий - проектов районной планировки, генеральных планов населенных пунктов, проектов детальной планировки и проектов застройки районов, микрорайонов, кварталов, отдельных участков)
  - Схем водоснабжения населенных пунктов с размещением источников питьевой и (или) технической воды и трассированием водоводов, а также схем водоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлік қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **ГСП № 000627**

Дата выдачи лицензии **16.11.2001**

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка

- Схем теплоснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке тепловой энергии в системе застройки, а также теплоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях

- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:

- Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ

- Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше

- Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы (газоснабжение среднего и высокого давления)

- Автоматизация технологических процессов, включая контрольно-измерительные, учетные и регулирующие устройства

- Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами

- Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных сетей с вспомогательными объектами

- Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей

- Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:

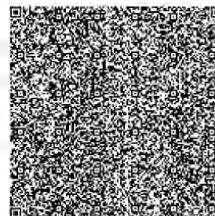
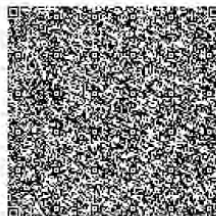
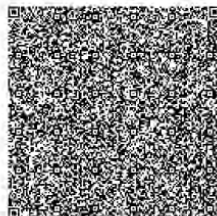
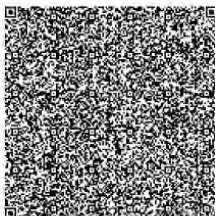
- Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций

- Деревянных конструкций

- Оснований и фундаментов

- Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций

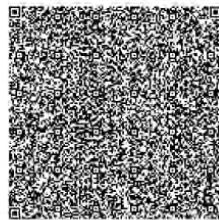
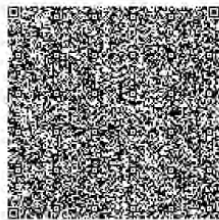
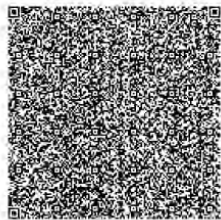
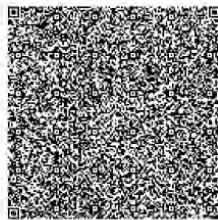
Производственная база **Атырауская область, город Атырау, улица Кулманова, 117 б**



Бейімделген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлік қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қарағандықтан құжатқа тән. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

(местонахождение)

<b>Лицензиат</b>	<b><u>Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГПроект"</u></b> Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Кулманова, дом № 117 Б., БИН: 010840001533 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
<b>Лицензиар</b>	<b><u>Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства.</u></b> <b><u>Министерство регионального развития Республики Казахстан.</u></b> (полное наименование лицензиара)
<b>Руководитель (уполномоченное лицо)</b>	<b>ГАЛИЕВ ВЛАДИСЛАВ GERMAHOBИЧ</b> фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара
<b>Номер приложения к лицензии</b>	
<b>Дата выдачи приложения к лицензии</b>	06.08.2013
<b>Срок действия лицензии</b>	
<b>Место выдачи</b>	г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қолға түсірілгені туралы расталған.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронных документах и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

## TABLE OF CONTENTS

<b>1.0</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>31</b>
1.1	Completed Construction and Installation Works .....	31
1.2	Remaining Construction and Installation Works.....	31
1.3	Abbreviations and Definitions .....	31
<b>2.0</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY.....</b>	<b>32</b>
2.1	Project Background .....	32
2.2	Information on Facility Location.....	32
2.3	Project Summary .....	32
2.4	Criticality Rating of the Designed Facility .....	32
2.5	Region and Construction Site Characteristics .....	32
<b>3.0</b>	<b>PROCESS SCOPE.....</b>	<b>33</b>
3.1	General .....	33
3.2	Off-Spec Crude Oil Line.....	33
3.3	Return Off-Spec Crude Oil Line.....	34
3.4	Input Data and New Line Sizing .....	34
<b>4.0</b>	<b>PIPING.....</b>	<b>34</b>
4.1	Piping Design Scope .....	34
4.2	Design Parameters of the Lines .....	35
4.3	Selection of a Pipeline Route .....	35
4.4	Pipeline Materials and Isolation Valves .....	35
4.5	Selection of Pipeline Wall Thickness .....	36
4.6	Pipeline Engineering Calculation and Stress Analysis .....	36
4.7	Pipeline Supports and Pipe Racks .....	36
4.8	Painting, Protective Coating and Insulation.....	36
4.9	Tie-ins into Existing Pipelines .....	37
4.10	Welding, Weld Examination Methods.....	37
4.11	Piping Testing .....	37
4.12	Removal of Existing Piping Sections .....	38
4.13	Motor Road Crossings.....	38
4.14	Crossings with Overhead Lines.....	38
<b>5.0</b>	<b>CONSTRUCTION ORGANIZATION.....</b>	<b>38</b>
<b>6.0</b>	<b>ENVIRONMENTAL PROTECTION.....</b>	<b>39</b>
<b>7.0</b>	<b>SAFETY PROVISIONS .....</b>	<b>39</b>
7.1	Work Coordination .....	39
7.2	Fire Safety .....	40
7.3	Collective and Personal Protective Equipment.....	40
7.4	Project Activities Facilitating Safe and Reliable Unit Operation .....	40
7.5	Noise and Vibration .....	40
7.6	Arrangement of Sanitary and Amenity Services.....	41
<b>8.0</b>	<b>CODES AND STANDARDS.....</b>	<b>42</b>
8.1	RoK and International Standards .....	42
8.2	TCO Specifications .....	42
<b>9.0</b>	<b>ATTACHMENT A – PROJECT DOCUMENTATION.....</b>	<b>44</b>

**10.0 ATTACHMENT B – PROJECT PASSPORT ..... 46**  
**11.0 ATTACHMENT C – ENGINEERING CONTRACTOR’S LICENSE FOR DESIGNING ..... 48**

## 1.0 INTRODUCTION

This document is a Regulatory Affairs Package for project X-000-007-10 “Plant DMC Crude Oil Line Replacement” for construction of 2 new above-ground lines (Stage 2B) instead of existing underground pipeline from the DMC manifold to the CTF and within the CTF area at Tengiz field.

As per an adopted TCO decision, an on-spec crude oil line is to be commissioned.

Off-spec and return off-spec crude oil lines will be constructed up to main tie-in points, blinded off at both ends and preserved for potential use in future.

The preservation will be provided by means of filling the lines with nitrogen. The off-spec and return off-spec crude oil lines constructed up to main tie-in points will be handed over to the client (Operations).

The existing network of crude oil pipelines is a series of aboveground and underground lines with a diameter from 10” to 40” that are used to transfer stabilized crude oil from the KTL to the DMC unit and transfer off-spec crude oil to the DMC and back to the KTL. This network of pipelines was designed and constructed as per Giprovostokneft project in 1988 and has been in operation since 1989. External corrosion protection is provided by means of a cold-applied polyethylene (PE) tape wrapping. All buried sections of these lines are not cathodically protected.

This system leaked in March 2003, September 2004, April 2005 and 2007, which was caused by external corrosion at soil-to-air interfaces.

Leakages from these lines result in production losses during repairing activities.

