



TENGIZCHEVROIL / ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ

PROJECT TITLE: FIELD PIPELINES DEMOLITION

НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА: ЛИКВИДАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

PROJECT No / № ПРОЕКТА: CP-26-3043

AFE No / № ПОЗ: 9426117331

DOCUMENT TITLE: REGULATORY APPROVAL PACKAGE

НАЗВАНИЕ ДОКУМЕНТА: ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

DOCUMENT No / № ДОКУМЕНТА: 090-2200-AAA-RPT-20008-01

CONTRACTOR / ПОДРЯДЧИК: ENERECO CASPIO ENGINEERING & CONTRACTING LLP

SUPPLIER / ПОСТАВЩИК:

PURCHASE ORDER (PO) / ЗАКАЗ НА ПОКУПКУ:

SUPPLIER DOCUMENT No /
№ ДОКУМЕНТА ПОСТАВЩИКА:

SUPPLIER DOCUMENT REVISION /
РЕДАКЦИЯ ДОКУМЕНТА ПОСТАВЩИКА:

DOCUMENT'S PRIMARY LANGUAGE /
ОСНОВНОЙ ЯЗЫК ДОКУМЕНТА: ENGLISH ☒
RUSSIAN ☒

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

**IF THE DOCUMENT IS DRAFTED IN MULTIPLE LANGUAGES, ENSURE ALL VERSIONS ARE MODIFIED
В СЛУЧАЕ СОСТАВЛЕНИЯ ДОКУМЕНТА НА НЕСКОЛЬКИХ ЯЗЫКАХ,
УБЕДИТЕСЬ, ЧТО ИЗМЕНЕНИЯ ВНЕСЕНЫ ВО ВСЕ ВЕРСИИ**

K01	25-JUL-26	AU	YK	FS		N/A	N/A	N/A
REV/ РЕД.	DATE/ ДАТА	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			

REVISION DESCRIPTION SHEET
ПЕРЕЧЕНЬ ОПИСАНИЯ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

SIGNATURE PAGE:

СТРАНИЦА ПОДПИСЕЙ:

Approved:
(Position)

Fausto Silvi / Фаусто Силви
Signature / Подпись

Утверждено:
(Должность)

Checked/Reviewed:
(Position)

Yerzhan Kenzheakhmetov / Ержан
Кенжеахметов
Signature / Подпись

Проверено/Рассмотрено:
(Должность)

Author:
(Position)

Aibar Utepkaliyev / Айбар Утепкалиев
Signature / Подпись

Разработано:
(Должность)

TABLE OF CONTENTS / СОДЕРЖАНИЕ

1.	ABBREVIATIONS	8
2.	INTRODUCTION.....	9
3.	GENERAL.....	10
3.1	INFORMATION ON THE CUSTOMER AND THE DESIGNER	10
4.	BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF THE DEMOLITION OR DISMANTLING METHOD STATEMENT	10
5.	BRIEF DESCRIPTION OF THE CONSTRUCTION AREA	10
5.1	GENERAL INFORMATION.....	10
5.2	FACILITY LOCATION DATA	10
5.3	CLIMATIC CHARACTERISTICS	12
5.4	ATMOSPHERIC AIR	13
5.5	WIND REGIME	14
5.6	TEMPERATURE REGIME.....	14
5.7	PRECIPITATION	14
5.8	AIR HUMIDITY	15
5.9	SNOW COVER.....	15
5.10	VEGETATION	15
5.11	FAUNA	15
5.12	SEISMICITY OF THE TERRITORY	15
6.	PROCESS SOLUTION	15
6.1	INITIAL DATA.....	15
6.2	EXISTING CONDITION OF THE PIPELINES TO BE DEMOLISHED	16
6.3	DESIGN SCOPE FOR PIPELINES.....	28
6.4	GENERAL REQUIREMENTS FOR DEMOLITION.....	28
6.5	REQUIREMENTS FOR DEMOLITION WORKS	28
6.6	DEMOLITION OF UNDERGROUND PIPELINE SECTIONS AT ROAD AND UTILITY CROSSINGS (PROTECTIVE CASINGS).....	29
6.7	PIPELINE DEMOLITION METHODOLOGY.....	29
6.8	RISK ASSESSMENT FOR PIPELINE DEMOLITION.....	30
7.	ARCHITECTURAL AND STRUCTURAL SOLUTIONS	31
7.1	GENERAL INFORMATION.....	31
7.2	EARTHWORKS.....	32
7.3	DEMOLITION OF CIVIL STRUCTURES.....	33

7.4	ABANDONMENT OF PROTECTIVE CASINGS BENEATH ROAD CROSSINGS	33
8.	CATHODIC PROTECTION AND GROUNDING	33
8.1	GENERAL INFORMATION	33
8.2	ESTIMATED QUANTITIES OF EQUIPMENT AND WASTE TO BE DEMOLISHED – CATHODIC PROTECTION	34
8.3	DEMOLITION OF CATHODIC PROTECTION EQUIPMENT	34
8.4	TEST STATIONS	35
8.5	CROSSINGS WITH EXISTING UTILITIES	35
8.6	GROUNDING	35
9.	LIST OF MEASURES FOR THE DECOMMISSIONING OF PIPELINES TO BE DEMOLITED	35
10.	DESCRIPTION AND JUSTIFICATION OF THE SELECTED DEMOLITION METHOD	36
11.	ASSESSMENT OF THE PROBABILITY OF DAMAGE TO ENGINEERING INFRASTRUCTURE DURING DEMOLITION, INCLUDING EXISTING UNDERGROUND UTILITY NETWORKS	37
12.	DESCRIPTION AND JUSTIFICATION OF SAFE DEMOLITION METHODS	37
12.1	DEMOLITION METHODS	38
12.2	DEMOLITION PROCEDURE	38
13.	MEASURES TO ENSURE PUBLIC SAFETY, INCLUDING PUBLIC NOTIFICATION AND EVACUATION (WHERE REQUIRED)	39
13.1	DESCRIPTION OF WASTE REMOVAL, DISPOSAL, AND ENVIRONMENTAL PROTECTION MEASURES	39
14	LIST OF MEASURES FOR LAND RECLAMATION AND SITE RESTORATION (WHERE REQUIRED)	40
15	INFORMATION ON UTILITIES, STRUCTURES AND FACILITIES REMAINING IN THE GROUND OR WATER BODIES AFTER DEMOLITION; INFORMATION ON THE AVAILABILITY OF PERMITS ISSUED BY STATE SUPERVISORY AUTHORITIES FOR RETAINING SUCH UTILITIES, STRUCTURES AND FACILITIES IN THE GROUND OR WATER BODIES WHERE REQUIRED BY THE LEGISLATION OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN	40
16	INFORMATION ON APPROVALS OBTAINED FROM THE RELEVANT AUTHORITIES, INCLUDING STATE SUPERVISORY AUTHORITIES, FOR TECHNICAL SOLUTIONS INVOLVING DEMOLITION BY BLASTING, BURNING OR OTHER POTENTIALLY HAZARDOUS METHODS; LIST OF ADDITIONAL SAFETY MEASURES FOR THE USE OF SUCH METHODS	40
17	FIRE SAFETY MEASURES	40
18	TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS	42
19	REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS	42
1.	АББРЕВИАТУРА	44
2.	ВВЕДЕНИЕ	45
3.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	46

3.1	ИНФОРМАЦИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ И ПРОЕКТИРОВЩИКЕ	46
4.	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА РАБОТ ПО СНОСУ ИЛИ ДЕМОНТАЖУ СООРУЖЕНИЙ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА	46
5.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА	46
5.1.	КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ.....	46
5.2.	СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИИ ОБЪЕКТА.....	47
5.3.	КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	49
5.4.	АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	50
5.5.	ВЕТРОВОЙ РЕЖИМ	50
5.6.	ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ.....	51
5.7.	ОСАДКИ.....	51
5.8.	ВЛАЖНОСТЬ ВОЗДУХА	51
5.9.	СНЕЖНЫЙ ПОКРОВ.....	51
5.10.	РАСТИТЕЛЬНОСТЬ.....	52
5.11.	ЖИВОТНЫЙ МИР	52
5.12.	СЕЙСМИЧНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ	52
6.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	52
6.1.	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	52
6.2.	СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ДЕМОНТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ..	53
6.3.	ОБЪЕМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПО ТРУБОПРОВОДАМ.....	64
6.4.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ДЕМОНТАЖУ	64
6.5.	ТРЕБОВАНИЯ К ПРОИЗВОДСТВУ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ	65
6.6.	ДЕМОНТАЖ УЧАСТКОВ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕСТАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ И ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ (ЗАЩИТНЫЕ ФУТЛЯРЫ)	65
6.7.	ТЕХНОЛОГИЯ ДЕМОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ	66
6.8.	ОЦЕНКА РИСКОВ ПРИ ДЕМОНТАЖЕ ТРУБОПРОВОДОВ.....	66
7.	АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	67
7.1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	67
7.2.	ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ	68
7.3.	ДЕМОНТАЖ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ	69
7.4.	ЗАХОРОНЕНИЕ ЗАЩИТНОГО КОЖУХА ПОД ДОРОЖНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ	69
8.	ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.....	70
8.1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	70
8.2.	ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ ОБЪЕМЫ ДЕМОНТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОТХОДОВ ПО РАЗДЕЛУ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА	70
8.3.	ДЕМОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ.....	71
8.4.	КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ.....	71
8.5.	ПЕРЕСЕЧЕНИЯ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ КОММУНИКАЦИЯМИ.....	71

8.6. ЗАЗЕМЛЕНИЕ	71
9. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫВЕДЕНИЮ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ДЕМОНТАЖУ	72
10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО МЕТОДА СНОСА (ДЕМОНТАЖА)	73
11. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ СНОСЕ (ДЕМОНТАЖЕ) ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДЗЕМНЫХ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	73
12. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО БЕЗОПАСНЫМ МЕТОДАМ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО СНОСУ (ДЕМОНТАЖУ)	74
12.1. МЕТОДЫ СНОСА	75
12.2. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ДЕМОНТАЖА	75
13. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЕГО ОПОВЕЩЕНИЕ И ЭВАКУАЦИЯ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	76
13.1. ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ВЫВОЗУ И УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	76
14. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ И БЛАГОУСТРОЙСТВУ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	77
15. СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАЮЩИХСЯ ПОСЛЕ СНОСА (ДЕМОНТАЖА) В ЗЕМЛЕ И В ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ КОММУНИКАЦИЯХ, КОНСТРУКЦИЯХ И СООРУЖЕНИЯХ; СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ РАЗРЕШЕНИЙ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА НА СОХРАНЕНИЕ ТАКИХ КОММУНИКАЦИЙ, КОНСТРУКЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ В ЗЕМЛЕ И В ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ В СЛУЧАЯХ, КОГДА НАЛИЧИЕ ТАКОГО РАЗРЕШЕНИЯ ПРЕДУСМОТРЕНО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РК	77
16. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СОГЛАСОВАНИЯ С СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ОРГАНАМИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОРГАНАМИ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА, ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СНОСУ (ДЕМОНТАЖУ) ОБЪЕКТА ПУТЕМ ВЗРЫВА, СЖИГАНИЯ ИЛИ ИНЫМ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМ МЕТОДОМ, ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ МЕР ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ МЕТОДОВ СНОСА	77
17. МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	77
18. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	79
19. НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ	79

1. ABBREVIATIONS

TCO	- Tengizchevroil
LLP	- Limited Liability Partnership
JP	- Job Pack
RK	- Republic of Kazakhstan
SNiP	- Building Codes and Regulations
IWMF	- Integrated Waste Management Facility
JV	- Joint venture
S	- Safety
SGP/SGI	- Second Generation Plant / Sour Gas Injection

2. INTRODUCTION

Tengizchevroil (TCO) has identified a number of pipelines that have been decommissioned and are no longer required for production or any other supporting operations. TCO recommends the demolition of these underground pipelines. The demolition works are planned to be carried out in phases over the coming years.

This document provides the regulatory approval package for the «FIELD PIPELINES DEMOLITION» Project covering the removal of the following decommissioned pipelines:

1. ⊗ 6-inch Main Pipeline (TL1_CFM_PM1_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 7,271 m in length;
 2. ⊗ 2-inch Main Pipeline (TL2_CFM_PM1_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 7,260 m in length;
 3. ⊗ 4-inch Main Pipeline (TL3_CFM_PM1_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 7,244 m in length;
 4. ⊗ 6-inch Main Pipeline (TL4_CFM_PM1_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 7,227 m in length;
 5. ⊗ 2-inch Main Pipeline (TL5_CFM_PM2_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,712 m in length;
 6. ⊗ 10-inch Main Pipeline (TL6_CFM_PM2_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,705 m in length;
 7. ⊗ 12-inch Main Pipeline (TL7_CFM_PM2_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,666 m in length;
 8. ⊗ 12-inch Main Pipeline (TL8_CFM_PM2_10) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,552 m in length;
 9. ⊗ 8-inch Main Pipeline (TL9_CFM_PM3_12) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,493 m in length;
 10. ⊗ 18-inch Main Pipeline (TL10_CFM_PM3_12) – From the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM), 6,492 m in length;
 11. ⊗ 2-inch Fuel Gas Pipeline (MS35/T-6246-2) – From Metering Station 35 (MS-35) to Well T6246, 2,817 m in length;
 12. ⊗ 10-inch Flowline (T-0005K/MS19-6) – From Well T005K to Metering Station 19 (MS-19), 1,636 m in length;
 13. ⊗ 10-inch Flowline (MS19-6/T-0005K-4) – From Metering Station 19 (MS-19) to Well T005K, 2,021 m in length;
 14. ⊗ 10-inch Fuel Gas Pipeline (MS19/T-5848-2) – From Metering Station 35 (MS-35) to Well T5848, 563 m in length;
 15. ⊗ 10-inch Flowline (T-5848/MS19-6) – From Well T5848 to Metering Station 19 (MS-19), 532 m in length;
- located at the Tengiz field.

The Plan was developed in accordance with the requirements of the current regulatory and technical documents of the Republic of Kazakhstan, technical specifications and TCO safety instructions, ensuring safe operation of the design facility.

The purpose of this package is to submit information to the state supervision and control authorities for approval in accordance with the established procedure and, after approval, to obtain permission for construction and installation work in accordance with SN RK 1.03-00-2022 Construction. Organizing the Construction of Enterprises, Buildings and Structures.

3. GENERAL

3.1 Information on the Customer and the Designer

Customer: Tengizchevroil LLP

General Designer: ENERECO Caspio Engineering & Contracting LLP

General Construction Contractor: To be determined through a tender.

Source of Funding: own funds.

4. BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF THE DEMOLITION OR DISMANTLING METHOD STATEMENT

The "FIELD PIPELINES DEMOLITION" Project for the demolition/dismantling of pipelines at the Tengiz Field, Zhylyoi District, Atyrau Region, has been developed on the basis of the following:

- Service Order № REQ0668463
- Terms of Reference for Design
- Decommissioning Act
- Engineering and geodetic survey data
- Field Survey Report prepared by ENERECO Caspio Engineering & Contracting LLP
- SP RK 1.03-106-2016 Organization and Execution of Building and Facility Demolition Works

5. BRIEF DESCRIPTION OF THE CONSTRUCTION AREA

5.1 General Information

The pipelines to be demolished are located within the Tengiz Oil and Gas Field (Atyrau Region, Republic of Kazakhstan) and form part of the existing field Oil Gathering, Processing and Transportation System.

The Tengiz Field was discovered in 1979, and commercial operation of the oil and gas production facilities commenced on 6 April 1991, following the commissioning of the first Complex Technology Lines (KTL-1) and the associated field gathering system facilities. The initial field infrastructure included Metering Stations (MSs), the Central Field Manifold (CFM), the Slug Catcher, and oil and gas processing facilities.

Following the foundation of Tengizchevroil (TCO) in 1993, the field production infrastructure has undergone continuous modernization and expansion. As a result, additional well pads, Metering Stations (MSs), Central Field Manifolds (CFMs), Plant Manifolds (PMs), main pipelines, flowlines, and fuel gas pipelines were constructed to provide transportation of well production from the wells to the oil and gas processing facilities.

The pipelines covered by this project form part of the existing field pipeline network and are intended for:

- transportation of well production from the wells to the Metering Stations (MSs) (flowlines);
- supply of fuel gas to operating facilities;
- transportation of production from the Central Field Manifold (CFM) to the Plant Manifold (PM) through trunk pipelines.

In accordance with the field process flow adopted at the Tengiz Field, the Central Field Manifold (CFM) serves as the primary production gathering hub, receiving production streams from the Metering Stations (MSs) and distributing them for further transportation to the oil and gas processing facilities. The term CFM (Central Field Manifold) is used in the official TCO project documentation.

5.2 Facility Location Data

The TCO licensed area is administratively located within Zhylyoi District, Atyrau Region, Republic of Kazakhstan. The licensed area includes two oil and gas fields: Tengiz and Korolevskoye. The licensed area also contains the principal and auxiliary production facilities and supporting infrastructure. The regional administrative centre, Atyrau, is located

approximately 350 km from the Tengiz Field, while the district administrative centre, Kulsary, is located approximately 110 km away.

The field is accessible by a paved highway and by the railway connecting Atyrau, Kulsary (railway station), and the Tengiz Field (including the Tengiz, Shanyrak and TCO rotational villages), thereby providing transport links between the field industrial area and other regions of Kazakhstan. The nearest settlements are Koshagyl and Zhana (New) Karaton villages, located northeast of the Tengiz Field at distances of approximately 81 km and 92 km, respectively, east of Facility 600. The eastern shoreline of the Caspian Sea is located approximately 7 km west of the field.

A Sanitary Protection Zone (SPZ) is an area established to separate special-purpose zones, industrial facilities, production, utility and storage facilities from adjacent residential areas and public buildings in order to mitigate the impact of adverse environmental factors.

The criterion for establishing the SPZ boundary is to ensure that, at and beyond the external boundary of the zone, concentrations of atmospheric pollutants do not exceed the applicable Maximum Permissible Concentrations (MPCs) for populated areas (maximum one-time values) or the Indicative Safe Exposure Levels, and that physical impacts do not exceed the applicable Maximum Permissible Levels (MPLs).