Considering corrosion rate of the existing underground lines, which has impact on mechanical integrity of the underground sections, it was decided by TCO to replace these underground lines with new aboveground lines.

The amendment of the detailed design of “Plant-DMC Crude Oil Line Replacement” Project, that was earlier approved by “Expertiza KZ” LLP, and that received positive conclusion # EKZ-0124/17 dated 18.09.2017, is initiated based on a TCO decision.

The project is developed in compliance with requirements of current RoK technical regulatory documents, TCO specifications and TCO safety instructions that ensure safe operation of the designed facility.

The objective of this documentation package is to provide information to the state regulatory agencies for approval as per the established procedure and, upon approval, to obtain a permit for performing construction and installation works in accordance with SN RK 1.03-00-2011.

### 1.1 Completed Construction and Installation Works

During execution of the project, main construction and installation works (earthworks, installation of all foundations and steel structures) were completed as per the project in 2017–2019. The following piping construction and installation works were completed:

- From the DMC to the CTF – installation of a 24” off-spec oil line and a 16” return off-spec oil line as per the early works’ scope. 24” and 16” shutdown valves were installed.

### 1.2 Remaining Construction and Installation Works

The amendment project plans to perform the following construction and installation works in 2023–2024:

- Removal of existing aboveground off-spec and return off-spec oil lines at the DMC manifold
- Installation of blinds on open ends, installation of thermal insulation, and preservation of off-spec oil and return off-spec oil lines with nitrogen
- Installation and connection of a 16” pipe spool to existing on/off valve XV-205007 at the DMC manifold to reinstate discharge from PCV-307001.

### 1.3 Abbreviations and Definitions

The following abbreviations and definitions are used in this document:

TCO Tengizchevroil	Owner and operator of the plant and project equipment/facilities
KMGP	Engineering Contractor
KTL	Complex Technological Line

DMC	De-Mercaptanization Unit
LPO	Loss of Production Output
CTF	Crude Tank Farm
RoK	The Republic of Kazakhstan
CIW	Construction and installation works

## 2.0 EXECUTIVE SUMMARY

### 2.1 Project Background

Project Plant DMC Crude Oil Line Replacement Stage 2B is designed on the basis of the following:

- Technical assignment issued by TCO;
- Data of topographic and geodesic surveys completed by Beksol Services LLP in 2012, 2013 and 2015.
- Data of geological-engineering surveys completed by KIRG LLP in 2016.

### 2.2 Information on Facility Location

The pipelines are routed from KTL-1, KTL-2, KTL-2.3 to DMC (plant area) and further from the DMC to the CTF and then within the CTF area of Tengiz field.

As per Stage 2B, route of 2 new aboveground pipelines (24" off-spec crude oil line and 16" return off-spec crude oil line) runs from DMC manifold to the CTF and within the CTF area.

### 2.3 Project Summary

The Project envisages construction of 2 new aboveground pipelines and preservation/idling of an off-spec and return off-spec lines from the KTL to the DMC manifold and from the DMC to the CTF.

As per an adopted TCO decision, the on-spec crude oil line is to be commissioned.

The off-spec and return off-spec crude oil lines will be constructed up to main tie-in points, blinded off at both ends, and preserved for potential use in future.

The preservation will be provided by means of filling the lines with nitrogen. The off-spec and return off-spec crude oil lines constructed up to main tie-in points will be handed over to the client (Operations).

Engineering activities for the project are split into four stages:

- Stage 1 – KTL-1 to DMC (one on-spec crude oil line and two off-spec crude oil lines);
- Stage 2A – DMC to CTF (36" on-spec crude oil line);
- Stage 2B – DMC to CTF (24" and 16" off-spec crude oil lines);
- Stage 3 – KTL 2 & KTL 2.3 to DMC (one on-spec crude oil line and two off-spec crude oil lines).

### 2.4 Criticality Rating of the Designed Facility

Criticality rating of the new facilities is accepted as "I" - High as per the Regulations determining the general classification of buildings and facilities for technically and (or) technologically complicated facilities (Approved by order #165 of the Minister of National Economy of the Republic of Kazakhstan as of February 28th, 2015).

### 2.5 Region and Construction Site Characteristics

The designed pipelines run from the DMC manifold to the CTF and within the CTF area.

The district center Kulsary, located 110 km away from the field, is also the nearest railway station connecting Tengiz Rotational village, Shanyrak Village, and TCO village with other regions of Kazakhstan.

The regional center, Atyrau city, is located 350 km away from Tengiz field and can be reached by asphalt highway, railroad, and special air flights.

The climate in the region is markedly continental and arid. This is characterized by the marked contrast between day and night temperatures, winter and summer temperatures, and in the rapid transition from winter to summer with a short spring season. Region main features are as follows: limited rainfall, limited

snowfall, severe snow blows, dryness of air and soil, intense evaporation processes, and an abundance of direct sunlight. Winters are cold but not prolonged. Summers are hot and fairly prolonged.

Main region climatic parameters are provided in the table below as per SP RK 2.04-01-2017, TCO specification A-ST-2008.

**Table 2.5.1.**

<b>Parameter</b>	<b>Value</b>
1. Average annual ambient temperature	+9.4 °C
2. Absolute minimum ambient temperature	-36.2 °C
3. Absolute maximum ambient temperature	+44.7 °C
4. Maximum design temperature	+60 °C
5. Minimum design temperature	-40 °C
6. Black body thermal radiation:	+75 °C
7. Average annual wind speed during heating season	5.3 m/sec
8. Wind category	V <sup>1</sup>
9. Maximum wind speed	40 m/sec
10. Ice category for the area	II <sup>2</sup>
11. Standard ice thickness	5 mm
12. Barometric pressure	1019.4 hPa
13. Maximum annual relative humidity	83 %
14. Minimum annual relative humidity	40 %
15. Annual precipitation level	200 mm
16. Snow category	I
17. Maximum snow cover depth	26 cm
18. Standard soil freeze depth	1.5 m
19. Climatic category for construction	IVГ <sup>3</sup>
20. Road climatic zone	V <sup>4</sup>
21. Humidity area	3

Notes:

1. Wind category – V (SP RK 2.04.01-2017)
2. Ice category – II (SP RK 2.04.01-2017, A-ST-2008)
3. Climatic category for construction – IVГ (SP RK 2.04.01-2017, A-ST-2008)
4. Road climatic zone – V (SN RK 3.03-01-2013).

Absolute elevations within the site area vary from minus 23.05 m to minus 24.40 m.

The ground water depth is within the range of 0.8 – 1.0 m from the ground surface.

Normative freeze depth for clay loams and clays is 1.24 m.

Normative freeze depth for sandy clays, fine sands, and sandy silts is 1.5 m.

### **3.0 PROCESS SCOPE**

#### **3.1 General**

The objective of the Project is to replace underground crude oil pipelines from all KTL trains (Unit 200) to the DMC manifold and from the DMC to the CTF with aboveground pipelines:

- On-spec crude oil line;
- Off-spec crude oil line;
- Return off-spec crude oil line.

The following section describes only the scope of Stage 2B on construction of 2 new aboveground pipelines for off-spec and return off-spec crude oil from the DMC manifold to the CTF.

#### **3.2 Off-Spec Crude Oil Line**

24" off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to a pit in the CTF and connected to 16" valve, isolated at both ends and preserved for potential use in future. The preservation will be provided by means of filling the line with nitrogen.

### 3.3 Return Off-Spec Crude Oil Line

16" return off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to the joint line downstream of pumps G-26 and G-41 at the CTF, isolated at both ends and preserved for potential use in future. The preservation will be provided by means of filling the line with nitrogen.

### 3.4 Input Data and New Line Sizing

The following data were used for off-spec crude oil hydraulic calculations:

**Table 3.4.1**

Parameters	UoM	From DMC to CTF*
Design rate	m <sup>3</sup> /h	1250
Operating temperature	°C	60-65
Operating pressure	barg	3.5

**Note:** \* - Through pressure relief valve PCV-307001.

The following data were used for hydraulic calculations of return off-spec crude oil from the CTF to the KTL:

**Table 3.4.2**

Parameters	UoM	From pump G41 to CTF*
Design capacity	m <sup>3</sup> /h	300
Operating temperature	°C	50
Operating pressure	barg	6-10

**Note:** \* - Given that there are two pumps (G-26 and G-41) for returning off-spec crude oil to KTL plant, data of the pump with greater rate and head were used.

Process data and oil composition were provided to TCO.

Sizes of certain existing pipelines shall be changed in accordance with completed hydraulic calculations and design solution.

**Table 3.4.3**

Off-spec crude oil		
Line location	Existing line size	New line size
From DMC to CTF	426 mm (~16")	24"
DMC manifold	426 mm (~16")	24"
Return off-spec crude oil		
Line location	Existing line size	New line size
From DMC to CTF	426 mm (~16")	16"
DMC manifold	426 mm (~16")	16"

## 4.0 PIPING

### 4.1 Piping Design Scope

The Project envisages construction of 2 new aboveground pipelines of off-spec and return off-spec crude oil for replacement of existing underground crude oil pipelines from the DMC manifold to the CTF.

The following is envisaged as part of Stage 2B of this project:

- Construction of an aboveground off-spec crude oil line of category 1 with a length of 1647 m, of which: 1620 m are with a nominal diameter of 24 inches (DN 600 mm), 15 m are with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm), 12 m are with a nominal diameter of 12 inches (DN 300 mm), from the DMC manifold to tie-ins at the CTF;
- Construction of an aboveground return off-spec crude oil line of category 1 with a length of 1615 m, with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm) from the DMC manifold to the CTF;
- Decommissioning of the existing aboveground off-spec crude oil line and return off-spec crude oil line with an approximate length of 82 m, of which 16 m are with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm), 20 m are with a nominal diameter of 12 inches (DN 300 mm), 25 m are with a nominal

diameter of 10 inches (DN 250 mm), 21 m are with a nominal diameter of 8 inches (DN 200 mm) in the DMC manifold; their partial cleaning and partial removal at the tie-in points.

New 24" off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to a pit in the CTF and connected to 16" valve, isolated at both ends and preserved for potential use in future.

New 16" return off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to the joint line downstream of pumps G-26 and G-41 at the CTF, isolated at both ends and preserved for potential use in future.

Preservation for off-spec and return off-spec crude oil lines will be provided by means of filling the lines with nitrogen.

#### 4.2 Design Parameters of the Lines

Process parameters of the lines are indicated below:

**Table 4.2.1 Operating and design temperature**

Pipelines	Operating temperature, °C	Design temperature, °C	
		Min.	Max.
Off-spec crude oil	60-65	5	145
Off-spec return crude oil	50	5	73

**Table 4.2.2 Operating and design pressure**

Pipelines	Operating pressure, barg	Design Pressure, barg
Off-spec crude oil	3.5	10
Off-spec return crude oil	6-10	14

#### 4.3 Selection of a Pipeline Route

The pipeline route from DMC manifold to the CTF and within the CTF was determined in accordance with requirements of RD 38.13.004-86, SP RK 3.05-103-2014, SN 527-80, SN RK 3.01-03-2011, and SP RK 3.01-103-2012. The general pipeline route is shown in drawing X-000-L-5460. The following criteria were considered when selecting the optimal pipeline route:

- Existing conditions, spare areas for installation of pipelines;
- Materials quantity optimization;
- Possibility to use existing pipeline corridors;
- Construction performance without shutdown of existing pipelines;
- Minimization of the number of crossings with existing utilities and buildings;
- Adequate space for unrestricted and safe installation and further maintenance of the pipelines;
- Minimum clearance from the ground to the bottom of the pipes is 2.2 m to ensure free passage for personnel;
- Plant and pipeline layout requirements are in accordance with TCO specification L-ST-2008;
- Piping flexibility and deformation compensation are based on a piping load calculation and a stress analysis.

The new pipelines are mainly routed above ground on steel supports, racks, and concrete sleepers. Existing pipe racks will be used in some places where installation of new supports is not possible. Data of topographic surveys completed by Beksol Services LLP in 2012, 2013 and 2015 were used to determine the pipeline route; a site survey was performed for this purpose as well.

#### 4.4 Pipeline Materials and Isolation Valves

Materials for the pipelines were selected in compliance with classification of materials as per TCO specifications PIM-SU-5112-TCO.

Material classes D14D, 150H01, 150H21, and 150K21 were used for on-spec process hydrocarbons (PHC) pipelines, i. e., pipelines, fittings, flanges, and valving are to be made of carbon steel certified in accordance with NACE MR0175, suitable for operation in sulfurous and alkaline environments and in areas with low temperatures (LTCS). Corrosion allowance is 3 mm; post-weld heat treatment is required as per a TCO specification.

Material classes 150K01 and 150K21 were used for off-spec (sour) process hydrocarbons (PHC) pipelines, i. e., pipelines, fittings, flanges, and valving are to be made of carbon steel certified in accordance with NACE MR0175, suitable for operation in sulfurous and alkaline environments and in areas with low temperatures (LTCS). Corrosion allowance is 3 mm; post-weld heat treatment is required as per a TCO specification.

Flanged gate valves selected in accordance with requirements of TCO specification PIM-SU-5112-TCO are mainly used in the project. Locations of shut-off valves were selected in accordance with requirements of ASME B31.4, RD 38.13.004-86, and SN 527-80. Pipeline valves and associated piping will be installed above ground. Service platforms and walkways are provided for access to shut-off valves where required, in accordance with recommendations of SN 527-80, TCO specification L-ST-2025 and TCO "Safety in Designs".

#### 4.5 Selection of Pipeline Wall Thickness

A pipeline wall thickness is selected based on data of material classes of TCO specifications PIM-SU-5112-TCO (150H21 and 150K21) corresponding to pressure class 150 for pipelines with a maximum design pressure of 18.3 barg (at 38 °C). The wall thickness was also confirmed by a load calculation and a stress analysis, refer to section 6.6.

#### 4.6 Pipeline Engineering Calculation and Stress Analysis

The piping load calculation and the stress analysis were performed in Caesar II software package (version 5.30.02) to ensure flexibility of the pipelines and analyze foundations of supports and steel structures.