The 10-km Sanitary Protection Zone for the Tengiz Field was established by the Ministry of Health of the USSR in 1988 due to the high hydrogen sulphide (H_2S) content of the produced hydrocarbons and the abnormally high reservoir pressure. In 2005, the Calculation of the Sanitary Protection Zone Dimensions for the Tengiz Oil Field During the Industrial Operation Phase and the Sanitary Protection Zone Development Plan was prepared for the Tengizchevroil LLP facilities. The project was approved by the Atyrau Regional Department of the State Sanitary and Epidemiological Supervision (Approval No. 162 dated 17 August 2005) and by the Ministry of Health of the Republic of Kazakhstan (Approval No. 07-11-027 dated 25 August 2005). The Sanitary Protection Zone Development Plan was subsequently reconfirmed by the Chief State Sanitary Doctor of the Republic of Kazakhstan in accordance with Letter No. 14-5-658 issued by the Committee for State Sanitary and Epidemiological Supervision of the Ministry of Health of the Republic of Kazakhstan on 24 March 2011.

For operational purposes, the Tengizchevroil LLP facilities are conventionally divided into the following principal groups:

I. Field Gathering Systems:

- Base Field Gathering System (BFGS);
- New Generation Gathering System (NGGS);
- Third Generation Gathering System (3GS)*;
- Pressure Boost Facility (PBF)*;
- Balanced Feed Manifold.

II Main Production Facilities (oil and gas processing, raw gas injection, produced water injection into the reservoir, and commercial sulphur production):

- Complex Technology Lines (KTL-1/KTL-2/KTL-2.3);
- Second Generation Plant (SGP);
- Third Generation Plant (3GP)*;
- Sour Gas Injection (SGI);
- 3rd generation sour gas injection (3GI)*;
- Waste Water Injection Facility (WWIF);
- Unit 600 (Commercial Sulphur Production).

III. III. Utility, Support and Infrastructure Facilities:

- Tengiz Eco Center (TEC);
- Thermomechanical Drill Cuttings Treatment Facility;
- Sewage Treatment Plant (STP);
- Water Reuse Facility (WRF);
- Utility Water, Process Water and Fire Water Supply Systems;

- Potable Water Supply System for Domestic Use;
- LPG Tank Farm;
- Crude Tank Farm (CTF);
- Export Pipeline;
- Existing and New Boiler Houses;
- Gas Turbine Power Plants;
- Industrial Base;
- FGP Base;
- Fire and Emergency Response Service;
- Rotation Villages;
- Tengiz Airfield.

IV Contractor Facilities:

- Rotation Villages;
- Drilling Base.

* To be commissioned.

Field Operations Oil Production

The Tengiz Oil Field is located south of the existing Gas Treatment Plant (GTP). The field is developed using natural flowing wells. The oil wells are equipped with subsurface and surface safety shutoff valves, which automatically shut in the wells in the event of loss of integrity of the wellhead equipment or flowlines. The field gathering system comprises oil production wells, well flowlines, Metering Stations (MSs), oil and gas gathering pipelines, oil gathering headers, and the Central Field Manifold (CFM). Field operations are controlled from the Central Control Room (CCR). Well production, at a pressure of approximately 10 MPa, is transported through flowlines to the Metering Stations (MSs), where the oil production rate of each well is automatically measured on a sequential basis. The production is then transported through the oil and gas gathering pipelines via the Central Field Manifold (CFM) and subsequently through a main pipeline to the Slug Catcher located within the Gas Treatment Plant (GTP). The Korolevskoye Field is located in close proximity to the Tengiz Field and is considered a geological analogue; however, several significant differences influence its development strategy. Oil gathering and transportation are performed using a pressurized closed gathering system, whereby:

- well production is transported under wellhead pressure through flowlines (total length 7.9 km) to the manifold site, which includes a metering unit, pig launcher and receiver facilities, a flare system, and a chemicals dosing unit. Following metering, the production is transported via a 12.1-km pipeline to the Gas Treatment Plant (GTP). To provide feedstock for the FGP Plant during start-up and to ensure full utilization of the existing KTLs and the SGI/SGP facilities, approximately 40 production wells are planned to be drilled prior to commissioning of the FGP. Following start-up of the FGP, the drilling works will continue to maintain full utilization of all processing facilities. A dedicated drilling support base, equipped with personnel facilities and vehicle maintenance infrastructure, has been established to support drilling operations. A Field Operations Office, including administrative and welfare facilities, has been constructed near the Tengiz and Korolevskoye fields to support field operations and management. During drilling operations, portable accommodation units are installed adjacent to the drilling pads to provide office space, rest and warming facilities, dining areas, and sanitary facilities for operational and engineering personnel. Nabors Drilling is responsible for drilling oil wells and supplying drilling fluids to the field operations. In accordance with the drilling program for the Tengiz and Korolevskoye fields for the 2021–2024 period, two drilling rigs are scheduled to be in operation. Each drilling rig is provided with dedicated accommodation units equipped with showers, wash basins, toilets, and dining facilities to support personnel welfare during operations. Food preparation is not carried out at the drilling sites. Prepared meals are delivered from the Shanyrak Village.

5.3 Climatic characteristics

According to SP RK 2.04-01-2017, the natural and climatic conditions of the project area are as follows:

- climatic subdistrict - IV Г;
- Design outdoor air temperature for the coldest five-day period with a probability of 0.92 – minus 26.6 °C
- standard snow load (NTP RK 01-01-3.1(4.1)-2017) - 80 kgf/m²;

- standard wind load (NTP RK 01-01-3.1(4.1)-2017) - 56 kgf/m²;
- the standard penetration depth of the zero isothermal line (for sandclay and sands) is 1.19 m, for loam and clays - 0.982 m;
- the maximum penetration depth of the zero isothermal line is 150 cm;
- seismicity (SP RK 2.03-30-2017) - 6.
- the type of climate is sharply continental;
- average temperature of the coldest five-day period is - 26.6 °C;
- average monthly air temperature in January is - 5.8 °C;
- average monthly air temperature in July is +34.5 degrees C;
- average relative humidity of the warmest month is 27%;
- average relative humidity of the coldest month is 79%;
- Average annual air temperature - 9.4°C.
- maximum of the average wind speeds in January is 11.4 m/s;
- prevailing wind direction for December-February is East;
- maximum of the average wind speeds in July is 3.7 m/s;
- the prevailing wind direction in June-August is West;
- Precipitation during the period November–March: 68 mm;
- Precipitation during the period April–October: 103 mm.

In accordance with SP RK 2.03-30-2017 Construction in Seismic Areas, the construction area is classified as a 6-point seismic zone.

The principal climatic factors affecting the construction area are its geographical location, atmospheric circulation patterns, and the characteristics of the underlying surface.

The climate of the area is sharply continental, characterized by significant daily and annual temperature variations, a short, cold winter with little snowfall, and a long, hot summer.

The regional climate is predominantly influenced by Arctic, Iranian, and Turanian air masses. During the cold season, the area is dominated by air masses associated with the western extension of the Siberian anticyclone, while during the warm season these are replaced by hot tropical air masses originating from the deserts of Central Asia and Iran. Under the influence of these air masses, the region exhibits a highly continental and extremely arid climate.

5.4 Atmospheric Air

Precipitation and thunderstorms, which normally contribute to the natural self-purification of the atmosphere, have only a limited effect within the project area due to their low frequency and intensity, except during the transitional seasons. Wind plays a significant role in the transport and dispersion of atmospheric pollutants.

Pollutants tend to accumulate under calm wind conditions. However, during such periods, the buoyant rise of heated emissions into the upper atmosphere generally increases, promoting their dispersion.

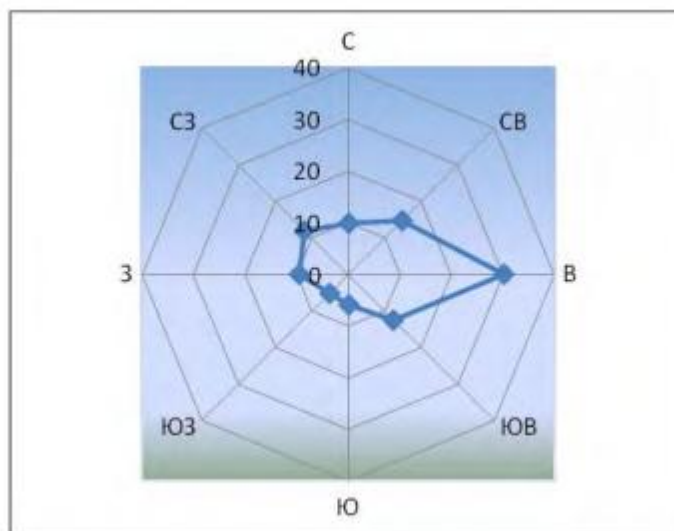
Where atmospheric temperature inversions occur simultaneously, an inversion layer may form, restricting the vertical dispersion of emissions and resulting in elevated pollutant concentrations near ground level. Fog also influences ambient air quality. Fog droplets absorb airborne contaminants both near the ground surface and from the more polluted atmospheric layers above. Consequently, pollutant concentrations increase within the fog layer while decreasing above it. The Atmospheric Pollution Potential (APP) is used to assess the climatic conditions governing pollutant dispersion. According to the atmospheric pollution zoning of the Republic of Kazakhstan developed by the Kazakh Research Hydrometeorological Institute, the project area falls within APP Zone III (high atmospheric pollution potential). This classification is attributed to naturally high dust levels, the limited pollutant washout capacity of precipitation, and the intensive industrial development of the region. However, along the Caspian Sea coastline, enhanced air exchange resulting from changing air currents contributes to improved atmospheric dispersion and reduced air pollution levels. Overall, the climatic conditions affecting atmospheric dispersion are influenced both by the natural climatic characteristics of the region and by the level of industrial development within the Atyrau Region. The inland location and topographic

characteristics of the area result in a sharply continental climate, characterized by persistent anticyclonic conditions, pronounced annual and diurnal temperature fluctuations, severe wind conditions, and limited precipitation. Western Kazakhstan, where the project area is located, lies near the centre of the Eurasian continent. Consequently, the region receives only limited influence from moist Atlantic air masses, resulting in generally low annual precipitation. The scarcity of cloud cover also reduces shielding from direct solar radiation.

5.5 Wind Regime

The wind regime in the project area is continental in nature and is characterized by the predominance of easterly and south-easterly winds during winter and westerly and north-westerly winds during summer. During the winter season, when the waters of the Caspian Sea remain warmer than the adjacent desert areas, conditions favour the movement of cold air masses towards the sea, further increasing the frequency of easterly and south-easterly winds. During summer, relatively cooler air masses from the Caspian Sea move inland, resulting in a higher frequency of westerly and north-westerly winds. A diurnal change in wind direction is also observed during the summer months. Sea breezes blow from the sea towards the land during the night, providing a cooling effect, while during the daytime the wind direction reverses, blowing from the land towards the sea. According to meteorological observations recorded in 2018 for the project area, the predominant annual wind direction is easterly, although wind direction varies throughout the year. Strong winds are most likely to occur during March and April and are least frequent during July and August. Strong winds generally originate from the east. Gale-force winds (wind speeds exceeding 12 m/s) can result in significant snow drifting during the winter period. During the summer, under conditions of elevated air temperatures, the prevailing winds are typically hot, dry winds, which contribute to the drying of vegetation.

Annual Wind Rose



5.6 Temperature Regime

The air temperature regime is governed by the combined effects of the radiation balance, atmospheric circulation patterns, and the topographic characteristics of the underlying terrain. According to observations from the Kulsary Meteorological Station, the regional climate is characterized by below-freezing winter temperatures and high summer temperatures. January is the coldest month, with an average monthly air temperature of -9.3°C , while July is the warmest month, with an average monthly temperature of $+26.7^{\circ}\text{C}$. The warm season, defined by positive mean monthly air temperatures, extends for approximately seven months, from April through October.

5.7 Precipitation

The Atyrau Region is predominantly influenced by dry continental air masses. Moist westerly air masses lose most of their moisture before reaching the region due to the long transport distance, while local conditions are generally unfavourable for the formation of significant atmospheric moisture circulation. Consequently, the region is classified as semi-arid. The average annual precipitation is approximately 100 mm. The lowest precipitation occurs during the summer months. Most precipitation falls in the form of rain, associated with the northward movement of warm southern air masses.

5.8 Air Humidity

Air humidity is determined by the amount of water vapour present in the atmosphere and is characterized by three parameters: vapour partial pressure (absolute humidity), relative humidity, and saturation deficit. Only relative humidity is considered in this section. Relative humidity is one of the principal climatic parameters describing atmospheric moisture conditions. The highest relative humidity occurs during the winter months, with an average monthly value of approximately 83% in January. The lowest relative humidity is observed during June–August, when the average value decreases to approximately 40%.

5.9 Snow Cover

A stable snow cover is typically established during the first ten days of December. According to long-term meteorological observations, the duration of stable snow cover in the Atyrau Region exceeds 70 days. Solid precipitation, including snow, snow pellets and snow grains, generally occurs between October–November and March–April. The duration of the snow season and the amount of snowfall within the Zhylyoi District decrease progressively towards the south. The project area is characterized by highly variable snow conditions, with winters ranging from virtually snow-free to relatively snowy.

5.10 Vegetation

Within the project area, the thickness of the topsoil generally varies from 0 to 0.10 m. In most locations, the fertile soil layer has been significantly disturbed by long-term industrial activities. As a result, natural vegetation communities are largely absent within the project area. Scattered trees and shrubs occur only within or adjacent to nearby industrial facilities.

5.11 Fauna

The terrestrial fauna of the project area is relatively sparse. Species occurring in the area include the red fox, corsac fox, wolf, mountain hare, large-toothed souslik, and several other small mammals. Among the even-toed ungulates, saiga and goitered gazelle are observed within the area. However, intensive industrial development and the continuous operation of vehicles and heavy equipment have significantly reduced the abundance of native wildlife. At present, the fauna within the project area is predominantly represented by dogs and cats, various insect species, and synanthropic birds such as crows, pigeons, sparrows, and similar species.

5.12 Seismicity of the territory

Based on the studies carried out by the Institute of Seismology of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan for the preparation of the Seismic Zoning Map (SP RK 2.03-30-2017) for the Atyrau Region, the background (initial) seismicity of the project area is 6 points. This level of seismicity applies to areas underlain by soils classified as Category II with respect to their seismic properties.

6. PROCESS SOLUTION

6.1 Initial Data

This section of the Detailed Design for the FIELD PIPELINES DEMOLITION has been prepared on the basis of the following:

- an agreement signed between the Customer and the Contractor;
- Terms of reference for design; approved by the customer;
- the source data provided by the Customer;
- Engineering and geodetic survey data;
- visual inspection reports of facilities and archival materials of the Customer.

The Project is developed in accordance with regulatory documents:

- Law of the Republic of Kazakhstan dated June 22, 2012 No. 20-V. On Main pipelines

- Technical Regulations: General Requirements for Fire Safety, approved by the Ministry of Internal Affairs of the Republic of Kazakhstan dated August 17, 2021 No. 405;
- PUE - Rules for the Electrical Installations, approved and put into effect by the order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated March 20, 2015 No. 230
- Rules for Ensuring Industrial Safety for Hazardous Production Facilities in the Oil and Gas Industries, approved by the Order of the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan dated December 30, 2014 No. 355;
- Rules for Ensuring Industrial Safety during the Operation of Pressure Equipment, approved by the Order of the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan dated December 30, 2014 No. 358;
- SP RK 3.05-103-2014 Process equipment and process pipelines
- GOST 12.1.005-88 SSBT. General sanitary and hygienic requirements for the air of the working area
- GOST 12.1.010-76 SSBT. Explosion safety. General requirements.
- SN RK 1.03-05-2011 Occupational Safety and Health in Construction
- ST RK ISO 15649-2011 Oil and gas industry.

6.2 Existing Condition of the Pipelines to Be Demolished

The scope of demolition includes the existing main pipelines, flowlines, and fuel gas pipelines located within the Tengiz Field. According to the Customer's archive records, as-built documentation, and the results of the field survey performed during the initial stage of the design, these pipelines have been decommissioned and are no longer used as part of the process system.