The piping load calculation and the stress analysis are performed for the following:

- Determining minimum span between piping supports considering various conditions: empty pipe, water-filled pipe;
- Pipeline stress analysis: determination of stress analysis criteria and a preliminary calculation of longitudinal displacements / compressions of a pipeline under the influence of internal and external temperatures; determination of measures to restrain displacement of pipelines, installation of anchor supports and expansion loops;
- Verification of scenarios for pipeline stress condition during hydraulic testing and start-up;
- Pipeline loads analysis: wind and snow loads.

#### 4.7 Pipeline Supports and Pipe Racks

Standardized piping supports are used in accordance with TCO specification L-ST-6077. The supports are selected as per requirements of these specifications, the pipeline loads calculation, and the stress analysis.

A major part of pipeline supports from DMC outlet to the CTF is provided as part of Project Stage 2A.

New pipeline sections from the DMC manifold outlet to the CTF and within the CTF area are planned to be installed mainly on concrete sleepers, pipe bridges, and steel supports, that are provided as part of Project Stage 2A.

New supports are located and selected in a way to minimize the loads and forces from the new pipelines applied to existing pipelines and racks.

#### 4.8 Painting, Protective Coating and Insulation

The new aboveground pipelines are coated to protect them against external corrosion as per TCO specification COM-SU-5191.

As per requirements, insulated pipelines with an operating medium temperature of up to 205 °C are to be coated with two layers of a Thin Film Epoxy Coating (coating system 12.1).

Pipe supports are to be coated with three layers as follows: the 1<sup>st</sup> layer is a Self-Cured Inorganic Zinc Solvent Reducible Coating, the 2<sup>nd</sup> layer is an Intermediate Epoxy Coating, the 3<sup>rd</sup> layer is an Aliphatic Polyurethane (coating system 3.1).

Internal protective coating of pipelines is not envisaged.

The Project envisages pipeline insulation as per TCO specification IRM-SU-1381-TCO. The insulation thickness is based on a pipeline diameter and an operating temperature of the medium; the values are provided in the following table:

**Table 4.8.1.**

Pipeline diameter	Design temperature, °C	Insulation thickness
8"	From 51 to 100	50 mm
12"	From 51 to 100	60 mm
16"	From 51 to 100	60 mm
24"	From 51 to 100	70 mm

**Note:** " – inch.

Mineral wool with a high density of 100-120 kg/m<sup>3</sup> is used for insulation of pipelines with a diameter of up to 24".

#### 4.9 Tie-ins into Existing Pipelines

Tie-ins into the existing pipeline systems will be performed mostly via flanged connections wherever flow isolation is available by shutting off existing valves and draining the lines, i.e., their emptying if possible.

Hot taps into existing piping systems are not planned.

Material classes as per TCO specification PIM-SU-5112-TCO are used only for tie-in where welding works on existing pipelines are required. Material classes as per TCO specification PIM-SU-5112-TCO are to be used for the new pipelines.

All tie-ins shall be performed in accordance with TCO specification L-ST-2014.

#### 4.10 Welding, Weld Examination Methods

Pipeline welding and NDT are performed in accordance with TCO specifications W-ST-2000 and W-ST-2025, which specify requirements for welding equipment, pipe welding procedure, weld joint testing, materials to be used, and pre/post weld heat treatment. Shielded metal arc welding is used to weld carbon steel pipelines. Steel is preheated before welding operations in accordance with TCO specification W-ST-2025 and SP RK 3.05-103-2014. The quality of pipe and fitting welds is determined by Non-Destructive Testing and mechanical strength examination. Weld quality control procedure shall comply with the requirements specified in section 6 of construction standard API 1104, and TCO specifications.

Each weld is subject to physical testing to the extent indicated in TCO specification for pipes and requirements of SP RK 3.05-103-2014. If piping configuration does not allow performing a radiographic examination of joints, an ultrasonic testing is to be used on butt welds.

**Table 4.10.1.**

TCO specifications	Material class	MT/PT surfaces	Volumetric radiographic testing	PWHT	Hardness Test
PIM-SU-5112-TCO	150H01	5% SW	5%	No	No
PIM-SU-5112-TCO	150K01	100% SW	100%	Yes	Yes
PIM-SU-5112-TCO	D14D	5% SW	5%	No	No
PIM-SU-5112-TCO	150H21	5% SW	5%	No	No
PIM-SU-5112-TCO	150K21	100%SW	100%	Yes	Yes

#### 4.11 Piping Testing

The Project envisages hydraulic testing in accordance with requirements of API RP1110 "Recommended Practice for Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines" and SP RK 3.05-103-2014. All pipelines and piping shall be hydrotested, cleaned, purged, and inspected as per TCO technical requirements X-000-L-PRO-0001 Procedure for Hydrostatic Testing of Piping Systems, TCO Specification L-ST-2007 Piping Installation and Testing, TCO Specification L-ST-2013 Descaling and Cleaning of Carbon Steel Pipelines as well as W-ST-2000 and W-ST-2025.

All pipelines and piping shall be hydrotested to 1.5 times the designed pressure as per ASME B 31.3.

Prior to testing, all pipeline and piping system shall be cleaned from debris, dirt, and foreign objects. Piping shall be isolated by means of blind flanges; instrument connections shall be closed by plugs or threaded caps. PSVs, thermowells, filters and other equipment which are not capable to withstand hydraulic testing pressure shall be removed and replaced with temporary pipe spools. Temporary supports shall be provided for equipment and piping during hydrotesting where required.

For air and liquid drainage, the pipelines and piping are provided with vents and drains envisaged by the project at piping top and bottom points correspondingly.

Water for hydrotesting shall be clean and shall not contain foreign particles and suspended solids. Chlorides content in the water shall not exceed 50 ppm. Minimum temperature of water for hydrotesting shall be 10 °C. If the testing is performed in wintertime, special measures shall be taken to prevent water freezing.

Hydrotesting pressure shall be increased at maximum rate of 5 barg per minute. The achieved test pressure is to be maintained for sufficient time to level all mechanical stresses in the line and until all connections (threaded, socket welded, or butt welded and flanged ones) are tested for leakage, but not less than 10 minutes.

Upon completion of the hydrotest, water shall be removed, and the piping system shall be drained and dried.

#### **4.12 Removal of Existing Piping Sections**

Small sections of existing pipelines will be removed to allow tie-in performance by modifying existing pipelines and also to provide free space for installation of the new pipelines. Aboveground parts of existing underground pipelines will be cut off, and underground parts will be temporarily plugged with concrete for future removal works. Main works on removal of existing pipelines are not included in this scope of work.

#### **4.13 Motor Road Crossings**

Pipeline crossing via concrete culvert over asphalt motor road Kulsary – Sarykamys is provided as part of Project Stage 2A.

Scope of Stage 2B includes only connection of pipelines with pipe spools provided as part of Stage 2A.

Pipelines that are crossing gravel and field access roads will be routed above roads on high supports (bridges), which were provided as part of Stage 2A; the minimum clearance from bottom of a pipe or a framework to top of a road is 6 m.

Motor road crossings are designed mainly at an angle of 90° but not less than 60°.

#### **4.14 Crossings with Overhead Lines**

New pipeline route is crossing 35 kV and 110 kV overhead lines (OHL). Steel protective shelters are provided at OHL crossings to ensure protection of above ground pipelines against electrical current in case of OHL breakdown. Pipeline crossings with OHL are designed at an angle not less than 60°. Protective shelters are provided as part of Project Stage 2A.

## **5.0 CONSTRUCTION ORGANIZATION**

Construction duration is 6 months including 1 month for mobilization period. The following activities are to be carried out during the mobilization stage: familiarization with the construction site and conditions of the existing facilities, agreeing on scope of work, work sequence and construction schedule; arranging for temporary water and power supply utilities; managing packaged and critical materials procurement; managing shipments, warehousing, storage, traffic of construction machinery within the plant area, temporary shelters and facilities, and use of existing roads, buildings, and facilities for construction needs. The following shall be provided for as well:

- Stocking and storage of materials and items as per the standards requirements and specifications for these materials and items;
- Arranging necessary vehicle traffic restriction/diversion. Prior to commencement of works, site preparatory activities shall be carried out and the following facilities to be installed: temporary fencing around the site; temporary mobile trailers for field offices; containers for waste collection; bio-toilets. Accommodation and catering for the construction personnel shall be provided in a rotational camp. Provide the site with temporary utilities: water supply, telecommunication, power supply, storm water drainage. Arrange laydown sites for storage of structures and materials by levelling and compacting the ground with gravel and providing temporary drainage of surface waters. Deliver required materials, structures, machinery, and welding equipment to the site. Install site outdoor lighting system. Provide fencing/barricading of hazardous areas and firefighting/environment safety activities.

The construction works will be performed in one shift with transportation of 50 employees to the construction site. Temporary accommodation and catering for construction personnel will be provided in the existing rotational camp. The household water consumption rate for construction personnel needs is calculated based on the value of 25 l/day per one person (SP RK 4.01-101-2012). During construction works, the potable water will be delivered in 10-liter bottles. The potable water quality shall conform to requirements of ST RK GOST R 51232-2003 "Water. General Requirements for Organization and Quality Control methods", ST RK 1432 – 2005 "Potable Bottled Water, Including Natural Mineral and Table Waters. General specifications" and Sanitary Regulations - Sanitary epidemiological requirements to water supply sources, water intake locations for household purposes, cultural and general water consumption locations and safety of water bodies, approved by Minister of National Economy of the Republic of Kazakhstan, Order #209 dated March 16, 2015. Empty bottles will be replaced with refilled ones.

Three bio-toilets will be installed for construction personnel in close vicinity to the work site in the TCO area. Waste waters from bio-toilets will be removed from the site by waste collection trucks to new Wastewater Treatment Facilities (WTF) as per approval from TCO Ecology group / WTF Management.

## 6.0 ENVIRONMENTAL PROTECTION

This section will be developed by another contractor with a relevant license in the sphere of Environmental Protection based on provided project design basis.

## 7.0 SAFETY PROVISIONS

Based on the requirements of TCO and RoK National Regulatory Authorities for Occupational Health and Safety, the Project includes the following safety engineering solutions for ensuring personnel safety and health risk prevention:

- All operating personnel shall be provided with personal protective equipment: safety boots, goggles, gloves, dust masks, and helmets throughout the work period;
- A fire stand with all required firefighting equipment;
- A grounding system for all electrical equipment.

Construction and installation works shall be performed in strict compliance with SN RK 1.03-00-2011 and SP RK 1.03-05-2011.

Hazardous areas (during construction period) should be specified during construction site arrangement and allocation of work areas/places, machinery/vehicle pathways and personnel walkways.

Hazardous areas shall be marked with safety signs and warning notices of an appropriate format.

Temporary protective barriers are to be installed on the boundaries of hazardous areas.

The construction process is not associated with the use or discharge of any products aggressive to the structural steelwork.

All engineering solutions aimed at safe operation of the proposed facilities ensure the incident-free operation under normal conditions.

### 7.1 Work Coordination

Safety activities are arranged in compliance with the RoK legislation and state regulations, and TCO HSE corporate documents.

Roles and Responsibilities for implementing occupational safety management activities and for addressing any safety-related technical, technological, and organizational issues shall be imposed on Company management, heads of departments as per JD on roles, rights, and duties of senior management/supervisory, engineering, and technical personnel of the organization developed and approved by the plant management as per the established procedure.

Occupational Safety-related organizational, engineering, and control activities are fulfilled by Health and Safety personnel.

The basic principle of Occupational Safety activities at all levels is the recognition of personnel health and life as a priority versus production results.

Main directions in implementing Occupational Safety administrative and technical activities at all production levels are as follows:

- Occupational Safety training;
- Ensuring production equipment safe operation;
- Ensuring safe production processes;
- Ensuring production buildings and facilities safety;
- Maintaining necessary sanitary and living conditions;
- Providing personal protective equipment (PPE) to operating personnel;
- Providing welfare conditions for operating personnel;
- Ensuring optimal work-rest regimes;
- Providing general health services for operating personnel;
- Occupational Safety awareness campaigns.

Occupational Health and Safety specialists shall be responsible for controlling that:

- Production processes and production equipment are safe;
- Requirements of TCO Policy and relevant State Norms, Regulations, Guidelines on Occupational Safety and Industrial Sanitation are fulfilled by Company's Personnel;
- All necessary safety trainings are arranged; knowledge assessments and competency evaluations are carried out for workers, engineering personnel, and Occupational Health and Safety specialists;
- All necessary tests and inspections are carried out by relevant Services for pressure vessels and boilers, lifting equipment, inspection tools which are subject to regular testing and inspection;
- Safety devices, interlocking devices and other technical safety controls are compliant;
- Activities intended to facilitate personnel's safe and health conditions are carried out.

All design solutions are intended to provide favorable and safe labor conditions at each working place.

## **7.2 Fire Safety**

There is a potential hazard of fire due to technical reasons. Fire poses a threat to the health and safety of operation personnel and to the environment.

## **7.3 Collective and Personal Protective Equipment**

All TCO and contractor employees involved in site activities are provided with protective clothes, safety footwear, helmets, goggles, ear protection, dust masks, and gloves. In addition to that, every site employee is provided with a gas analyzer and a mini filter (if required).

## **7.4 Project Activities Facilitating Safe and Reliable Unit Operation**

In view of potential hazards during construction and installation works, various mitigation activities are provided under the project to ensure safety of operating personnel.

As per TCO requirements and state regulations related to Occupational Health and Safety aspects, the following engineering solutions and arrangements were considered for this Project to ensure personnel safety and prevent health risks:

- Only qualified personnel who have completed safety induction and who have appropriate work access are allowed to perform works;
- Applied processes, devices, materials shall be provided with RoK Certificates of Conformance and/or Permits to Use from relevant agency in the field of Industrial Safety as per requirements of the RoK legislation;
- Employees are provided with gas analyzers, protective clothing, and Personal Protective Equipment.

## **7.5 Noise and Vibration**

Noise and vibration are physical factors affecting people.

As per GOST 12.1.012-2004 SSBT "Vibration safety. General Requirements" and GOST 12.1.003-2014 SSBT "Noise. General Safety Requirements", to limit the adverse effect of such physical hazards as noise and vibration, which cannot be adapted to, the following measures are planned:

- Personnel are provided with noise reducing PPE.
- Vibration safety assessment is performed at workplaces during performance of a real or typical process.