The Project provides for the demolition of the following pipelines:

No.	Pipeline Description	Designation	Nominal Diameter (in.)	Length, mm	Pipe Material	External Coating	Weight of 1 m, kg	Total weight, kg
1	Main pipeline	TL1_CFM_PM1_10	6"	7,271	API 5L Grade B, seamless	3LPE	28.3	205,769
2	Main pipeline	TL2_CFM_PM1_10	2"	7,260	API 5L Grade B, seamless	3LPE	5.44	39,494
3	Main pipeline	TL3_CFM_PM1_10	4"	7,244	API 5L Grade B, seamless	3LPE	16.1	116,628
4	Main pipeline	TL4_CFM_PM1_10	6"	7,227	API 5L Grade B, seamless	3LPE	28.3	204,524
5	Main pipeline	TL5_CFM_PM2_10	2"	6,712	API 5L Grade B, seamless	3LPE	5.44	36,513
6	Main pipeline	TL6_CFM_PM2_10	10"	6,705	API 5L Grade B, seamless	3LPE	40.5	271,553
7	Main pipeline	TL7_CFM_PM2_10	12"	6,666	API 5L Grade B, seamless	3LPE	53.5	356,631
8	Main pipeline	TL8_CFM_PM2_10	12"	6,552	API 5L Grade B, seamless	3LPE	53.5	350,532
9	Main pipeline	TL9_CFM_PM3_12	8"	6,493	API 5L Grade B, seamless	3LPE	36.7	238,293

No.	Pipeline Description	Designation	Nominal Diameter (in.)	Length, mm	Pipe Material	External Coating	Weight of 1 m, kg	Total weight, kg
10	Main pipeline	TL10_CFM_PM3_12	18"	6,492	API 5L Grade B, seamless	3LPE	93.0	603,756
11	Fuel gas	MS35/T-6246-2	2"	2,817	API 5L Grade B, seamless	3LPE	5.44	15,324
12	Flowline	T-0005K/MS19-6	10"	1,636	API 5L Grade B, seamless	3LPE	40.5	66,258
13	Flowline	MS19-6/T-0005K-4	10"	2,021	API 5L Grade B, seamless	3LPE	40.5	81,851
14	Fuel gas	MS19/T-5848-2	10"	563	API 5L Grade B, seamless	3LPE	40.5	22,802
15	Flowline	T-5848/MS19-6	10"	1,636	API 5L Grade B, seamless	3LPE	40.5	66,258

Total estimated pipeline weight:

2,676,186 kg (approximately 2,676 tonnes)

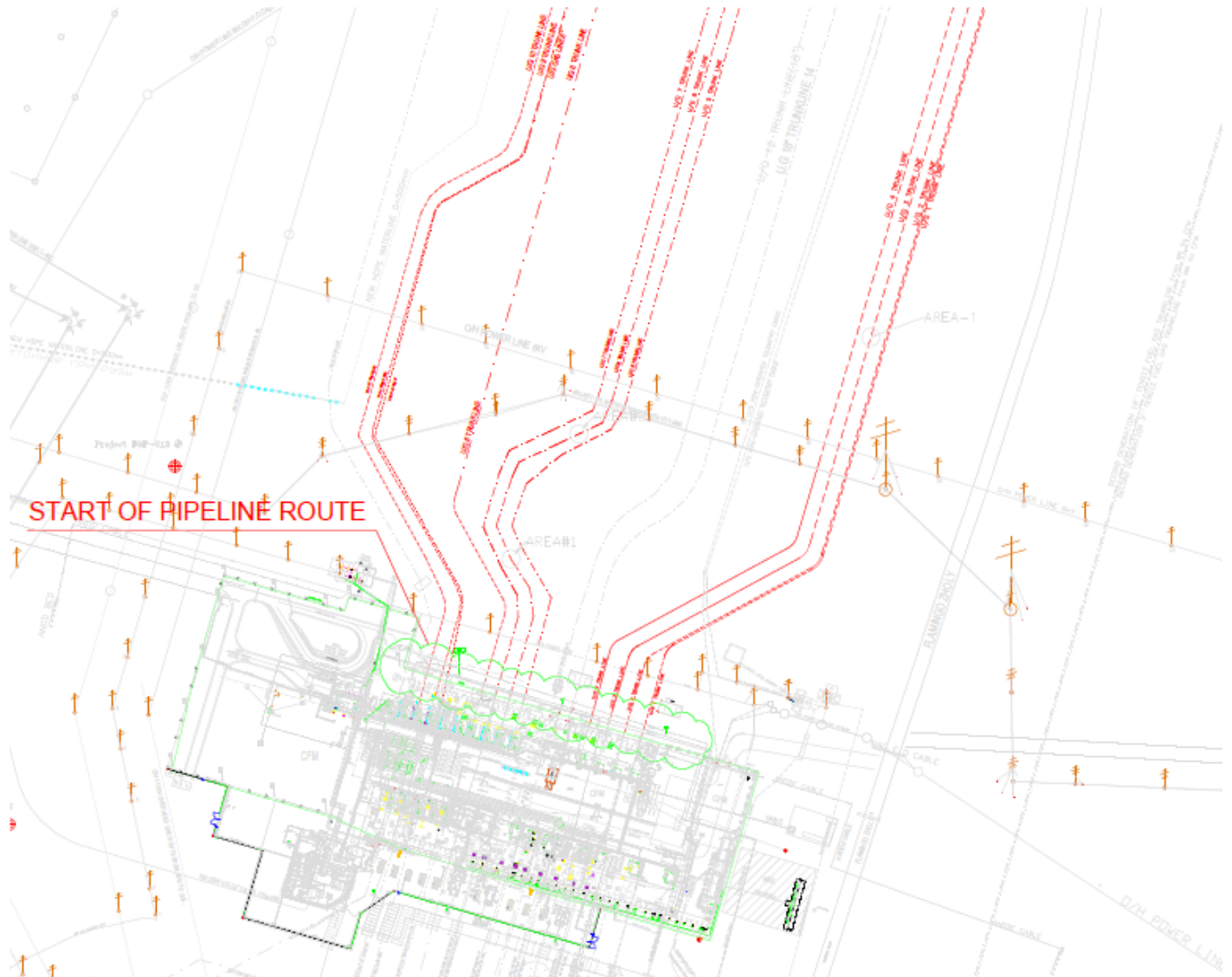
Main Pipelines

The TL1–TL10 main pipelines were designed to transport well production, associated petroleum gas, and process fluids between the Central Field Manifold (CFM) and the Plant Manifold (PM) at the Tengiz Field.

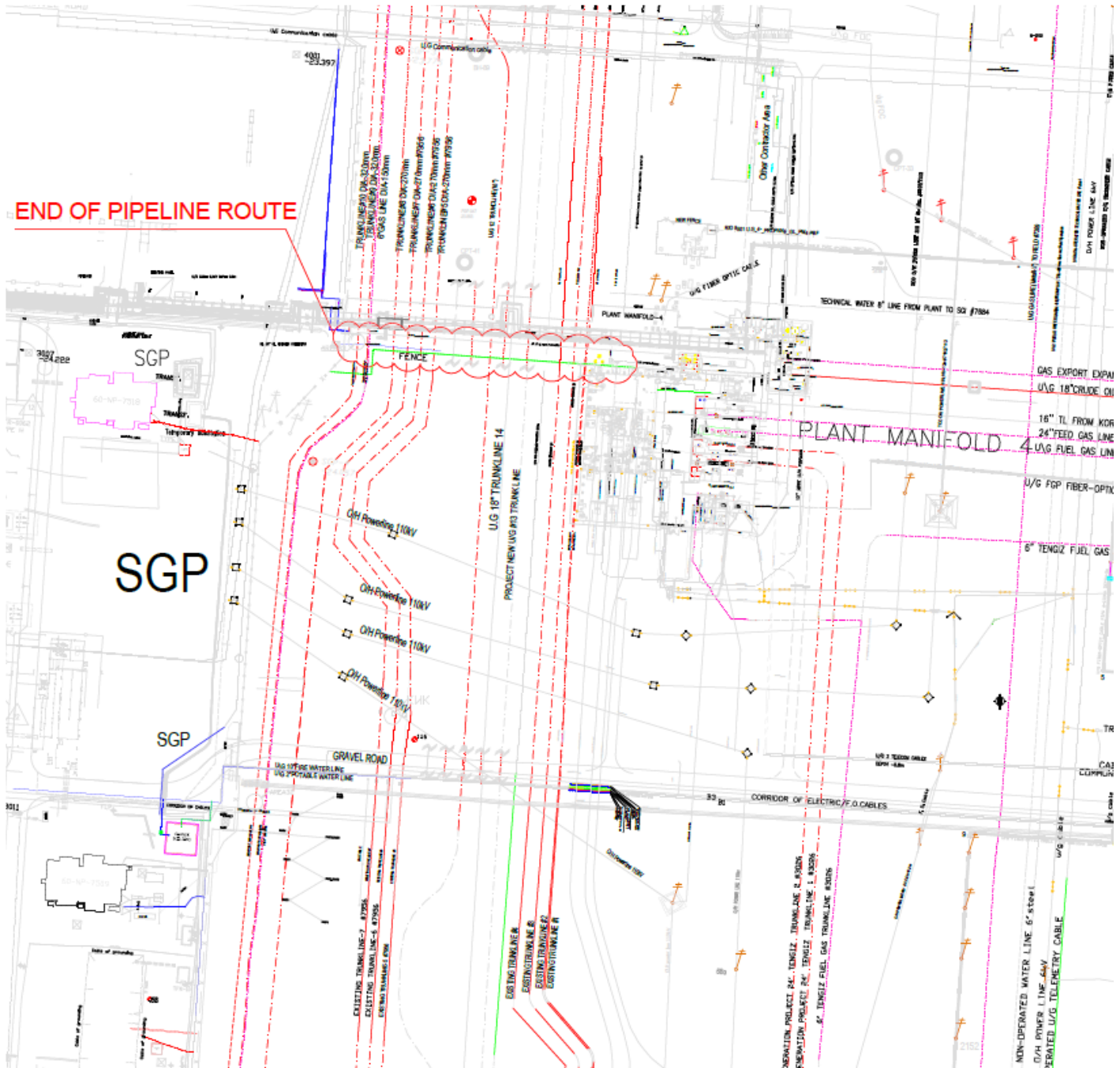
The pipelines originate at the Central Field Manifold (CFM) facilities, where production from the producing wells is collected. The pipelines terminate at the Plant Manifold (PM) facilities, which provide further transportation of production to the Tengizchevroil (TCO) processing facilities.

The pipelines are constructed of API Spec 5L Grade B seamless steel pipe with an external three-layer polyethylene (3LPE) anti-corrosion coating. The pipelines are predominantly installed underground, with a typical cover to the top of the pipe of approximately 1.0–1.5 m.

Along their routes, the pipelines cross public roads, field access roads, underground cable routes, existing utilities, operating process pipelines, as well as natural depressions and drainage channels. At road crossings, the pipelines are generally installed within protective casings.



Pipeline route start – Central Field Manifold (CFM) side



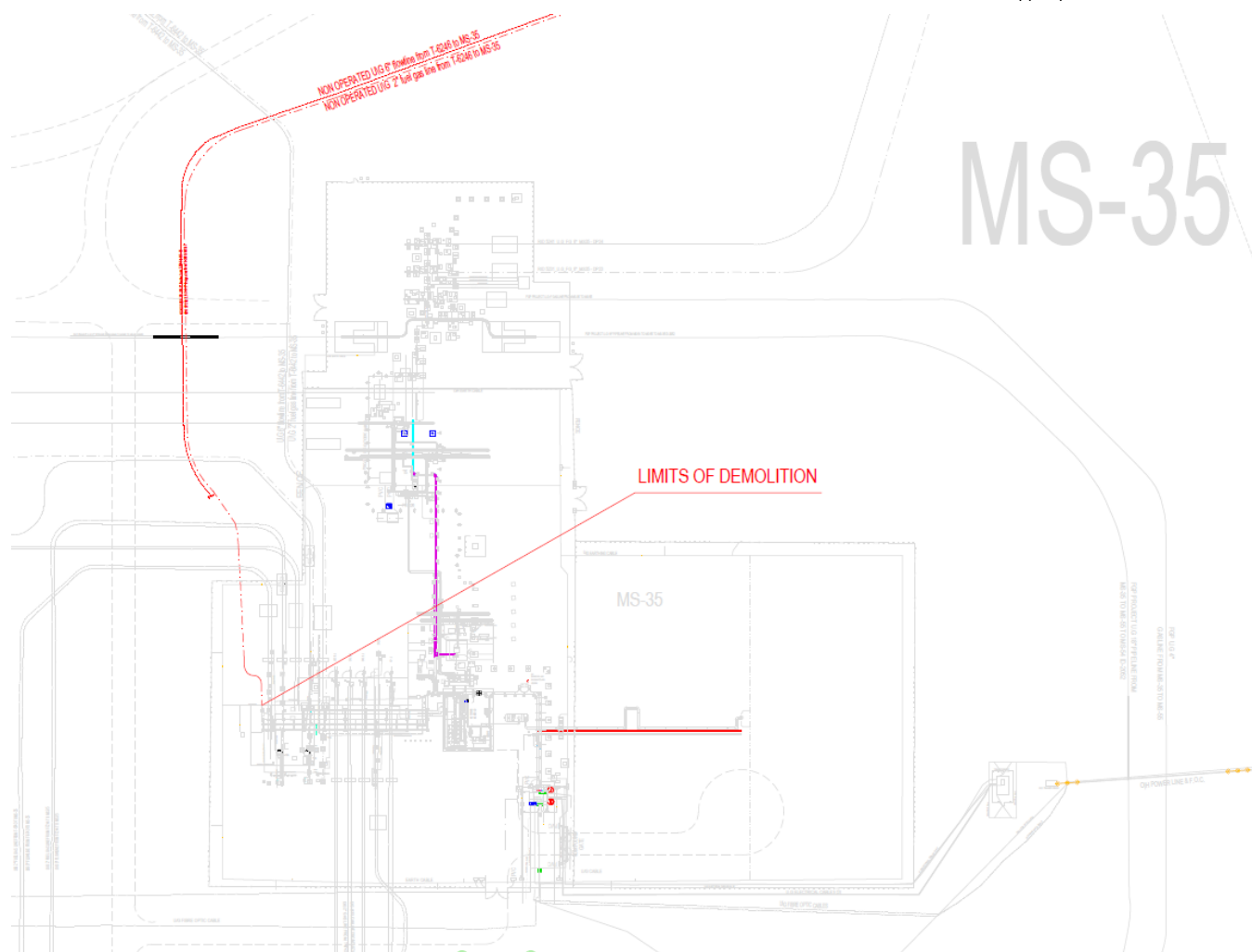
Pipeline route end – Plant Manifold (PM) side

Fuel Gas Pipelines

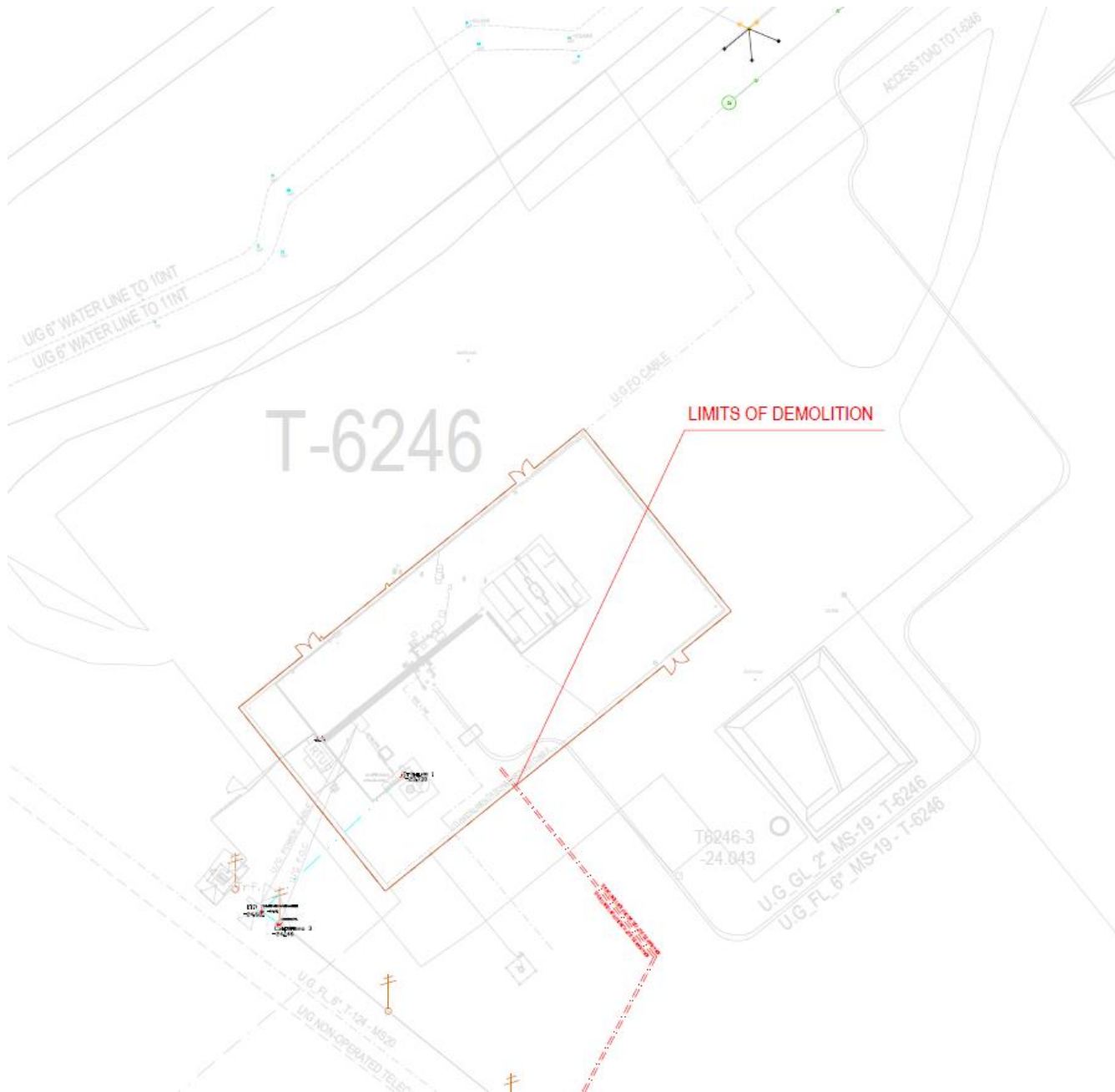
2-inch fuel gas pipeline MS35/T-6246-2 originates at Metering Station MS35 (MS-35) and terminates at Well T6246. The pipeline was used to supply fuel gas to the well process equipment.

10-inch fuel gas pipeline MS19/T-5848-2 originates at Metering Station MS19 (MS-19) and terminates at Well T5848, providing fuel gas supply to the facilities within the well pad.

The pipelines are installed underground. Along certain sections, they cross existing underground utilities, roads, and field access roads.



Pipeline route start – Metering Station (MS-35) side



Pipeline route end – Well T6246 side

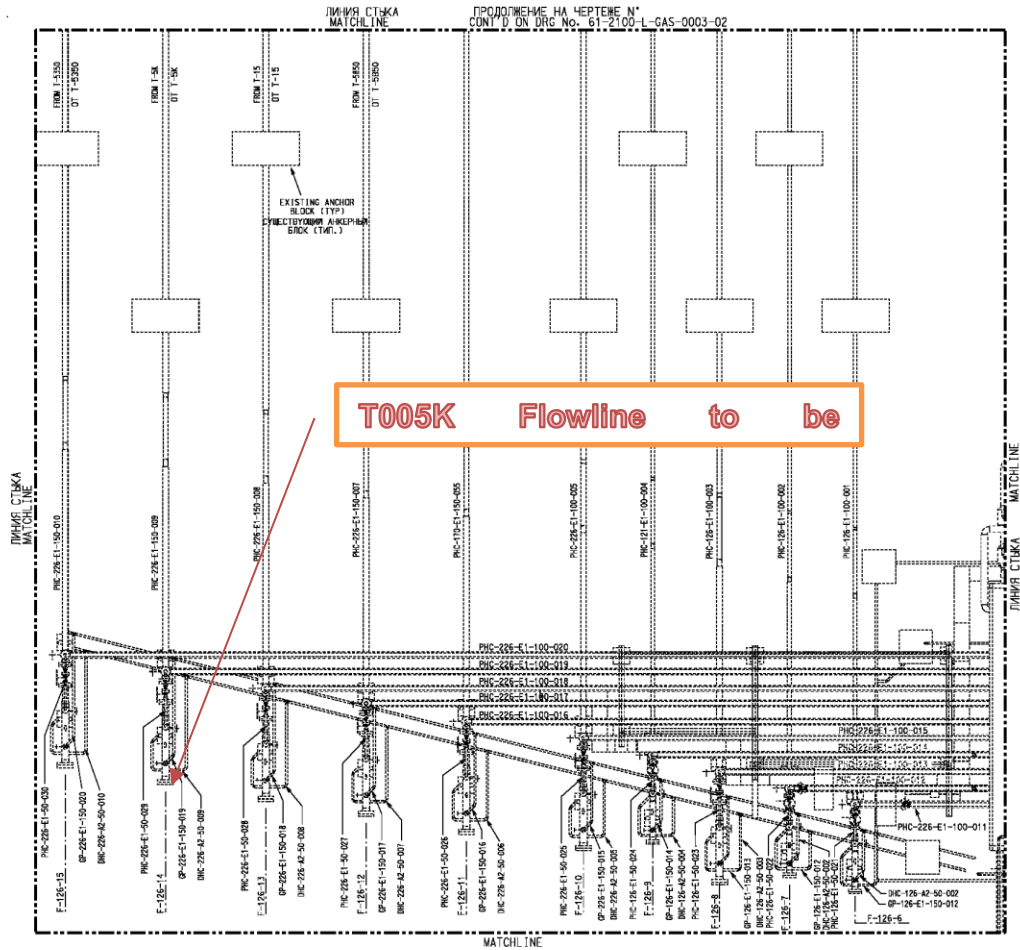
Flowlines

10-inch flowline T-0005K/MS19-6 originates at Well T005K and terminates at Metering Station (MS19), where production is metered prior to further transportation.