## **7.6 Arrangement of Sanitary and Amenity Services**

Sanitary and amenity services for employees are an integral part of systematic measures aimed at provision of labor protection. Provision of such services is a responsibility of employer. Sanitary and amenity services include, among other things, arrangement of welfare and amenity facilities, wardrobes, shower rooms, wash rooms, water closets, smoking areas, facilities for drying, storage and issue of special clothing, laundries. Changing rooms intended for storing personal and protective clothing shall be equipped with individual lockers. Special clothing shall be dried and dedusted after each shift, washed and chemically cleaned – when required, but at least twice per month. Special clothing of workers handling powdery and toxic substances is washed separately from other special clothing after each shift; winter clothing is chemically cleaned. Rooms for dedusting and chemical cleaning of special clothing are located separately and are equipped with independent ventilation. Laundry of special clothing and, in case of temporary residence of construction workers outside their permanent place of residence, underwear and bed linen, is provided by laundries of both stationary and mobile type with a central delivery of dirty and clean clothes, regardless of the number of employees.

Sanitary-and-amenity and treatment-and-prophylactic services for employees entail availability of facilities where full range of medical services and treatments can be provided. In addition to that, equipped first aid facilities, medical stations, ablution facilities for women, rooms with hand baths and foot baths, recreation facilities for short-time work breaks are envisaged.

For emergency care, construction gangs shall be provided with a first aid kit with primary aids, medicines, and bandaging material. Personnel shall be trained to render first aid (pre-doctor) care.

## 8.0 CODES AND STANDARDS

### 8.1 RoK and International Standards

Document #	Title	Rev.
<b>General</b>		
SN RK 1.02-03-2011	Design documents for construction. Scope, development, review and approval guidelines	
SN RK 1.03-00-2022	Construction Operations. Organization of Construction of Plants, Buildings and Facilities	
SP RK 1.03-106-2012	Occupational Health and Safety in Construction	
<b>Piping</b>		
SP RK 3.05-101-2013	Trunk Pipelines	
SP RK 3.05-103-2014	Process Equipment and Process Piping	
VSN 51-3-85	Design of Steel Field Pipelines	
SN 527-80	Guidelines for the Design of Steel Process Piping Systems for Nominal Pressure up to 10 MPa	
RD 38.13.004-86	Operation and Repair of Process Pipelines Operating Under Pressure up to 10.0 MPa (100 kgf/cm <sup>2</sup> )	
Technical Reglament RoK Government Regulation #405–2021	General Fire Safety Requirements	
SP RK 2.02-106-2019	Design of Fire Safety Systems of Tengizchevroil Facilities	
ASME B31.3	Process Pipelines	
NACE MR 0175 / ISO 15156	Materials for Use in H <sub>2</sub> S-containing Environments in Oil and Gas Production	
API 1104	Pipeline Welding Code	
<b>Civil</b>		
SP RK 2.04-01-2017	Building Climatology	

### 8.2 TCO Specifications

Document #	Title	Rev.	Date
<b>General</b>			
A-ST-2005	Galvanizing	2	
A-ST-2008	Specification for Basic Engineering Design Data	2	
SID-SU-5106-TCO	Safety in Designs	2	
<b>Piping</b>			
COM-SU-4743-TCO	External Coatings	U04	
COM-SU-5191-TCO	Coating Systems	3E	
L-ST-2004	Piping Fabrication	3	
L-ST-2007	Piping Installation and Testing	5	
L-ST-6077	Pipe Support Details – Pipe Support Selection Chart	0	
L-ST-2013	De-scaling and Cleaning of Process and Utility Piping	3	
L-ST-2014	Piping Tie-ins	2	
L-ST-2025	Piping Standard Details	U04	
L-ST-2029	Purchasing Requirements for Gaskets	4E	
L-ST-2030	Purchasing Requirements for Bolting	2	

<b>Document #</b>	<b>Title</b>	<b>Rev.</b>	<b>Date</b>
IRM-SU-1381-TCO	Thermal Insulation for Hot Lines, Vessels and Exchangers	2	
PIM-SU-5112-TCO	Piping material line classes	4	
X-000-L-PRO-0001	Procedure for the Hydrostatic Testing of Piping Systems	3	
W-ST-2000	Welding, PWHT & NDE of Piping	6	
W-ST-2011	Specification for Welding and NDT of Pipelines	2	
W-ST-2021	Definition of Wet H <sub>2</sub> S ("sour") Service	0	
W-ST-2025	Process Plant Piping, Welding PWHT and NDT	1	

## 9.0 ATTACHMENT A – PROJECT DOCUMENTATION

Document #	Title	Rev.	Rev Status	Date
X-0000-L-LST-10035	General Data. Sheet 1 of 2	U01		
X-0000-L-LST-10036	General Data. Sheet 2 of 2	U01		
<b>Process</b>				
O-307-B-5003-00710P4	Piping and Instrumentation Diagram Oil Distribution VLV Post	U03		
O-307-B-5003-00710D	Piping and Instrumentation Diagram Oil Distribution VLV Post	U04		
091-0307-BBB-PID-20001-01	Piping and Instrumentation Diagram Crude Oil Lines Manifolds at DMC	U01		
O-3200-B-1078-00710P4	Piping and Instrumentation Diagram Crude Oil Export System, T1-T8 Manifold	U03		
O-3200-B-1079-00710P4	Piping and Instrumentation Diagram Crude Oil Export System	U02		
O-3200-B-2002-00710P4	Piping and Instrumentation Diagram Old Crude Oil Export System Shipping Pump	U01		
O-3200-B-2002-00710D	Piping and Instrumentation Diagram Old Crude Oil Export System Shipping Pump	U01		
<b>Piping</b>				
X-000-L-5460	Piping Area Drawing Index	U01		
X-031-L-5501	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 1 of 24	U03		
X-031-L-5502	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 2 of 24	U02		
X-031-L-5503	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 3 of 24	U01		
X-031-L-5504	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 4 of 24	U02		
X-031-L-5505	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 5 of 24	U01		
X-031-L-5506	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 6 of 24	U03		
X-031-L-5507	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 7 of 24	U01		
X-031-L-5508	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 8 of 24	U01		
X-031-L-5509	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 9 of 24	U03		
X-031-L-5510	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 10 of 24	U01		
X-031-L-5511	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 11 of 24	U01		
X-031-L-5512	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 12 of 24	U01		
X-031-L-5513	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 13 of 24	U01		
X-031-L-5514	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 14 of 24	U01		
X-031-L-5515	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 15 of 24	U01		
X-031-L-5516	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 16 of 24	U02		
X-031-L-5517	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 17 of 24	U02		
X-031-L-5518	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 18 of 24	U01		

Document #	Title	Rev.	Rev Status	Date
X-031-L-5519	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 19 of 24	U01		
X-031-L-5520	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 20 of 24	U01		
X-031-L-5521	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 21 of 24	U03		
O-3200-L-7218	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 22 of 24	U03		
O-3200-L-7219	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 23 of 24	U01		
O-3200-L-7220	Piping General Arrangement New Crude Lines Plant-CTF. Sheet 24 of 24	U02		
O-3200-L-7221	Piping General Arrangement Detail 2. Sections E-G	U02		
O-3200-L-7222	Piping General Arrangement Sections A-D	U02		
X-031-L-5522	Piping General Arrangement Detail 1. Sections A, B. Stage 2B	U02		
X-031-L-5523	Piping General Arrangement Sections A, B, C	U03		
X-031-L-5500	Tie-in Schedule. Stage 2B	U02		
O-3200-L-7223	Piping General Arrangement Crude Export System. Tie-ins Plan	U02		
X-031-L-5524	Piping General Arrangement Oil Distribution VLV Post. Tie-ins Plan	U02		
X-000-L-PLL-10002	Line List	U02		
X-000-L-5399	Piping Material Take Off. Stage 2B	U02		

## 10.0 ATTACHMENT B – PROJECT PASSPORT

### Project Passport of 'Plant DMC Crude Oil Line Replacement'. Stage 2B. Amendment

<p><b>Client</b> Tengizchevroil LLP</p> <p><b>Engineering Contractor (General Designer)</b> KMGProject LLP</p> <p><b>Source of financing</b> Tengizchevroil LLP</p> <p><b>Location</b> Atyrau, Zhylyoi region, Tengiz field</p>	<p><b>Project title (Detail Design)</b> Plant DMC Crude Oil Line Replacement. Stage 2B. Amendment</p>	<p><b>Input Data, including:</b> Design Assignment issued by Tengizchevroil LLP, Contract #1287384 (1729418)</p>
<b>Situation Plan (Routing Layout)</b>		
<p>Design Capacity: Off-spec crude oil line – 1250 m<sup>3</sup>/h. Return off-spec crude oil line – 300 m<sup>3</sup>/h.</p> <p>Total area of the allocated territory – 0.0043 ha. Length of 12"-24" off-spec crude oil line – 1688 m. Length of 16" return off-spec crude oil line – 1615 m. Total number of employees – Not applicable.</p>	<p>Total estimated construction cost in current prices of 2022, including CIW – Not applicable: - main facilities – Not applicable; - CIW – Not applicable; - equipment – Not applicable; - other – Not applicable.</p> <p>Construction duration – 6 months.</p>	
<p>Additional information, including:</p> <p><b>- Purpose of the facility:</b> The Project envisages construction of 2 new aboveground pipelines of off-spec and return off-spec crude oil for replacement of existing underground crude oil pipelines from the DMC manifold to the CTF as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Construction of an aboveground off-spec crude oil line of category 1 with a length of 1688 m, of which: 1620 m with a nominal diameter of 24 inches (DN 600 mm), 30 m with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm), 18 m with a nominal diameter of 12 inches (DN 300 mm), from the DMC manifold to tie-ins at the CTF;</li> <li>• Construction of an aboveground return off-spec crude oil line of category 1 with a length of 1615 m, with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm) from the DMC manifold to the CTF;</li> <li>• Decommissioning of the existing aboveground off-spec crude oil line and return off-spec crude oil line with an approximate length of 82 m, of which 16 m are with a nominal diameter of 16 inches (DN 400 mm), 20 m are with a nominal diameter of 12 inches (DN 300 mm), 25 m are with a nominal diameter of 10 inches (DN 250 mm), 21 m are with a nominal diameter of 8 inches (DN 200 mm) in the DMC manifold; their partial cleaning and partial removal at the tie-in points;</li> <li>• Installation of piping shut-off valves.</li> </ul> <p>New 24" off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to a pit in the CTF and connected to 16" valve, isolated at both ends and preserved for potential use in future. New 16" return off-spec crude oil line will be constructed from the existing DMC manifold up to the joint line downstream of pumps G-26 and G-41 at the CTF, isolated at both ends and preserved for potential use in future. Preservation for off-spec and return off-spec crude oil lines will be provided by means of filling the lines with nitrogen.</p> <p><b>- Project package (Detailed Design):</b> 'TX' (Process).</p> <p><b>- information on climatic, geotechnical conditions of the area:</b> The region main climatic parameters for the area are provided below, as per SNiP RK 2.04-01-2001, SNiP 2.01.07-85, TCO specification A-ST-2008.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Average annual ambient temperature – +9.4 °C</li> <li>2. Absolute minimum ambient temperature – -36.2 °C</li> <li>3. Absolute maximum ambient temperature – +44.7 °C</li> <li>4. Maximum design temperature – +60 °C</li> </ol>		

5. Minimum design temperature – -40 °C
6. Black body thermal radiation – +75 °C
7. Average annual wind speed during heating season – 5.3 m/sec
8. Wind category – V
9. Maximum wind speed – 40 m/sec
10. Ice category – II
11. Standard ice thickness – 5 mm
12. Barometric pressure – 1019.4 hPa
13. Maximum annual relative humidity – 83 %
14. Minimum annual relative humidity – 40 %
15. Annual precipitation level – 200 mm
16. Snow category – I
17. Maximum snow cover depth – 26 cm
18. Standard soil freeze depth – 1.5 m
19. Climatic category for construction – IVГ
20. Road climatic zone – V
21. Humidity area – 3.

**- list of main facilities integrated into process system, their main characteristics:**

This project does not envisage construction of associated facilities.

**- Design solutions and characteristics of main buildings and utilities:** This project does not envisage construction of buildings and utilities.

Director Ulkenbayev M. N.

Senior Project Manager Kalamzhan A. K.

29 July 2022

# 11.0 ATTACHMENT C – ENGINEERING CONTRACTOR'S LICENSE FOR DESIGNING

1 - 1



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

16.11.2001 года

ГСП № 000627

**Выдана**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГПроект"**

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Кулманова, дом № 117 б., БИН: 010840001533

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

**на занятие**

**Проектная деятельность**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Вид лицензии**

**генеральная**

**Особые условия  
действия лицензии**

**I категория**

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар**

**Министерство регионального развития Республики Казахстан,  
Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального  
хозяйства**

(полное наименование лицензиара)

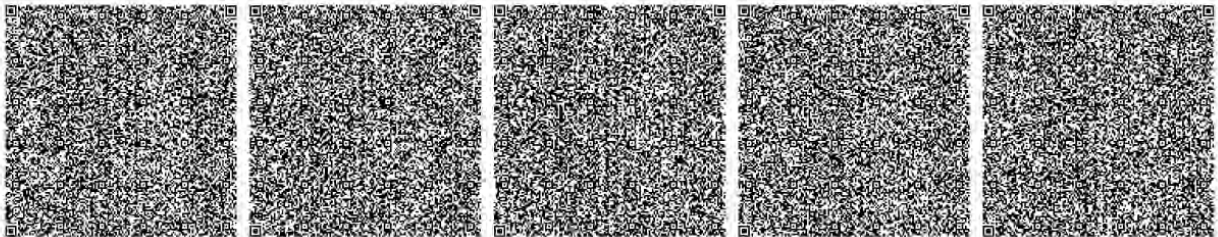
**Руководитель  
(уполномоченное лицо)**

**ГАПИЕВ ВЛАДИСЛАВ GERMANOVICH**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи**

**г.Астана**



Бейнiлеу құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қыркүйектің Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сайлас құлақ таспағымен қолжазба ген. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