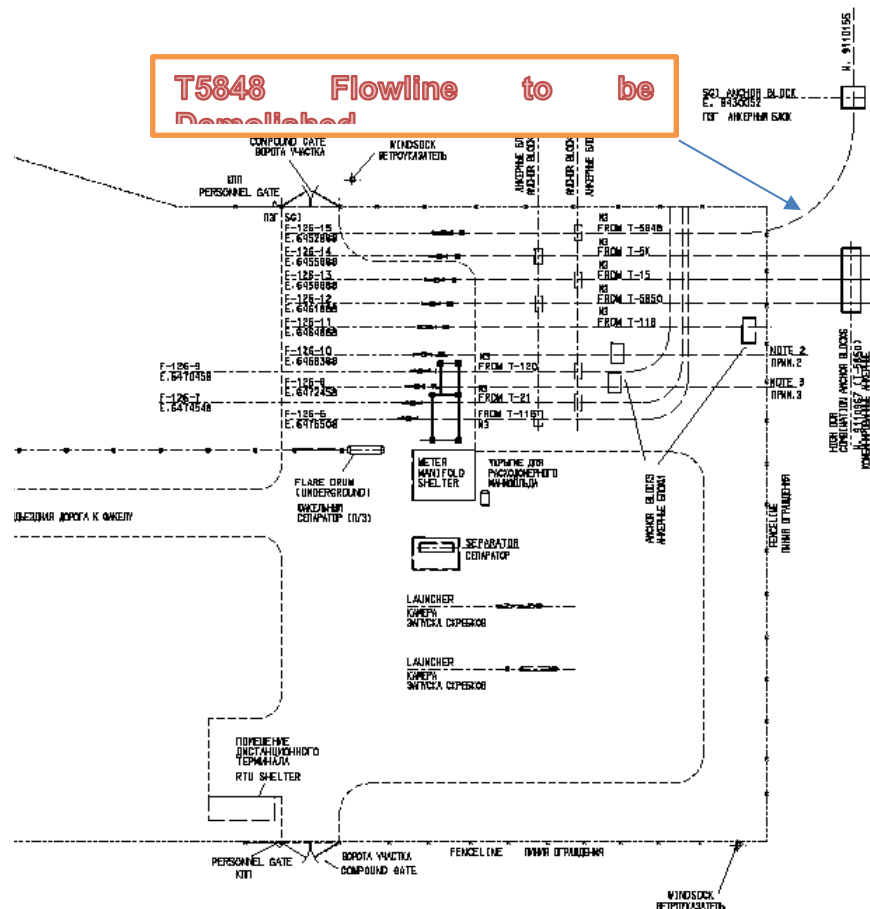
MS19-6/T-0005K-4 flowline is the reverse process line between MS-19 and Well T005K, forming part of the existing well pad piping.

10-inch flowline T-5848/MS19-6 originates at Well T5848 and terminates at Metering Station MS-19. The pipeline was designed to transport produced fluids from the well to the metering station for flow measurement.

All flowlines are installed underground and previously operated as part of the Tengiz Field gathering system.



Demolition Limit at MS-19 Boundary



Demolition Limit at MS-19 Boundary

Current Condition

According to information provided by the Customer and the results of the field survey, the pipelines are out of service and are scheduled for demolition. Prior to commencement of demolition activities, the pipelines shall be verified to be free of residual pressure, drained of any remaining product, purged, and made safe in accordance with TCO industrial safety requirements.

Pipeline demolition will be carried out within the existing Tengizchevroil LLP right-of-way in compliance with the applicable legislation of the Republic of Kazakhstan, TCO corporate standards, and industrial, environmental, and fire safety requirements.

Article 19. Decommissioning of a Main Pipeline

The decommissioning of a main pipeline comprises a set of activities undertaken to discontinue pipeline operation for the purposes of major repair, preservation, or permanent abandonment.

When a main pipeline is decommissioned, the owner of the pipeline shall render the pipeline safe that eliminates any threat to human life and health, the environment, and infrastructure facilities.

Article 21. Abandonment of a Main Pipeline

In the event of the abandonment of a Main pipeline, the owner shall implement environmental restoration measures, including the reclamation of disturbed land, in accordance with the environmental legislation of the Republic of Kazakhstan.

The Project provides for the demolition of decommissioned field pipelines located within the Tengiz Field. Prior to the commencement of demolition works, all pipelines shall be completely drained of the product, purged, isolated from the operating process system, fitted with blinds or end caps, and rendered safe in accordance with the requirements of Tengizchevroil LLP and the applicable regulatory requirements of the Republic of Kazakhstan.

Upon completion of the demolition works, all disturbed areas shall be restored. Where required, the restoration works shall include site grading, trench backfilling with layer-by-layer compaction, and land reclamation in accordance with the requirements of the Project documentation.

The demolition scope includes:

- demolition of 10 main pipelines connecting the Central Field Manifolds (CFMs) to the Plant Manifolds (PMS);
- demolition of 2 fuel gas pipelines extending from the Metering Stations (MSs) to the production wells;
- demolition of 3 flowlines between the production wells and the Metering Stations;
- demolition of underground pipeline sections, including fittings, connecting components, and tie-in sections to existing pipelines;
- demolition of shut-off valves located within the demolition limits, where applicable;
- demolition of existing pipeline markers, warning posts, and other route identification elements, where included within the scope of work;
- backfilling of trenches using native material with layer-by-layer compaction following pipeline removal;
- restoration of the original ground profile and reclamation of disturbed land in accordance with the Project requirements and applicable environmental regulations.

The routes of the pipelines to be demolished intersect existing field roads, process access roads, utilities, cable routes, operating pipelines, and other production infrastructure facilities. At all crossing locations, demolition activities shall be performed in compliance with industrial safety requirements and in accordance with the Tengizchevroil LLP permit-to-work system.

Details of the pipeline routes, including their lengths, diameters, start and end points, and crossing locations with existing utilities, are provided in the relevant documentation and site layout drawings included in the Project documentation.

Schedule of Crossings with Existing Utilities (Preliminary)

№	Chainage	Description	X	Y	Remarks
1	TBD	O/H POWER LINE	TBD	TBD	
2	TBD	PROJECT OHL 6kV FROM TENGIZ-NORTH TO T-4960	TBD	TBD	
3	TBD	O/H POWER LINE 6kV	TBD	TBD	
4	TBD	O/H POWER LINE FEEDER-7	TBD	TBD	
5	TBD	O/H POWER LINE 6kV & F.O.Cable	TBD	TBD	
6	TBD	O/H POWER LINE FEEDER-6	TBD	TBD	
7	TBD	U/G FUEL GAS LINE, Ø6", 3GI-MM	TBD	TBD	
8	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø18", MS-52 TO MM	TBD	TBD	
9	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø20", MS-52 TO MM	TBD	TBD	
10	TBD	U/G INTERCONNECTOR PIPELINE, Ø12", MM to CFM	TBD	TBD	
11	TBD	U/G FUEL GAS LINE, Ø6", WRM6, MS35-MS33-MS31-MM	TBD	TBD	

12	TBD	U/G RINGMAIN LINE, Ø18", WRM2, MS33-MM	TBD	TBD	
13	TBD	U/G RINGMAIN LINE, Ø16", WRM1, MS33-MM	TBD	TBD	
14	TBD	U/G FUEL GAS LINE, Ø6", MM TO 3GP	TBD	TBD	
15	TBD	NON OPERATED U/G WATERLINE, Ø109mm, HDPE, T9 TO USTANOVKA2	TBD	TBD	
16	TBD	U.G 24" OIL P/L MM - PBF	TBD	TBD	
17	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø24", ST., PBF-MS21	TBD	TBD	
18	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø24", ST., PBF-MS21	TBD	TBD	
19	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø20", PBF-MS-21	TBD	TBD	
20	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø20", PBF-MS9	TBD	TBD	
21	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø20", PBF-MS15	TBD	TBD	
22	TBD	U/G TELEMETRY CABLE, NON-OPERATED	TBD	TBD	
23	TBD	U/G OIL LINE, Ø6", T-7 TO MS15	TBD	TBD	
24	TBD	O/H POWER LINE(6 kV	TBD	TBD	
25	TBD	U/G TELEMETRY CABLE, NON-OPERATED, T-102 TO MS-15	TBD	TBD	
26	TBD	NON OPERATED U/G OIL LINE, Ø4", T-102 TO MS-15	TBD	TBD	
27	TBD	NEW U/G FLOW LINE 8" FROM T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
28	TBD	NEW U/G GAS LINE 2" FROM T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
29	TBD	NON OPERATED FLOWLINE FROM WELL T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
30	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE FROM WELL T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
31	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE	TBD	TBD	

		FROM WELL T-1K TO MS-15			
32	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE(3)	TBD	TBD	
33	TBD	U/G NON-OPERATED FLOWLINE 4" T103-MS15	TBD	TBD	
34	TBD	FLOWLINE FROM WELL T-40 TO MS-15	TBD	TBD	
35	TBD	NEW U.G FLOW LINE 8" FROM T-103 TO MS-15	TBD	TBD	
36	TBD	NEW U.G GAS LINE 2" FROM T-103 TO MS-15	TBD	TBD	
37	TBD	FLOW LINE 8" FROM T-4254 TO MS-15	TBD	TBD	
38	TBD	GAS LINE 2" FROM T-4254 TO MS-15	TBD	TBD	
39	TBD	U/G HDPE 8" WATERLINE	TBD	TBD	
40	TBD	"KASKYR ZHOLY" GRAVEL ROAD	TBD	TBD	
41	TBD	O/H POWER LINE 6kV	TBD	TBD	
42	TBD	RID 2508 U/G GATHERING LINE, Ø24", PBF-TL1-PM4	TBD	TBD	
43	TBD	RID 2507 U/G GATHERING LINE, Ø24", PBF-TL2-PM4	TBD	TBD	
44	TBD	RID 1510 U/G OIL LINE, Ø24", 3GP-PM4	TBD	TBD	
45	TBD	O/H POWER LINE 110kV H=12m #7103	TBD	TBD	
46	TBD	O/H POWER LINE 110kV H=12m #7103	TBD	TBD	
47	TBD	RID 1501 U/G OIL LINE, Ø24", 3GP-CTF	TBD	TBD	
48	TBD	U/G TECH. WATER LINE, Ø16", KULSARY TO 3GP	TBD	TBD	
49	TBD	RID 5502 U/G GAS LINE, Ø24", KTL-3GP	TBD	TBD	
50	TBD	RID 1502 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL1	TBD	TBD	
51	TBD	RID 1503 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL1	TBD	TBD	
52	TBD	RID 1504 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL2	TBD	TBD	

53	TBD	RID 1505 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL2	TBD	TBD	
54	TBD	RID 1506 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-PM2	TBD	TBD	
55	TBD	RID 1507 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-TR5	TBD	TBD	
56	TBD	RID 1508 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-TR5	TBD	TBD	
57	TBD	RID 1509 U/G OIL LINE, Ø16", PM4-PBF	TBD	TBD	
58	TBD	RID 5503 U/G GAS LINE, Ø24", PM4-3GP	TBD	TBD	
59	TBD	RID 8501 U/G PROPANE LINE, Ø4", PM4-PBF	TBD	TBD	
60	TBD	GRAVEL ROAD TO SGP	TBD	TBD	
61	TBD	RECYCLING NEW HDPE WATER LINE 10" FROM SGP TO OBH(#7799)	TBD	TBD	
62	TBD	4 U/G ELECTRIC CABLES	TBD	TBD	
63	TBD	U/G 2"POTABLE WATER LINE	TBD	TBD	
64	TBD	U/G 10"FIRE WATER LINE	TBD	TBD	
65	TBD	CORRIDOR OF ELECTRIC/F.O.CABLES	TBD	TBD	
66	TBD	GRAVEL ROAD	TBD	TBD	
67	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
68	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
69	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
70	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
71	TBD	FENCE	TBD	TBD	
72	TBD	ST. 36" OIL SKIMMER COLLECTOR	TBD	TBD	
73	TBD	CABLE TRAY	TBD	TBD	
74	TBD	FENCE	TBD	TBD	
75	TBD	U.G Communication cable	TBD	TBD	
76	TBD	GRAVEL ROAD BETWEEN NEW BOILER HOUSE - SARYKAMYS ROAD	TBD	TBD	

77	TBD	U.G cable Communication	TBD	TBD	
78	TBD	U.G cable Communication	TBD	TBD	
79	TBD	ASPHALT ROAD	TBD	TBD	
80	TBD	WATER INJECTION SYSTEM UPGRADEPIPING #7799	TBD	TBD	

6.3 Design Scope for Pipelines

This Project provides for the development of design documentation for the demolition of existing underground pipelines located within the Tengiz Field.

The design scope includes the demolition of the following pipelines:

- 10 main pipelines connecting the Central Field Manifolds (CFMs) to the Plant Manifolds (PMs);
- 2 fuel gas pipelines connecting the Metering Stations (MSs) to the production wells;
- 3 flowlines connecting the production wells to the Metering Stations.

The total length of the pipelines to be demolished is approximately 74 km.

The Project provides for the demolition of pipelines that have been isolated from the operating process system and formally decommissioned in accordance with the set procedures.

The project provides for the dismantling of only the external sections of pipelines located between the existing facilities. Dismantling works for pipelines, equipment, and structural elements located inside the process facilities (within their fenced areas) are excluded from the scope of this project.

6.4 General Requirements for Demolition

Prior to the commencement of demolition works, all pipelines shall be decommissioned and rendered safe.

Before demolition activities begin, the following shall be completed:

- complete isolation of the pipelines from the operating process systems;
- complete removal of all products from the internal pipeline cavity;
- release of all residual pressure to atmospheric pressure;
- purging (where required);
- installation of blinds or end caps at all isolation points;
- completion of all required permits and approvals in accordance with the requirements of Tengizchevroil LLP.

Demolition works shall commence only after the Customer has issued written confirmation that the pipelines are free from pressure and hazardous substances.

6.5 Requirements for Demolition Works

During demolition activities, it shall be recognized that the routes of the pipelines to be demolished are located in close proximity to existing operating underground utilities, including:

- process pipelines;
- water pipelines;
- gas pipelines;
- electrical power cables;
- fibre-optic communication cables;
- automation and instrumentation (I&C) systems;
- grounding systems;
- underground utility structures.

Any work within the protection zones of existing utilities shall be carried out only under an approved Permit to Work and in the presence of representatives of the respective operating authorities.

6.6 Demolition of Underground Pipeline Sections at Road and Utility Crossings (Protective Casings)

The underground pipeline sections located at crossings with roads, field access roads, and underground utilities where the pipelines are installed within protective casings shall be demolished in accordance with the requirements of Tengizchevroil LLP, the Project documentation, and the approved Method Statement.

The demolition of the pipeline section on both sides of the protective casing shall include the following principal operations:

- preparation of access roads and the working area for construction equipment and temporary storage of removed pipe sections;
- excavation of the pipeline at both ends of the protective casing;
- manual cleaning of the pipeline and protective casing from soil within the work area;
- removal of the external anti-corrosion coating (isolation) at the pipe cutting locations;
- cutting of the pipeline using hydraulic shears (or other equipment specified in the approved Method Statement) and separation of the pipeline section from the remaining line;
- removal of end seals (if any) on the casing ends;
- extraction of the pipeline section from the protective casing using an excavator equipped with hydraulic shears or a suitable lifting attachment;
- cleaning the internal bore of the protective casing to remove soil and any foreign materials;
- sealing both ends of the protective casing with steel end caps (made of steel plate), followed by welding;
- filling the internal cavity of the protective casing with cement-sand grout, concrete, or another filling material approved by Tengizchevroil LLP;
- reinstatement of the road surface and backfilling of excavated areas using layer-by-layer compaction.

Note: The type of material used to fill the protective casing (cement-sand grout, concrete, or other approved filler) shall be selected in accordance with the requirements of Tengizchevroil LLP and approved by the Customer prior to commencement of the works.

6.7 Pipeline Demolition Methodology

After completion of the preparatory activities, the pipeline is exposed using mechanical excavation with an excavator to provide access to the pipeline.

The pipeline to be demolished is exposed using an excavator in a manner that ensures safe execution of the work and facilitates its subsequent demolition.

Once the pipeline has been fully exposed and freed from the surrounding soil, demolition is carried out using a crawler excavator equipped with hydraulic shears.

The demolition sequence shall include:

- excavation until the pipeline is fully exposed;
- cleaning of the external pipe surface at the cutting locations;
- cutting the pipeline into transportable sections using hydraulic shears. The section length shall be suitable for safe lifting, transportation, and handling (typically **6–12 m**, depending on site conditions);
- lifting the cut pipe sections from the trench using the excavator;
- placing the pipe sections onto a prepared laydown area or directly onto transport vehicles;
- transporting the removed pipe sections to the designated temporary storage area or another location specified by the Customer;
- backfilling the trench using native material with layer-by-layer compaction and restoration of the original ground profile.

Hydraulic shears, hydraulic grabs, hydraulic hammer, or other approved excavator attachments may be used, provided they ensure the safe execution of the demolition works.

The excavator shall have adequate operating capacity to perform excavation, support the pipeline during cutting, cut the pipeline, and remove the pipe sections without the need for additional lifting equipment where permitted by the approved Method Statement.

6.8 Risk Assessment for Pipeline Demolition

Risks	Effects	Events
1. Non-compliance with the technology of dismantling work.	Occurrence of accidents and emergencies. Costs	Compliance with the project, designer supervision of the work
2. Non-compliance with safety and health requirements	Leads to accidents, possibly fatal	Safety instruction, meeting Safety requirements at work, evacuation plan in case of fire
3. Failure to ensure fire and explosion safety measures	Occurrence of a fire. Costs	Availability of fire-fighting equipment, knowledge of the use of fire-fighting equipment, compliance with requirements during work
4. Failure to comply with the requirements during dismantling operations in adverse weather conditions	Leads to accidents	Compliance with safety regulations
5. Dismantling works with deviations from the project that were not coordinated with the authors of the project	Leads to accidents. Costs	Perform the work after consultation with the designer
6. Low level of qualification of specialists in construction and dismantling works	Leads to accidents. Costs	Execution of construction and dismantling works by specialized contractors
7. Use of faulty equipment	Leads to accidents. Costs	Replacement of faulty equipment or repair

8. Being under suspended loads during the operation of lifting mechanisms	Leads to accidents, possibly fatal	Compliance with safety regulations when working with suspended loads
9. Location of the workplace at a significant height relative to the ground (floor) surface	Leads to accidents, possibly fatal	Compliance with safety regulations when performing work at height
10. Temporary unstable condition of the structure, facility and supporting fasteners	Leads to accidents, possibly fatal	Compliance with safety regulations when performing work
11. Failure to comply with safety measures during dismantling operations (temporary fixing of structures, dispersion of dismantled parts of structures, etc.)	Leads to accidents. Costs	Before starting work, draw up a Method Statement

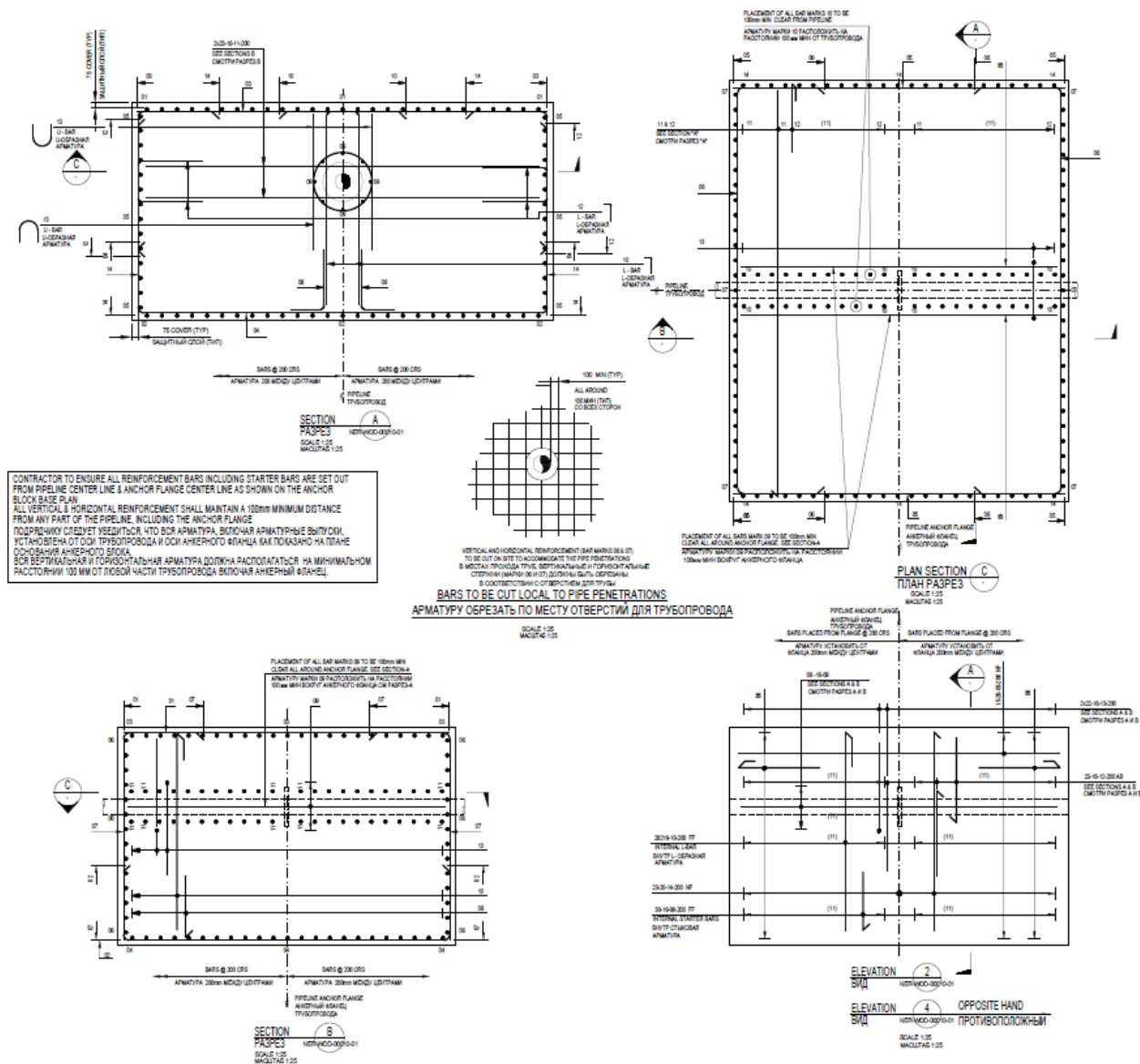
7. ARCHITECTURAL AND STRUCTURAL SOLUTIONS

7.1 General Information

This section presents the architectural and structural solutions for the demolition of civil and structural components associated with the decommissioning of existing pipelines under the "FIELD PIPELINES DEMOLITION" project.

According to the archived design documentation provided by the Asset Retirement team and the archive records of Tengizchevroil LLP (TCO), existing reinforced concrete anchor blocks are located along the routes of the pipelines to be demolished. At the stage of developing the design documentation for obtaining environmental permits, the estimated total weight of the reinforced concrete anchor blocks to be demolished has been assumed to be 246 tonnes. This estimate is preliminary and will be refined during the detailed design stage following a comprehensive site survey and confirmation of the actual demolition scope.

All demolition works shall be performed in accordance with the applicable regulations of the Republic of Kazakhstan, the corporate standards of Tengizchevroil LLP (TCO), and industrial safety requirements.



Исполнительная схема «анкерного блока»

7.2 Earthworks

Earthworks shall be carried out to the extent necessary to provide access to the underground pipelines and existing anchor blocks designated for demolition.

Excavation shall commence only after verification of the actual location of existing underground utilities and receipt of all required work permits.

Where existing live underground utilities are encountered, excavation shall be performed manually or by mechanical means in accordance with the requirements of the respective utility owners.

Upon completion of the demolition works, excavations shall be backfilled with suitable native material capable of achieving the required compaction. Backfilling shall be carried out in layers and compacted to match the density of the surrounding ground.

Where groundwater control is required, temporary dewatering measures shall be implemented to prevent adverse impacts on existing structures and underground utilities.

7.3 Demolition of Civil Structures

The project provides for the demolition of existing reinforced concrete anchor blocks located along the sections of pipelines to be removed.

Prior to the demolition of the anchor blocks, the pipelines shall be completely isolated, cleared of process fluids, and removed in accordance with the approved demolition sequence.

The reinforced concrete structures shall be demolished using mechanical methods, followed by segregation of the resulting materials for subsequent disposal or transfer to specialized waste management organizations.

The actual number and locations of the anchor blocks shall be confirmed based on the results of the detailed site survey and as-built documentation.

7.4 Abandonment of Protective Casings Beneath Road Crossings

At locations where the pipelines to be demolished cross roadways, the existing steel protective casings shall remain in place, as their removal could compromise the integrity of the road structure and require extensive reinstatement works.

The project provides for the abandonment of the existing protective casings by leaving them buried after removal of the carrier pipeline.

Prior to commencement of the works, the pipeline located inside the casing shall be completely removed. Following pipeline removal, both ends of the protective casing shall be cut to the required elevations and sealed by welding steel end plates.

To ensure complete filling of the casing interior, the end plates shall be provided with the following openings:

- One opening for injection of the grouting material;
- One opening for venting air during the filling operation.

Upon completion of the filling operation, the vent and injection openings shall be permanently seal-welded.

The casing shall be filled with a special grouting material meeting the requirements of Tengizchevroil LLP (TCO). If such material is unavailable, a cement-sand grout approved by the Client may be used, provided it ensures complete filling of the casing interior.

Filling shall be carried out continuously until grout flows from the vent opening, confirming that no air voids remain within the casing. The Contractor shall maintain full control of the filling process and verify that the casing has been completely filled without voids.

After the grout has achieved the specified design strength, the technological openings shall be permanently sealed, the excavation shall be backfilled with layer-by-layer compaction, and the disturbed surface shall be reinstated.

The abandonment of the protective casings shall be performed without disrupting road operations and in accordance with the applicable regulations of the Republic of Kazakhstan, the corporate standards of Tengizchevroil LLP (TCO), and the approved construction method statement.

.

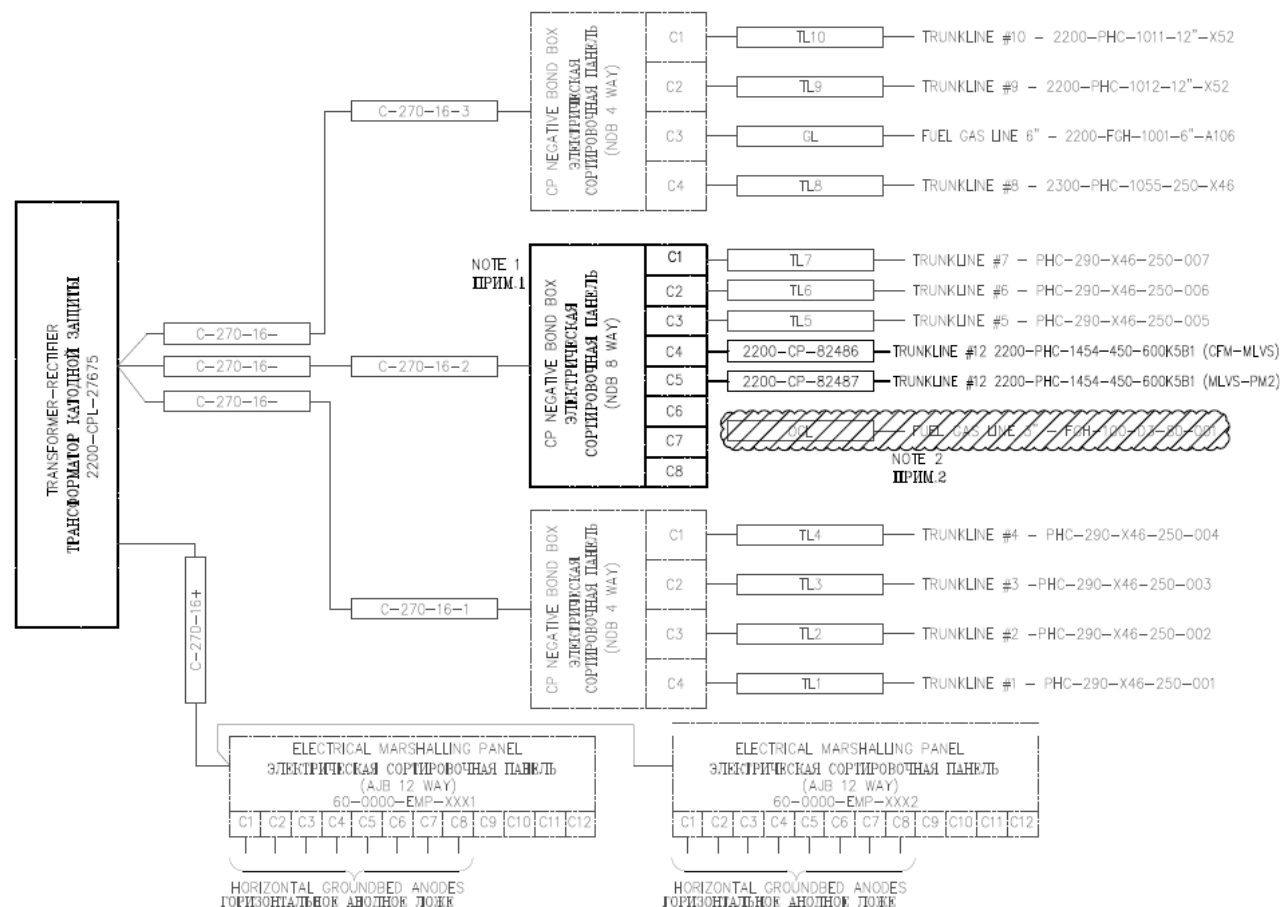
8. CATHODIC PROTECTION AND GROUNDING

8.1 General Information

This section provides the technical solutions for the demolition of the cathodic protection system components associated with the pipelines being decommissioned under the "FIELD PIPELINES DEMOLITION" project.

The project provides for the demolition of existing trunk pipelines, fuel gas pipelines, and flowlines with a total length of more than 79 km, constructed from API 5L Grade B seamless steel pipe with an external three-layer polyethylene (3LPE) coating.

Prior to the commencement of demolition activities, the existing cathodic protection system shall be isolated, de-energized, and decommissioned in accordance with the Client's operating procedures.



Existing Cathodic Protection System Layout

8.2 Estimated Quantities of Equipment and Waste to be Demolished – Cathodic Protection

At the stage of preparing the design documentation for obtaining environmental permits, the estimated quantities of waste generated as a result of the demolition works have been determined on a preliminary basis. The estimates are based on a review of the available as-built and archived documentation provided by the Asset Retirement team, as well as archived records of Tengizchevroil LLP (TCO). The actual waste quantities will be verified during subsequent design stages following completion of the detailed site survey and preparation of the detailed design documentation.

At this stage, the estimated waste includes:

- Reinforced concrete poles of overhead power lines – 60 tonnes;
- Cathodic protection system equipment (anode groundbeds, test stations, junction boxes, and metallic posts for test stations) – 30 tonnes;
- Cathodic protection cables (insulated copper/aluminum) – 2 tonnes;
- Overhead power line conductors (aluminum) – 5 tonnes.

8.3 Demolition of Cathodic Protection Equipment

The project provides for the demolition of cathodic protection system equipment associated with the pipelines to be removed, including:

- Cathodic protection drainage cables;
- Cathodic protection cable routes;
- Interconnecting cables between the pipelines and test stations;
- Mounting hardware and connection fittings designated for demolition.

The final list of equipment to be demolished shall be confirmed based on the results of the existing utility survey and the detailed design documentation.

8.4 Test Stations

Test stations associated with the pipelines to be demolished shall either be removed or disconnected, depending on their future operational purpose. Test stations serving operating pipelines or shared utility systems shall remain in service. Where required, only the cable connections associated with the decommissioned pipelines shall be removed. The final scope of work shall be determined following tracing of the existing cable connections and shall be confirmed by the Client.

8.5 Crossings with Existing Utilities

The pipelines to be demolished have numerous crossings with existing operating utilities, including:

- Underground oil pipelines;
- Gas pipelines;
- Industrial water and fire water pipelines;
- kV and 110 kV overhead power lines;
- Underground power cables;
- Communication and telemetry cables;
- Roads;
- Cable racks;
- Existing fences and other engineering structures.

Work at crossings with existing operating utilities shall be performed manually or by mechanical means in accordance with the requirements of the operating organizations and the corporate standards of Tengizchevroil LLP (TCO).

8.6 Grounding

Upon completion of the demolition of the cathodic protection system equipment, all temporary electrical connections shall be removed. Grounding system components that are no longer required by existing facilities shall be dismantled. Existing grounding systems serving operating equipment shall remain intact and in service.

9. LIST OF MEASURES FOR THE DECOMMISSIONING OF PIPELINES TO BE DEMOLITED

Demolition works on the pipelines may commence only after the Customer has handed over the work area to the Contractor under an act and after all preparatory activities specified in the Method Statement (MS) have been completed.

Prior to the commencement of demolition works, the following activities shall be completed:

- preparation of permits, work permits and approvals in accordance with the requirements of the Operating Company;

- establishment of the construction site, including temporary welfare facilities, a storage area and temporary storage locations for the dismantled pipelines;
- provision of temporary power supply, lighting and communication facilities (where required);
- provision of primary firefighting equipment at all workplaces;
- mobilization and preparation of construction equipment, lifting equipment, earthmoving machinery and all necessary tools and equipment;
- installation of safety barriers, warning signs and identification of hazardous areas.

Prior to the commencement of demolition, the pipelines shall be fully decommissioned. The Operating Company shall be responsible for carrying out the following activities:

- isolation of the pipelines from the operating process system;
- removal of the transported medium from the pipelines;
- cleaning and purging of the pipelines;
- verification that no residual pressure or hazardous substances remain in the pipelines;
- issuance of work permit to commence demolition works.

Prior to the commencement of excavation works, the actual location of existing underground utilities shall be verified based on as-built documentation and utility locating survey results. Where the demolition route intersects existing underground utilities, trial excavations shall be carried out.

Before commencement of the works, the Contractor shall appoint, by formal order, personnel responsible for:

- safe execution of the works;
- industrial safety;
- occupational health and safety;
- fire safety;
- environmental protection.

All personnel engaged in the works shall undergo site induction and task-specific briefings on occupational health and safety, industrial safety and fire safety, possess the appropriate qualifications, and hold valid certificates for the activities to be performed.

Personnel shall be provided with protective clothing, safety footwear, safety helmets, safety glasses, gloves, and other personal protective equipment (PPE) appropriate to the nature of the work being performed.

For the duration of the works, the demolition area shall be enclosed with safety tape or temporary fencing. Warning safety signs shall be installed around the perimeter of the hazardous area. Unauthorized access to the work area shall be prohibited.

Where demolition works are carried out in the vicinity of existing underground utilities, such works shall be performed only in the presence of representatives of the Operating Company and in compliance with the applicable regulatory requirements and the Customer's internal procedures.