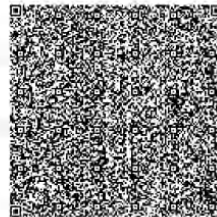
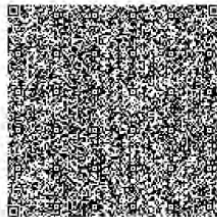
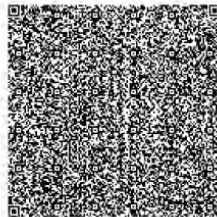
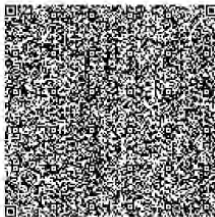
**Номер лицензии**                      **ГСП № 000627**  
**Дата выдачи лицензии**            **16.11.2001**

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
  - Для медицинской, микробиологической и фармацевтической промышленности
  - Плотины, дамбы, других гидротехнических сооружений
  - Конструкций башенного и мачтового типа
  - Для энергетической промышленности
  - Для перерабатывающей промышленности, включая легкую и пищевую промышленность
  - Для тяжелого машиностроения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
  - Для транспортной инфраструктуры (предназначенной для непосредственного обслуживания населения) и коммунального хозяйства (кроме зданий и сооружений для обслуживания транспортных средств, а также иного производственно-хозяйственного назначения)
  - Для дошкольного образования, общего и специального образования, интернатов, заведений по подготовке кадров, научно-исследовательских, культурно-просветительских и зрелищных учреждений, предприятий торговли (включая аптеки), здравоохранения (лечения и профилактики заболеваний, реабилитации и санаторного лечения), общественного питания и бытового обслуживания, физкультурно-оздоровительных и спортивных занятий, отдыха и туризма, а также иных многофункциональных зданий и комплексов с помещениями различного общественного назначения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
  - Улично-дорожную сеть городского электрического транспорта
  - Мосты и мостовые переходы, в том числе транспортные эстакады и многоуровневые развязки
  - Пути сообщения железнодорожного транспорта
  - Автомобильные дороги всех категорий
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
  - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций
  - Внутригородского и внешнего транспорта, включая автомобильный, электрический, железнодорожный и иной рельсовый, воздушный, водный виды транспорта
- Разработка специальных разделов проектов по:
  - Автоматике, устройству пожарно-охранной сигнализации, системы пожаротушения и противопожарной защиты на этапе проектирования для нового строительства, капитального ремонта, реконструкции или переоборудования зданий и сооружений





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСП № 000627

Дата выдачи лицензии 16.11.2001

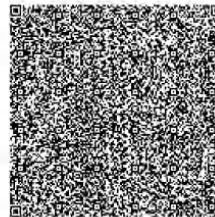
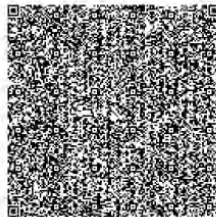
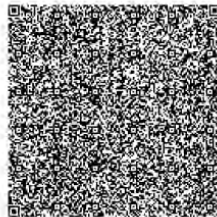
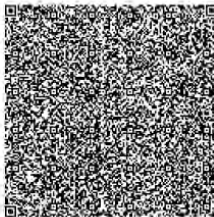
### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

##### Разработка специальных разделов проектов по:

- Составлению сметной документации
- Составлению проектов организации строительства и проектов производства работ
- Охране труда
- Устройству антикоррозийной защиты
- Устройству по молниезащите
- Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
  - Жилищно-гражданских зданий и сооружений
  - Зданий, сооружений и коммуникаций производственного (производственно-хозяйственного) назначения
  - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
  - Схем газоснабжения населенных пунктов и производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
  - Схем канализации населенных пунктов и производственных комплексов, включая централизованную систему сбора и отвода бытовых, производственных и ливневых стоков, размещение головных очистных сооружений, испарителей и объектов по регенерации стоков
  - Схем телекоммуникаций и связи для населенных пунктов с размещением объектов инфраструктуры и источников информации
  - Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
  - Схем развития транспортной инфраструктуры населенных пунктов (улично-дорожной сети и объектов внутригородского и внешнего транспорта, располагаемых в пределах границ населенных пунктов) и межселенных территорий (объектов и коммуникаций внешнего транспорта, располагаемых вне улично-дорожной сети населенных пунктов)
  - Планировочной документации (комплексных схем градостроительного планирования территорий - проектов районной планировки, генеральных планов населенных пунктов, проектов детальной планировки и проектов застройки районов, микрорайонов, кварталов, отдельных участков)
  - Схем водоснабжения населенных пунктов с размещением источников питьевой и (или) технической воды и трассированием водоводов, а также схем водоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **ГСП № 000627**

Дата выдачи лицензии **16.11.2001**

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

#### - I категория

- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка

- Схем теплоснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке тепловой энергии в системе застройки, а также теплоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях

- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:

- Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ

- Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше

- Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы (газоснабжение среднего и высокого давления)

- Автоматизация технологических процессов, включая контрольно-измерительные, учетные и регулирующие устройства

- Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами

- Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных сетей с вспомогательными объектами

- Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей

- Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:

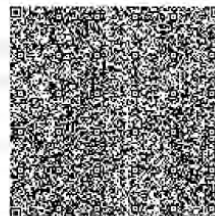
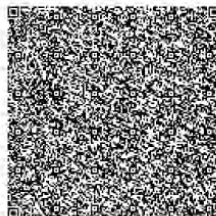
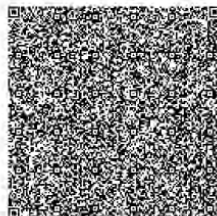
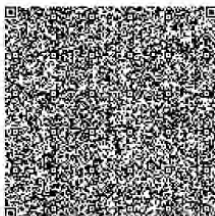
- Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций

- Деревянных конструкций

- Оснований и фундаментов

- Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций

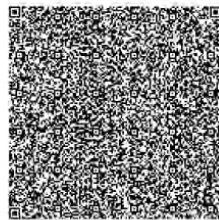
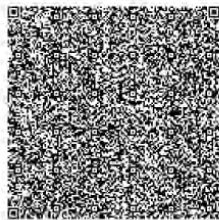
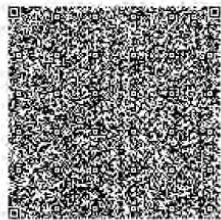
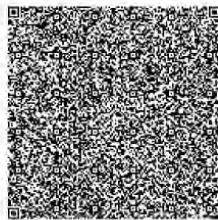
Производственная база **Атырауская область, город Атырау, улица Кулманова, 117 б**



Бейбіткер құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлік қолтаңба туралы», 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қарағандықтан құжатқа тен. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

(местонахождение)

<b>Лицензиат</b>	<b><u>Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГПроект"</u></b> Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Кулманова, дом № 117 Б., БИН: 010840001533 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
<b>Лицензиар</b>	<b><u>Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства.</u></b> <b><u>Министерство регионального развития Республики Казахстан.</u></b> (полное наименование лицензиара)
<b>Руководитель (уполномоченное лицо)</b>	<b>ГАЛИЕВ ВЛАДИСЛАВ GERMANOVICH</b> фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара
<b>Номер приложения к лицензии</b>	
<b>Дата выдачи приложения к лицензии</b>	06.08.2013
<b>Срок действия лицензии</b>	
<b>Место выдачи</b>	г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қолға түсірілгенін куәландырады.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронных документах и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.