10. DESCRIPTION AND JUSTIFICATION OF THE SELECTED DEMOLITION METHOD

Pipeline demolition works shall be carried out in accordance with the Method Statement (MS) developed on the basis of the site survey results and the requirements of the Operating Company.

The Project adopts a mechanized method for the demolition of underground pipelines using an excavator equipped with hydraulic shears.

Prior to the commencement of demolition works, the pipelines shall be decommissioned, isolated from the operating process system, emptied of the transported service, cleaned, and brought into a safe condition.

Demolition shall be carried out in the following sequence:

- exposing the pipeline by excavation;

- cutting the pipeline into transportable sections using hydraulic shears;
- removing the dismantled pipeline sections from the trench using an excavator;
- loading the pipeline sections onto transport vehicles;
- transporting the dismantled pipelines to a temporary storage area or disposal site;
- backfilling the trenches with soil compaction and restoration of the ground surface.

Where the works are performed at crossings with existing underground utilities, excavation in their immediate vicinity shall be carried out manually. Demolition shall be carried out in compliance with industrial safety requirements and under continuous control to ensure the integrity of the existing utilities.

Hazardous areas shall be defined in the Method Statement, taking into account the operating radius of construction equipment, the movement zones of dismantled pipeline sections, and open trenches. Hazardous areas shall be enclosed with safety tape and marked with warning safety signs. Unauthorized access to the work area shall be prohibited.

11. ASSESSMENT OF THE PROBABILITY OF DAMAGE TO ENGINEERING INFRASTRUCTURE DURING DEMOLITION, INCLUDING EXISTING UNDERGROUND UTILITY NETWORKS

During the dismantling of underground pipelines, there is a possibility of damage to existing underground utilities located in the work area. To eliminate such risks, the actual location of existing underground utilities shall be verified prior to the commencement of work using as-built documentation, utility detection survey results, and trial excavations at utility crossing locations.

Prior to demolition, the pipelines designated for demolition shall be decommissioned, isolated from the operating process system, emptied of the transported service, cleaned, purged, and brought into a safe condition in accordance with the requirements of the Operating Company.

Excavation works within the protection zones of existing underground utilities shall be performed in compliance with the applicable regulatory requirements and in the presence of representatives of the Operating Company. In the immediate vicinity of existing underground utilities, mechanical excavation shall be permitted only up to the prescribed safe clearance distance. Further excavation shall be carried out manually without the use of impact tools.

Pipeline shall be demolished in stages only after the pipeline has been fully exposed and the absence of obstructions and intersections with existing underground utilities has been confirmed. During the execution of the works, all necessary measures shall be taken to prevent damage to existing pipelines, cable systems, structures, and equipment.

Provided that the organizational and technical measures specified in the Project, the requirements of the Method Statement, and the applicable occupational health, industrial safety, and environmental regulations are fully implemented, the probability of damage to engineering infrastructure and existing underground utility networks is minimized.

12. DESCRIPTION AND JUSTIFICATION OF SAFE DEMOLITION METHODS

Prior to the commencement of pipeline demolition works, all personnel involved in the work, including engineering personnel, supervisors, foremen, and workers, shall undergo occupational health, industrial safety, and fire safety training and shall be familiarized with the Method Statement (MS) and the sequence of demolition operations.

Particular attention during the safety briefing shall be given to the following hazardous and harmful factors:

- possible release of residual pressure and remaining process medium from the pipelines;
- excavation work in the vicinity of existing underground utilities;
- collapse of trench and excavation walls;
- operation of lifting equipment and movement of dismantled pipeline sections;

- exposure to moving parts of construction equipment and machinery;
- sharp edges, burrs, and cut ends of dismantled pipes;
- performance of hot work and gas-hazardous work;
- elevated concentrations of dust and hazardous substances within the work area;
- work in the vicinity of elevation differences, operating process facilities, and existing engineering utilities.

Prior to demolition, the pipelines shall be fully decommissioned, isolated from the operating process system, emptied of the transported product, cleaned, purged, and brought into a safe condition in accordance with the requirements of the Operating Company. Work may commence only after the required Permit to Work has been issued and the absence of hazardous conditions has been confirmed.

All personnel shall be provided with personal protective equipment appropriate to the nature of the work, including safety helmets, protective clothing, safety footwear, safety glasses, gloves, and, where required, respiratory protective equipment and fall protection equipment.

Pipeline demolition should preferably be carried out during daylight hours. Where work is required during hours of darkness, the work area shall be provided with artificial lighting sufficient to ensure the required illumination levels at all workstations.

The sequence of demolition operations shall be described in the Method Statement and shall provide for phased execution of the work, taking into account the process layout of the facility, safe working practices, and unrestricted access for construction equipment. Pipeline shall be demolished after trench excavation, exposure of the pipelines, cutting them into transportable sections, lifting by suitable lifting equipment, removal from the ground, and subsequent transportation to a temporary storage area or an approved disposal facility. During the execution of the works, damage to existing underground utilities, structures, and equipment located within the work area shall be prevented.

12.1 Demolition Methods

Underground pipelines shall be demolished using a mechanized method with an excavator equipped with hydraulic shear attachment. Where required, the use of other interchangeable attachments approved by the excavator manufacturer is permitted.

The excavator shall have sufficient technical capabilities to safely perform excavation, cutting, lifting, and loading of dismantled pipeline sections. The operator's cab shall be fitted with appropriate protective devices to ensure the operator's safety during demolition operations.

Once the pipeline has been exposed, it shall be cut into transportable sections using hydraulic shears. The dismantled sections shall be lifted from the trench by the excavator and placed either in a designated temporary storage area or loaded directly onto trucks for subsequent transportation.

Excavation shall be carried out using mechanized equipment. At crossings with existing underground utilities and within their protection zones, excavation shall be completed manually in accordance with industrial safety requirements and the Operating Company's requirements.

Upon completion of the pipeline demolition, the trenches shall be backfilled with compacted soil placed in layers, and the ground surface shall be restored in accordance with the Project documentation.

12.2 Demolition Procedure

Pipeline shall be demolished using a mechanized method with an excavator equipped with hydraulic shears. The use of alternative demolition methods shall be permitted only with the Customer's approval.

Prior to the commencement of demolition works, it shall be confirmed that:

- the pipelines have been decommissioned;
- the pipelines have been isolated from the operating process system;
- the transported service has been completely removed;
- the pipelines have been cleaned and rendered safe;

- Work permit to commence the work has been obtained and all required Work Permits have been issued.

Prior to the commencement of excavation works, the pipeline routing shall be verified, and the locations of existing underground utilities shall be identified using as-built documentation and the results of utility detection surveys. Where the demolition route intersects existing underground utilities, trial excavations shall be carried out.

Excavation works shall be carried out using mechanized equipment, followed by manual excavation in the immediate vicinity of existing underground utilities.

After the pipeline has been fully exposed, it shall be cleaned of soil and visually inspected to confirm that it can be safely demolished.

Using hydraulic shears, the pipeline shall be cut into transportable sections of a length suitable for safe lifting, loading, and transportation.

The dismantled sections shall be lifted from the trench using an excavator and placed in the designated temporary storage area.

The dismantled pipeline sections shall be mechanically loaded onto trucks and transported either to a temporary storage area or to another location designated by the Customer.

During demolition operations, the following shall be prohibited:

working beneath suspended loads;

allowing personnel to remain within the operating radius of the excavator or within the movement zone of dismantled pipeline sections;

stockpiling dismantled pipeline sections adjacent to the edge of the trench;

carrying out demolition works without an approved Work Permit and confirmation that the pipeline has been rendered safe.

Upon completion of the demolition works, the trench and the surrounding area shall be inspected. If contaminated soil is identified, the works shall be suspended immediately, and the Customer's representative shall be notified for further instructions.

Following completion of the demolition works, the trenches shall be backfilled with soil placed and compacted in layers, and the site shall be restored in accordance with the Project requirements.

13. MEASURES TO ENSURE PUBLIC SAFETY, INCLUDING PUBLIC NOTIFICATION AND EVACUATION (WHERE REQUIRED)

The works shall be carried out within a work area enclosed by protective fencing to prevent unauthorized access by persons not involved in the work activities.

13.1 Description of Waste Removal, Disposal, and Environmental Protection Measures

Environment in the work area is protected in accordance with applicable regulatory legal acts.

Before starting work, it is necessary to conduct an introductory briefing on environment for employees involved in the work.

The construction and installation Contractor is responsible for compliance with design decisions related to environment, as well as for compliance with state legislation on nature protection.

The priority measures aimed at environment provided for by the Plan include:

- equipping workplaces and construction sites with inventory containers for collecting household and construction waste;
- maintaining the boundaries allocated for the construction and installation works;
- draining fuels and lubricants in specially designated places with subsequent disposal and cleaning;

Cars and motor vehicles with fuel and lubricants should be filled by filling machines at the place of work with the installation of a pallet with the collection of waste fuel and lubricants in a special container.

It is necessary to take measures to reduce losses, spills and drains of fuels and lubricants. Accidentally spilled fuels and lubricants must be immediately collected with sand, and contaminated areas must be neutralized. Sand contaminated with fuels and lubricants must be collected with a scoop in a container with a lid and taken to a specially designated place, followed by removal to a solid waste landfill.

During dismantling works, it is envisaged to minimize the generation and accumulation of waste through the use of organizational and technical measures.

Before commencing the work, the Contractor shall conclude agreements for the delivery (disposal) of waste generated during the work process with waste acceptance enterprises that have a waste management license.

14 LIST OF MEASURES FOR LAND RECLAMATION AND SITE RESTORATION (WHERE REQUIRED)

Activities for reclamation and improvement of the land plot must be carried out in accordance with the following conditions:

- 1) Conduct an analysis of samples for purity. CAPE laboratory must confirm that the soil is suitable for backfilling.
- 2) If the soil from the embankment is unsuitable for backfilling, then the scope of work must include the delivery of clean soil from the TCO quarry (the specific sampling point is specified by the TCO Construction Representative 200-7843 tfecr@tengizchevroil.com)
- 3) According to the waste catalogue: soil contaminated with hydrocarbons and chemicals must be disposed of at an industrial waste landfill / transfer to an outside organization

15 INFORMATION ON UTILITIES, STRUCTURES AND FACILITIES REMAINING IN THE GROUND OR WATER BODIES AFTER DEMOLITION; INFORMATION ON THE AVAILABILITY OF PERMITS ISSUED BY STATE SUPERVISORY AUTHORITIES FOR RETAINING SUCH UTILITIES, STRUCTURES AND FACILITIES IN THE GROUND OR WATER BODIES WHERE REQUIRED BY THE LEGISLATION OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

All underground structures and pipelines located within the work area shall be demolished and completely removed from the ground.

16 INFORMATION ON APPROVALS OBTAINED FROM THE RELEVANT AUTHORITIES, INCLUDING STATE SUPERVISORY AUTHORITIES, FOR TECHNICAL SOLUTIONS INVOLVING DEMOLITION BY BLASTING, BURNING OR OTHER POTENTIALLY HAZARDOUS METHODS; LIST OF ADDITIONAL SAFETY MEASURES FOR THE USE OF SUCH METHODS

The design work on dismantling pipelines does not provide for dismantling by means of explosion, incineration or other potentially dangerous means. Demolition shall be carried out by mechanical means using hydraulic shears.

17 FIRE SAFETY MEASURES

When performing work, it is necessary to comply with the requirements of the Fire Safety Rules (Order of the Minister of Emergency Situations of the Republic of Kazakhstan dated February 21, 2022 No. 55), Technical Regulations: General Requirements for Fire Safety, Resolution of the Government of the Republic of Kazakhstan dated June 23, 2017 No. 439, SN RK 1.02-00-2022.

Dismantling work on the territory of the enterprise associated with the use of fire (welding, cutting, etc.) is carried out with a work permit (written permission) approved by the head (chief engineer) of the Customer and agreed with the fire department, subject to the implementation of the necessary fire safety measures. The work permit shall be issued in two copies. One copy of the work permit shall be kept by the fire department, the other shall be given to the Lead of construction and installation works.

When engaging a third-party contractor to perform hot works, issue a joint order of the branch and the contractor, where the management employees and engineering and technical personnel of the operating organization shall be appointed who are obliged to approve the work permits. Those responsible for the organization and safe performance of works,

obliged to issue work permits and allow work, those responsible for the preparation of works, as well as engineering and technical personnel of the contractor, those responsible for the performance of works and persons, shall test the air environment.

Self-propelled equipment, welding units, compressors involved in early and hot works must be provided with at least two OP-10 fire extinguishers (each unit of equipment). All fire extinguishing equipment must be ready (in good working order) throughout the entire duration of the works.

Signs indicating the telephone number of the fire department and the evacuation plan for people in case of fire must be posted at the workplaces. It is prohibited to make fires, use open fires and smoke on the territory. Smoking is permitted only in areas specially designated and equipped for this purpose.

The electrical network must always be kept in good working order. After work, it is necessary to turn off the electrical switches of all installations, leaving only the working equipment participating in a continuous cycle with the electrician on duty.

It is prohibited:

- a) operate electrical wires and cables with visible insulation damage;
- b) use sockets, switches, and other electrical installation products with damage;
- c) wrap electric bulbs and lamps in paper, fabric, and other flammable materials, as well as operate lamps with removed caps (diffusers) provided by the design of the lamp;
- d) use electric irons, electric stoves, electric kettles, and other electric heating devices that do not have thermal protection devices, as well as in the absence or malfunction of thermostats provided by the design;
- e) use non-standard (hand-made) electric heating devices;
- f) leave electric heating devices, as well as other household electric appliances, including those in standby mode, unattended when connected to the electrical network, with the exception of electric appliances that can and (or) must be in 24-hour operation mode in accordance with the manufacturer's instructions;
- g) locate (store) flammable (including highly flammable) substances and materials in switchboard room (near switchboard rooms), near electric motors and starting equipment;
- h) use temporary electrical wiring during emergency and other construction, installation and restoration work, including extension cords, surge protectors, not intended by their characteristics to power the electrical appliances used.

Workplaces and approaches to them must be kept clean, promptly cleared of debris. External fire escapes and roof fencing must be maintained in good condition.

Primary means must be used for fire extinguishing at the work site: sand, felt, hand-held carbon dioxide fire extinguishers, and the people and means of nearby fire departments must be involved.

When performing work, an appropriate fire safety regime must be set, including:

- the procedure for cleaning flammable materials and waste must be determined;
- the procedure for inspecting workplaces upon completion of work;
- fire safety training must be conducted with each employee and an entry must be made in the fire safety training log.

Clothes and footwear should be dried in specially adapted rooms, buildings or structures with central water heating or using water heaters.

The installation of dryers in vestibules and other rooms located at the exits of buildings is not allowed.

Smoking is allowed in specially designated areas.

Hot work, if necessary, should be organized in accordance with the requirements of the Instructions for the Organization of the Safe Hot Work.

Hot work should be carried out only if a work permit is available.

Actions to eliminate a fire

In case of fire

Measures taken	Procedure	Responsible persons
Calling the fire team	The fire team is called by phone No. 01, the address is given, the burning object and name is informed.	The first person who noticed the fire.
Meeting the fire team	The person meeting the arriving firefighter escorts them to the scene of the fire and provides the following information: whether fire suppression efforts are being carried out internally, whether people and material assets are being evacuated from the building, which areas are affected by fire and smoke, and which valuable property and equipment must be prioritized for evacuation by the arriving team. Indicate the emergency exits in the building, internal fire extinguishing valves and nearby water sources (hydrants, reservoirs).	Responsible for fire safety at the facility
Fire extinguishing before the fire team arrives.	Fire extinguishing is organized immediately after its detection. Existing fire extinguishers, water, sand, blankets, internal fire hydrants are used for extinguishing.	
Evacuation of people and property.	People and property are evacuated under the supervision of the facility manager or the person replacing him. In case of a threat of fire to people, materials, all available exits from the building are used for their evacuation.	Manager or his deputy, responsible persons

18 TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS

Description	Value
1. Total Capital Investment (at 2027 prices)	
2. Construction and Installation Cost (at 2027 prices)	
3. Construction Duration	6 months
4. Standard Construction Labor Requirement	1890 man/days
5. Maximum Workforce	15 personal

19 REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS

1. Law of the Republic of Kazakhstan "On Civil Protection" No. 342-V dated August 2, 2015.
2. Labor Code of the Republic Kazakhstan.
3. 'Rules and criteria for classifying cities into groups and organizations into categories for civil defense,' approved by the Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan dated April 2, 2015 No. 173
4. Order No. 732 of the Minister of Internal Affairs of the Republic of Kazakhstan dated 24 October 2014, On Approval of the Instruction on the Content and Scope of Civil Defence Engineering Measures Depending on the Categorization Level of Cities and Business Entities.

5. Instructions for transmitting information in cases of threats, occurrence, or elimination of emergencies approved by the order of the Minister of Emergency Situations of the Republic of Kazakhstan on October 29, 2015, No. 874.
6. PUE RK - Rules on electrical installations of the Republic of Kazakhstan
7. SP RK 2.04-01-2017 Construction Climatology
8. SP RK 4.04-106-2013 – Electrical Equipment of Residential and Public Buildings. Design Rules.
9. SP RK 2.03-30-2017 – Construction in Seismic Regions.
10. SP RK 1.03-00-2022 – Construction. Organizing the Construction of Enterprises, Buildings and Structures
11. SP RK 2.02-101-2022 Fire Safety of Buildings and Structures
12. SP RK 3.02-108-2013 Administrative and Utility buildings
13. SP RK 3.02-127-2013 – Industrial Buildings.
14. Technical Regulation: Requirements for the Fire Safety of Firefighting Equipment Intended for the Protection of Facilities. Approved by Resolution No. 439 of the Government of the Republic of Kazakhstan dated 23 June 2017.
15. Technical Regulation: Requirements for Equipping Buildings, Premises and Structures with Automatic Fire Extinguishing Systems, Automatic Fire Alarm Systems, Fire Warning and Evacuation Management Systems. Approved by Resolution No. 796 of the Government of the Republic of Kazakhstan dated 29 August 2008.
16. ST RK GOST P 12.4.026-2002 Signal Colours, Safety Signs and Signal Markings. General Technical Specifications and Rules of Application.
17. SN 527-80 – Instruction for the Design of Process Steel Pipelines with a Design Pressure of up to 10 MPa.
18. GOST 21.101-97 – Basic Requirements for Design and Detailed Design Documentation.
19. GOST 10704-91 – Electric-Welded Straight-Seam Steel Pipes. Schedule.
20. GOST 10705-80 – Electric-Welded Steel Pipes. Technical specification.

1. АББРЕВИАТУРА

ТШО	- Тенгизшевройл
ТОО	- Товарищество с ограниченной ответственностью
РП	- Рабочий пакет
РК	- Республика Казахстан
СНиП	- Строительные нормы и правила
КОУО	- Комплексный объект утилизации отходов
СП	- Совместное предприятие
ТБ	- Техника безопасности
ЗВП/ЗСГ	- Завод второго поколения / Закачка сырого газа

2. ВВЕДЕНИЕ

Тенгизшевройл (ТШО) определил ряд трубопроводов, которые выведены из эксплуатации и на данный момент не требуется их дальнейшее обслуживание для производственных или иных вспомогательных нужд. ТШО рекомендуется демонтаж данных подземных трубопроводов. Демонтаж планируется осуществлять поэтапно в течение последующих лет.

Настоящий документ содержит пояснительную записку по проекту «FIELD PIPELINES DEMOLITION» на проведение демонтажных работ, выведенных из эксплуатации трубопроводов, приведённых ниже по списку:

1. Магистральный трубопровод «6" (TL1_CFM_PM1_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 7 271 м;
2. Магистральный трубопровод «2" (TL2_CFM_PM1_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 7 260 м
3. Магистральный трубопровод «4" (TL3_CFM_PM1_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 7 244 м
4. Магистральный трубопровод «6" (TL4_CFM_PM1_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 7 227 м
5. Магистральный трубопровод «2" (TL5_CFM_PM2_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 712 м
6. Магистральный трубопровод «10" (TL6_CFM_PM2_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 705 м
7. Магистральный трубопровод «12" (TL7_CFM_PM2_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 666 м
8. Магистральный трубопровод «12" (TL8_CFM_PM2_10) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 552 м
9. Магистральный трубопровод «8" (TL9_CFM_PM3_12) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 493 м
10. Магистральный трубопровод «18" (TL10_CFM_PM3_12) - «От Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) до Заводского манифольда (ЗМ)» протяженностью 6 492 м
11. Топливный газ «2" (MS35/T-6246-2) – «От групповой замерной установки (ГЗУ35) до скважины T6246 протяженностью 2 817 м
12. Выкидная линия «10" (T-0005K/MS19-6) – «От скважины T005K до групповой замерной установки (ГЗУ19) протяженностью 1 636 м
13. Выкидная линия «10" (MS19-6/T-0005K-4) – «От групповой замерной установки (ГЗУ19) до скважины T005K протяженностью 2 021 м
14. Топливный газ «10" (MS19/T-5848-2) - «От групповой замерной установки (ГЗУ19) до скважины T5848 протяженностью 563 м
15. Выкидная линия «10" (T-5848/MS19-6) – «От скважины T5848 до групповой замерной установки (ГЗУ19) протяженностью 532 м

расположенных на месторождении Тенгиз.

Проект выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан, ТУ и инструкций по технике 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 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений».

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Информация о заказчике и проектировщике

Заказчик – ТОО «Тенгизшевройл»

Генпроектировщик - ТОО «ENERECO Caspio Engineering & Contracting»

Генподрядная строительная организация - определяется на конкурсной основе.

Источник финансирования – собственные средства.

4. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА РАБОТ ПО СНОСУ ИЛИ ДЕМОНТАЖУ СООРУЖЕНИЙ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

Проект работ по сносу или демонтажу трубопроводов «FIELD PIPELINES DEMOLITION» Атырауская область, Жылыойский район, месторождение «Тенгиз» разработан на основании:

- Заказа на оказание услуг № REQ0668463
- Задания на проектирование;
- Акта о выводе из эксплуатации.
- Материалов инженерно-геодезических изысканий;
- Отчета полевого обследования, выполненного ТОО «ENERECO Caspio Engineering & Contracting»;
- СП РК 1.03-106-2016 «Организация и производство работ по демонтажу и сносу зданий и сооружений».

5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

5.1. Краткие сведения

Демонтируемые трубопроводы расположены на территории нефтегазового месторождения Тенгиз (Атырауская область, Республика Казахстан) и входят в состав действующей системы сбора, транспортировки и подготовки продукции скважин месторождения.

Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году, а промышленная эксплуатация нефтегазового комплекса началась 6 апреля 1991 года после ввода в эксплуатацию первой технологической линии (CTL-1) и объектов системы сбора продукции. В состав первоначальной инфраструктуры вошли групповые замерные установки (ГЗУ), Центральный промысловый манифольд (CFM), слаг-кэтчер (Slug Catcher) и технологические установки подготовки нефти и газа.

После образования компании Tengizchevroil (TCO) в 1993 году производственная инфраструктура месторождения неоднократно модернизировалась и расширялась. В результате были построены дополнительные кустовые площадки, групповые замерные установки, центральные промысловые манифольды, заводские манифольды, магистральные трубопроводы, выкидные линии и трубопроводы топливного газа, обеспечивающие транспорт продукции от скважин к объектам подготовки нефти и газа.

Рассматриваемые трубопроводы являются частью существующей промысловой трубопроводной сети месторождения и предназначены для:

- транспортировки продукции скважин от скважин к групповым замерным установкам (выкидные линии);
- подачи топливного газа к эксплуатационным объектам;
- транспортировки продукции от Центрального промыслового манифольда (CFM) к Заводскому манифольду (PM) по магистральным трубопроводам.

Согласно принятой на месторождении технологической схеме, Центральный промысловый манифольд (CFM) является основным узлом сбора продукции, принимающим потоки от групповых замерных установок и распределяющим их на дальнейшую транспортировку к объектам подготовки нефти и газа. Термин CFM (Central Field Manifold) используется в официальной проектной документации ТСО.

5.2. Сведения о месторасположении объекта

Лицензионный участок ТШО административно относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. В состав лицензионного участка входят два нефтегазовых месторождения – Тенгиз и Королевское. Также, на территории участка располагаются основные и вспомогательные производственные объекты, объекты инфраструктуры. Областным центром является г. Атырау, он находится на расстоянии 350 км. Районный центр г. Кульсары, находится на расстоянии 110 км.

Сообщение осуществляется по асфальтированной автомобильной дороге и по железной дороге, соединяющей г. Атырау, г. Кульсары (ж/д станция) и месторождение Тенгиз (вахтовые посёлки Тенгиз, Шанырак, ТШО), промзону месторождения с остальными регионами Казахстана. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Косшагыл и Жана (Новый) Каратон, расположенные северо-восточнее месторождения Тенгиз, на расстоянии 81 и 92 км в восточном направлении от установки 600. На западе, на расстоянии 7 км, проходит граница Каспийского моря.

Санитарно-защитная зона - территория, отделяющая зоны специального назначения, а также промышленные организации и другие производственные, коммунальные и складские объекты в населенном пункте от близлежащих селитебных территорий, сооружений жилищно-гражданского назначения в целях ослабления воздействия на них неблагоприятных факторов.

Критерием для определения размера СЗЗ является не превышение на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ ПДК максимально разовые или ориентировочный безопасный уровень воздействия для атмосферного воздуха населенных мест и/или ПДУ физического воздействия.

Размер санитарно-защитной зоны Тенгизского месторождения был установлен Министерством здравоохранения СССР в 1988 году и составлял 10 км, что обусловлено высоким содержанием сероводорода в углеводородном сырье и аномально высоким пластовым давлением. В 2005 г. для объектов ТОО «Тенгизшевройл» был разработан проект «Расчет размеров санитарно-защитной зоны Тенгизского нефтяного месторождения на этап промышленной эксплуатации. Проект организации и обустройства санитарно-защитной зоны». Проект согласован в ДГСЭН Атырауской области (Заключение № 162 от 17 августа 2005 года) и Министерством здравоохранения РК (Заключение № 07-11-027 от 25 августа 2005 г.). Проект организации и обустройства санитарно-защитной зоны был подтвержден повторно Главным санитарным врачом РК согласно письму Комитета санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения РК №14-5-658 от 24.03.2011г.

Объекты ТОО «Тенгизшевройл» условно разделены на следующие основные группы:

I. Системы сбора промысловой продукции:

- Базовая система сбора промысла (БССП);
- Система сбора нового поколения (ССНП);
- Система сбора третьего поколения (ССТП)*;
- Система повышения давления (СПД)*;
- Манифольд сбалансированной подачи сырья.

II. Объекты основного производства (подготовка нефти и газа, закачка сырого газа и сточных вод в продуктивный пласт, производство товарной серы):

- Комплексные технологические линии (КТЛ (1/2/2.3));
- Завод второго поколения (ЗВП);
- Завод третьего поколения (ЗТП)*;
- Закачка сырого газа (ЗСГ);
- Закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП)*;
- Установка закачки сточных вод (УЗСВ);

- Установка 600 (производство товарной серы).

III. Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения:

- Тенгиз эко центр (ТЭЦ);
- Участок переработки бурового шлама на установке термомеханической очистки;
- Канализационно-очистные сооружения (КОС);
- Сооружение повторного использования воды (СПИВ);
- Системы технической, технологической воды и противопожарного водоснабжения;
- Система питьевой воды на хоз-бытовые нужды;
- Товарный парк СУГ;
- Резервуарный парк нефти (РПН);
- Экспортный трубопровод;
- Старая и новая котельные;
- Газотурбинные электростанции;
- Промышленная база;
- База ПБР;
- Пожарно-аварийная служба;
- Вахтовые посёлки;
- Аэродром "Тенгиз";

IV. Объекты подрядных организаций:

- Вахтовые посёлки;
- База бурения.

*- после ввода в эксплуатацию.

Промысел. Добыча нефти

Месторождение нефти Тенгиз расположено к югу от существующего ГПЗ. Разработка месторождения осуществляется фонтанным способом. Нефтяные скважины оснащены забойными и устьевыми отсекающими, обеспечивающими автоматическое прекращение фонтанирования при нарушении герметичности устьевого оборудования и нефтепроводов. Промысловая система сбора представляет собой комплекс, включающий нефтесборные скважины, выкидные нефтепроводы от скважин, групповые замерные установки, нефтегазосборные трубопроводы, нефтесборные коллекторы, центральный промысловый манифольд. Управление промыслом сосредоточено в центральном диспетчерском пункте (ЦДП). Продукция нефтяных скважин под давлением порядка 10 МПа по выкидным трубопроводам направляется на групповые замерные установки (ГЗУ), где осуществляется поочередный автоматический замер дебита скважин по нефти и далее по нефтегазосборным трубопроводам через центральный промысловый манифольд и далее по трубопроводу на слаг-кэтчер, находящийся на территории ГПЗ. Королевское месторождение расположено в непосредственной близости от месторождения Тенгиз и является его близким аналогом, но имеет ряд отличий, которые существенно влияют на технологию его разработки. Сбор и транспорт нефти осуществляется по напорной герметизированной схеме:

- продукция скважин под устьевым давлением по выкидным трубопроводам (общая протяженность 7,9 км) направляется на площадку манифольда, где расположены замерная установка, узлы запуска и приема скребков, факельное хозяйство, блок подачи реагентов. После прохождения замера продукция скважин по трубопроводу (12,1 км) поступает на ГПЗ. Чтобы загрузить завод ПБР во время пуска и обеспечить полную загрузку продукцией существующие производственные мощности КТЛ и ЗСГ/ЗВП, предполагается пробурить около 40 добывающих скважин до запуска ПБР. После запуска ПБР буровые работы будут продолжаться, поддерживая полную загрузку всех заводов. Для обслуживания буровых работ имеется база бурения, которая оснащена помещениями для обслуживающего персонала, автопарка. Для обслуживания и управления промыслом недалеко от Тенгизского и Королевского месторождений построен офис промысла с бытовыми помещениями. При бурении скважин для управления, отдыха (обогрева) и принятия пищи рабочего и инженерного персонала рядом с буровыми

площадками предусматривается установка вагончиков, оборудованных офисными и бытовыми помещениями и санитарными узлами. Компания Найборс Дриллинг (Nabors drilling) занимается бурением нефтяных скважин и также обеспечением промысла буровым раствором. В соответствии с программой проведения буровых работ на Тенгизском и Королевском месторождениях в 2021-2024 гг. в работе будет задействовано 2 буровые установки. Для бытового обслуживания и организации трёхразового питания обслуживающего персонала на период работ на каждой буровой установке обеспечиваются собственными вагончиками с душевыми кабинами, умывальниками, унитазами и комнатами для приёма пищи. Приготовление пищи на буровых площадках не предусмотрено, готовая пища доставляется с поселка Шанырак.

5.3. Климатическая характеристика

Согласно СП РК 2.04-01-2017, природно-климатические условия района строительства, следующие:

- климатический подрайон - IV Г;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 26,6°С;
- нормативная снеговая нагрузка (НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017) - 80 кгс/м²;
- нормативная ветровая нагрузка (НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017) - 56 кгс/м²;
- нормативная глубина проникновения нулевой изотермы (для супесей и песков) - 1,19м, для суглинков и глин - 0,982м;
- максимальная глубина проникновения нулевой изотермы – 150см;
- сейсмичность (СП РК 2.03-30-2017) - 6 баллов.
- тип климата - резко континентальный;
- средняя температура наиболее холодной пятидневки - «минус» 26,6 град С;
- средняя месячная температура воздуха за январь - «минус» 5,8 град С;
- средняя месячная температура воздуха за июль - «плюс» 34,5 град С;
- средняя относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца - 27%;
- средняя относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца - 79%;
- среднегодовая температура воздуха - 9,40С;
- максимальная из средних скоростей ветра за январь - 11,4 м/с;
- преобладающее направление ветра за декабрь-февраль - В;
- максимальная из средних скоростей ветра за июль - 3,7 м/с;
- преобладающее направление ветра за июнь-август - З;
- количество осадков за ноябрь-март - 68 мм;
- количество осадков за апрель-октябрь - 103 мм.

Район строительства отнесен к зонам с 6-ти бальным землетрясениями, согласно СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических районах».

Основными климатообразующими факторами рассматриваемого региона – являются: его географическое положение, условия атмосферной циркуляции и особенности подстилающей поверхности.

Климат района на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризующийся большими суточными и годовыми колебаниями температуры, короткая малоснежная, довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето.

Климат района формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата.

5.4. Атмосферный воздух

Осадки и грозы, как факторы самоочищения атмосферы, на рассматриваемую территорию не оказывают ощутимого воздействия из-за их небольшого количества, за исключением переходных сезонов года. Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере.

Накопление примесей происходит при ослаблении ветра до штиля. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются.

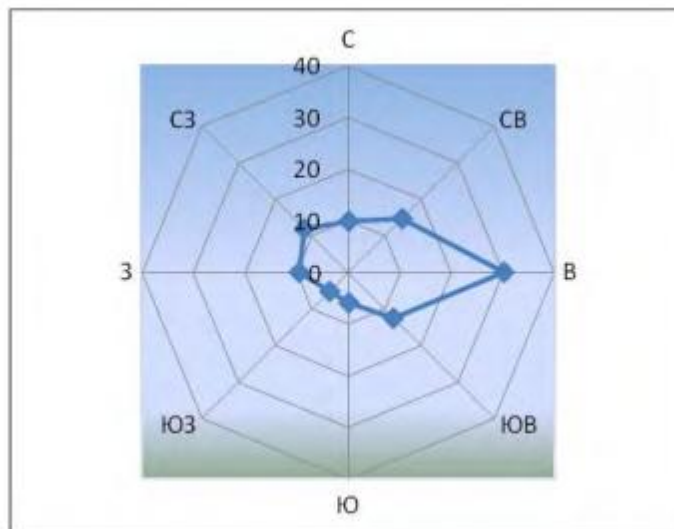
Если при этих условиях наблюдается инверсия, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастет. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы. Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. Для оценки климатических условий рассеивания примесей используется показатель ПЗА – потенциал загрязнения атмосферы. Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы исследуемый район относится к III-ей зоне ПЗА (зоне повышенного потенциала), что объясняется высокой естественной

запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, мощным промышленным развитием района. Однако на побережье Каспийского моря значительный воздухообмен за счет смены воздушных течений способствует понижению уровня загрязнения воздуха. Таким образом, совокупность климатических условий определяются уровнем развития промышленности Атырауской области. Внутриматериковое положение и особенности орографии предопределяют резкую континентальность климата, основными чертами которого являются преобладание антициклонических условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Западный Казахстан, в пределах которого находится рассматриваемая территория, находится почти в центре обширного Евразийского материка. В связи с этим, он является мало доступной областью для влажных воздушных атлантических масс. Количество осадков здесь не велико. Не формируется и мощная облачность, которая могла бы создать защитный экран от притока прямой солнечной радиации.

5.5. Ветровой режим

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных ветров - летом. Зимой, когда воды Каспия менее охлаждены, чем прилегающие к нему районы пустыни, создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров. Летом более холодные массы воздуха с морской поверхности устремляются на сушу, увеличивая повторяемость западных, северо-западных ветров. Летом зафиксирована также суточная смена направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу. Днем ветер дует с суши на море. По данным наблюдений за 2018 год в районе проведения планируемых работ, преобладающим, в среднем за год, является восточное направление ветра, в течение года направление ветра меняется. Наиболее вероятны сильные ветры в марте - апреле, наименее – в июле-августе. Сильные ветры обычно имеют восточное направление, ветры ураганной силы (свыше 12 м/сек), вызывают сильное сдувание снега с полей. В летний период, в условиях высоких температур, постоянно господствующие ветры представляют собой суховеи, которые выжигают растительность.

Годовая роза ветров.



5.6. Температурный режим

Режим температуры воздуха формируется под влиянием взаимодействия радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных орографических условий подстилающей поверхности. Для климата, в целом, по данным МС «Кульсары», характерны отрицательные температуры зимы и высокие положительные температуры лета. Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого составляет $-9,3^{\circ}\text{C}$. Самый жаркий месяц - июль, средняя месячная температура плюс $26,7^{\circ}\text{C}$. Продолжительность теплого времени с положительными месячными температурами воздуха равна 7 месяцам - с апреля по октябрь.

5.7. Осадки

В связи с тем, что на территорию Атырауской области проникают, в основном, сухие континентальные воздушные массы, а влажные (западные) на своем длительном пути доходят сюда почти обезвоженными, а также отсутствием условий для образования более обильного внутреннего влагооборота, эта территория относится к довольно засушливым областям. Годовое количество осадков здесь составляет в среднем 100 мм. Наименьшее количество осадков приходится на летние месяцы. Большая часть осадков выпадает в виде дождя, что связано с интенсивным выносом южных теплых масс с юга на север.

5.8. Влажность воздуха

Влажность воздуха определяется количеством водяных паров, содержащихся в нем, и характеризуется 3 величинами: парциальным давлением водяного пара (абсолютная влажность), относительной влажностью и дефицитом насыщения. В данном разделе рассматривается лишь относительная влажность. Относительная влажность воздуха – один из элементов увлажнения. Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимнее время (январь), когда ее средняя месячная величина достигает 83%. Наименьшая относительная влажность приходится на июнь-август – 40%.

5.9. Снежный покров

Устойчивый снежный покров описываемой территории устанавливается в первой декаде декабря. Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом, по многолетним данным, составляет: по Атырауской области – более 70 дней. Снег, крупа, снежные зерна – твердые осадки наблюдаются с октября – ноября по март-апрель. Продолжительность снежного периода и количество выпавших осадков в Жылыойском районе уменьшается по мере смещения на юг. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

5.10. Растительность

В пределах изученной территории мощность плодородного слоя колеблется в пределах от 0 до 0,10 м, в основном плодородный слой нарушен интенсивной хозяйственной деятельностью человека. Ввиду этого, сообщества растительности на данной территории отсутствуют. Редкие деревья и кустарники присутствуют на территории близ расположенных производственных баз.

5.11. Животный мир

Наземная фауна рассматриваемых районов довольно бедна. Здесь обитают красная лисица, корсак, волк, заяц белый, желтый суслик и некоторые другие. Из парнокопытных заходят сайгак и джейран. Однако интенсивное освоение этих районов, появление машин и другой техники резко сократили численность этих животных. В основном присутствуют собаки и кошки, а так же насекомые - вредители и акклиматизированные птицы (вороны, голубы и воробьи и т.д.).

5.12. Сейсмичность территории

На основании работ Института сейсмологии МОН РК, выполненных по составлению Карты сейсмического районирования (СП РК 2.03-30-2017) Атырауской области, фоновая (исходная) сейсмичность для рассматриваемой территории составляет 6 баллов. Эта сейсмичность относится к участкам распространения грунтов с установленной II категорией по сейсмическим свойствам.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Исходные данные

Данный раздел рабочего проекта по объекту «FIELD PIPELINES DEMOLITION» разработан на основании:

- договор, подписанного между Заказчиком и Исполнителем;
- задания на проектирование, утвержденное заказчиком;
- исходных данных, предоставленных Заказчиком;
- материалов инженерно-геодезических изысканий;
- отчетов визуального обследования объектов и архивных материалов Заказчика.

Проект разработан в соответствии с нормативными документами:

- Закон Республики Казахстан от 22 июня 2012 года № 20-V. О магистральном трубопроводе
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденный МВД Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405;
- ПУЭ - Правила устройства электроустановок, утверждены и введены в действия приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утвержденные Приказом МИИР РК от 30 декабря 2014 года № 355;
- Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, утвержденные Приказом МИИР РК от 30 декабря 2014 года № 358;
- СП РК 3.05-103-2014- Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;

- СН РК 1.03-05-2011 Охрана труда и техника безопасности в строительстве;
- СТ РК ИСО 15649-2011 Промышленность нефтяная и газовая.

6.2. Существующее состояние демонтируемых трубопроводов

Демонтажу подлежат существующие магистральные трубопроводы, выкидные линии и трубопроводы топливного газа, расположенные на территории месторождения Тенгиз. Согласно архивной информации Заказчика, исполнительной документации и результатам обследования, выполненного на начальном этапе проектирования, трубопроводы выведены из эксплуатации и не используются в технологическом процессе.

Проектом предусматривается демонтаж следующих трубопроводов:

№	Наименование трубопровода	Обозначение	Ду (дюйм)	Длина, м	Материал трубы	Наружная изоляция	Масса 1 м, кг	Общая масса, кг
1	Магистральный трубопровод	TL1_CFM_PM1_10	6"	7 271	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	28,3	205 769
2	Магистральный трубопровод	TL2_CFM_PM1_10	2"	7 260	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	5,44	39 494
3	Магистральный трубопровод	TL3_CFM_PM1_10	4"	7 244	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	16,1	116 628
4	Магистральный трубопровод	TL4_CFM_PM1_10	6"	7 227	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	28,3	204 524
5	Магистральный трубопровод	TL5_CFM_PM2_10	2"	6 712	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	5,44	36 513
6	Магистральный трубопровод	TL6_CFM_PM2_10	10"	6 705	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	40,5	271 553
7	Магистральный трубопровод	TL7_CFM_PM2_10	12"	6 666	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	53,5	356 631
8	Магистральный трубопровод	TL8_CFM_PM2_10	12"	6 552	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	53,5	350 532
9	Магистральный трубопровод	TL9_CFM_PM3_12	8"	6 493	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	36,7	238 293
10	Магистральный трубопровод	TL10_CFM_PM3_12	18"	6 492	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	93,0	603 756
11	Топливный газ	MS35/T-6246-2	2"	2 817	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	5,44	15 324
12	Выкидная линия	T-0005K/MS19-6	10"	1 636	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	40,5	66 258
13	Выкидная линия	MS19-6/T-0005K-4	10"	2 021	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	40,5	81 851
14	Топливный газ	MS19/T-5848-2	10"	563	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	40,5	22 802
15	Выкидная линия	T-5848/MS19-6	10"	1 636	API 5L Grade B, бесшовная	3LPE	40,5	66 258

Итого ориентировочная масса трубопроводов

2 676 186 кг (≈ 2 676 тонн)

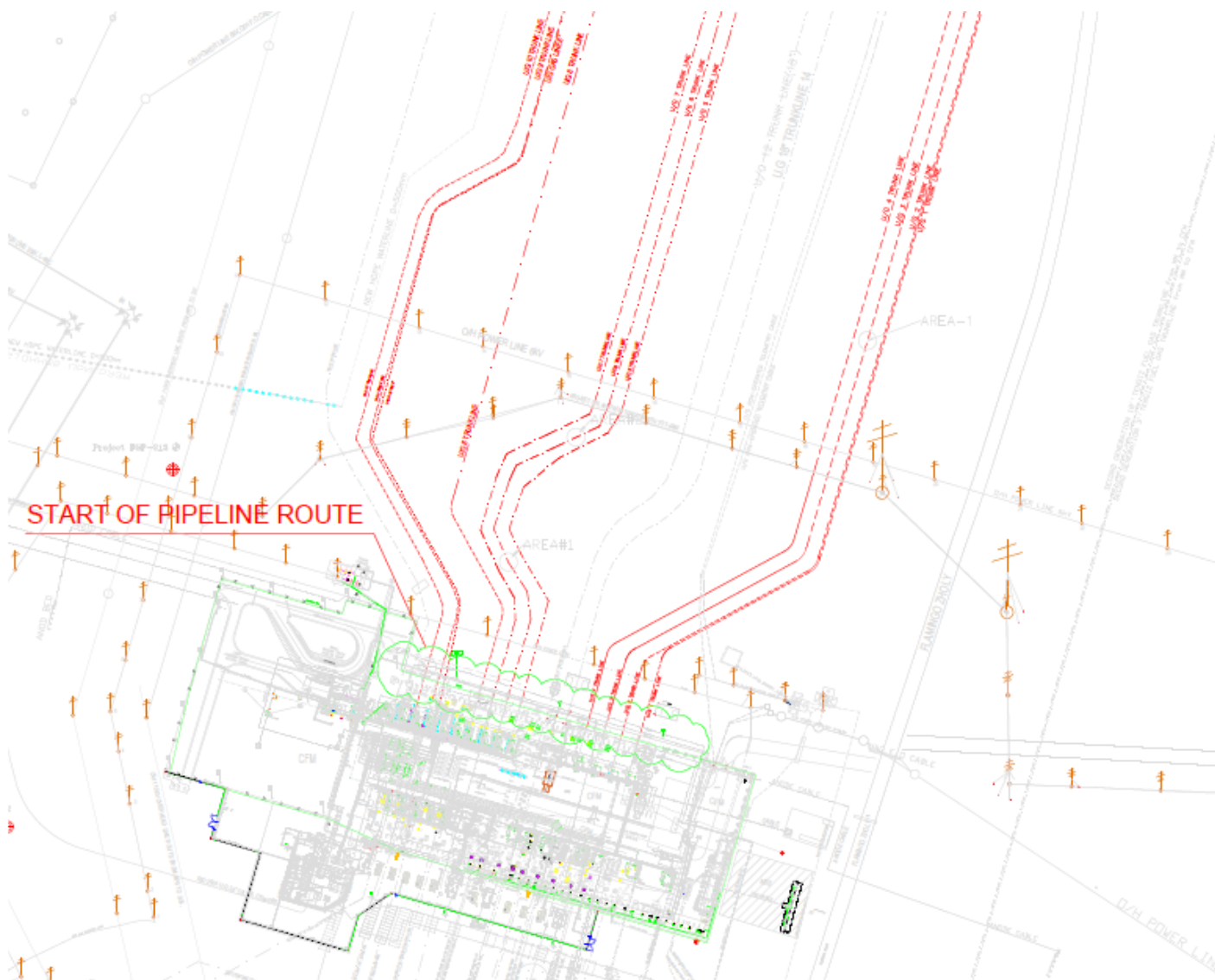
Магистральные трубопроводы

Магистральные трубопроводы TL1–TL10 предназначались для транспортировки продукции скважин, попутного нефтяного газа и технологических потоков между Центральным промысловым манифольдом (ЦПМ) и Заводским манифольдом (ЗМ) месторождения Тенгиз.

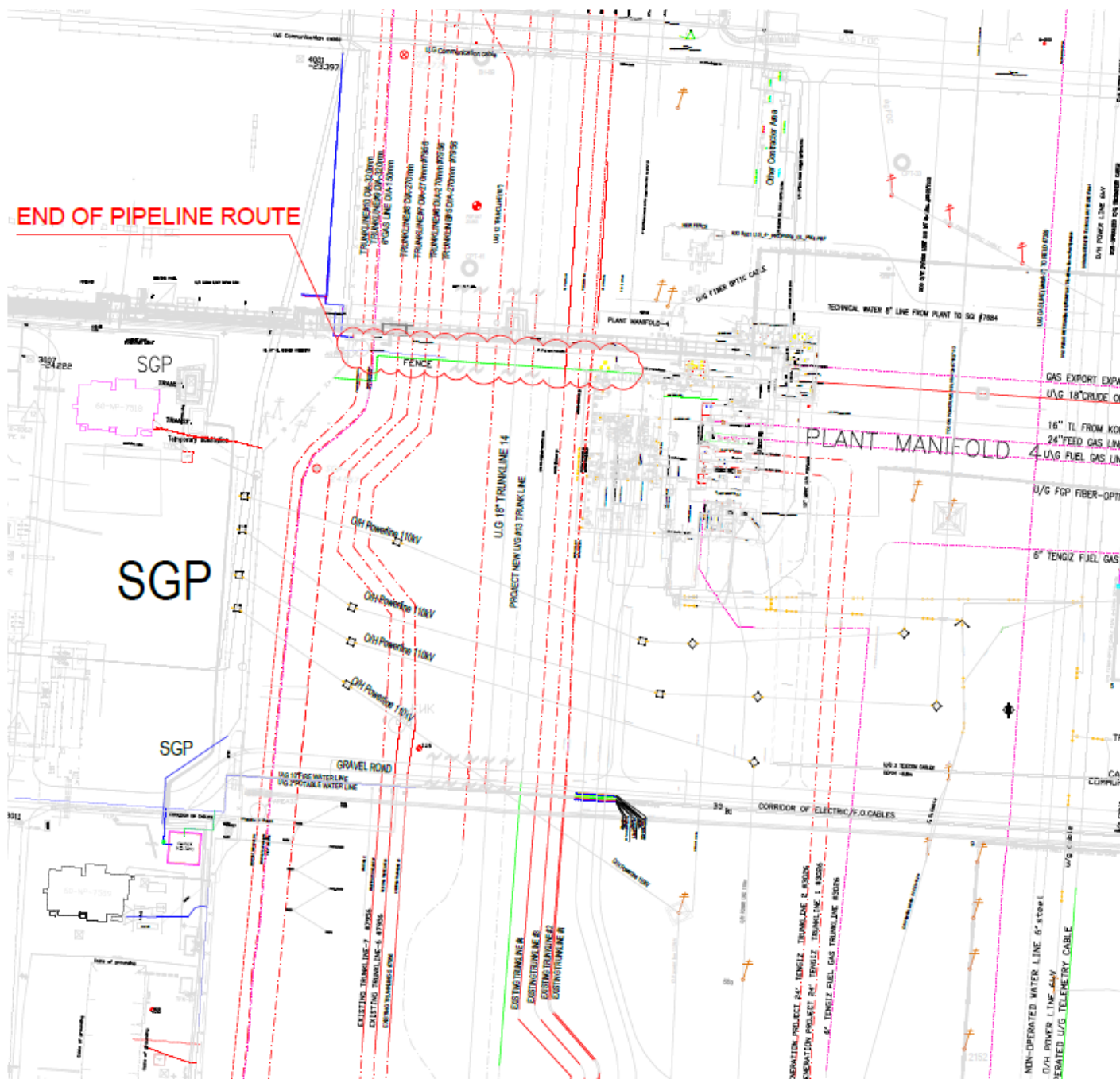
Начало трубопроводов расположено на площадках Центральных промысловых манифольдов (CFM/ЦПМ), где осуществляется сбор продукции добывающих скважин. Конечные точки трубопроводов находятся на площадках Заводских манифольдов (PM/ЗМ), обеспечивающих дальнейшую транспортировку продукции на технологические установки комплекса ТШО.

Трубопроводы выполнены из стальных бесшовных труб по стандарту API Spec 5L Grade B с наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием (3LPE). Прокладка трубопроводов преимущественно подземная, глубина заложения до верха трубы составляет ориентировочно 1,0–1,5 м.

На протяжении трассы трубопроводы пересекают автомобильные дороги, внутрипромысловые проезды, кабельные линии, действующие инженерные коммуникации, технологические трубопроводы, а также естественные понижения рельефа и водоотводные каналы. В местах пересечения автомобильных дорог трубопроводы, как правило, уложены в защитных футлярах.



Начало трассы на стороне Центрального промыслового манифольда (ЦПМ)



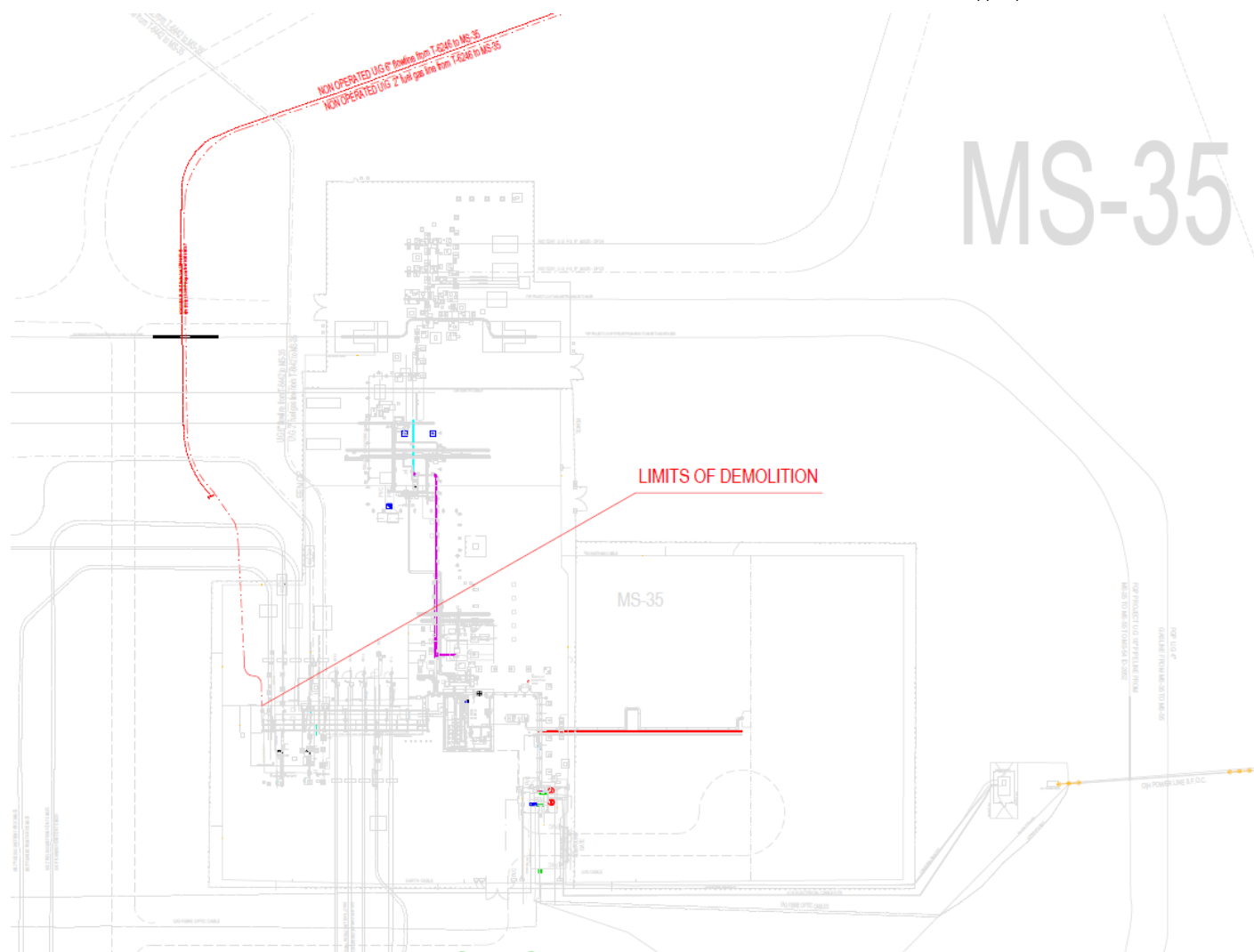
Конец трассы на стороне Заводских манифольдов (ЗМ)

Трубопроводы топливного газа

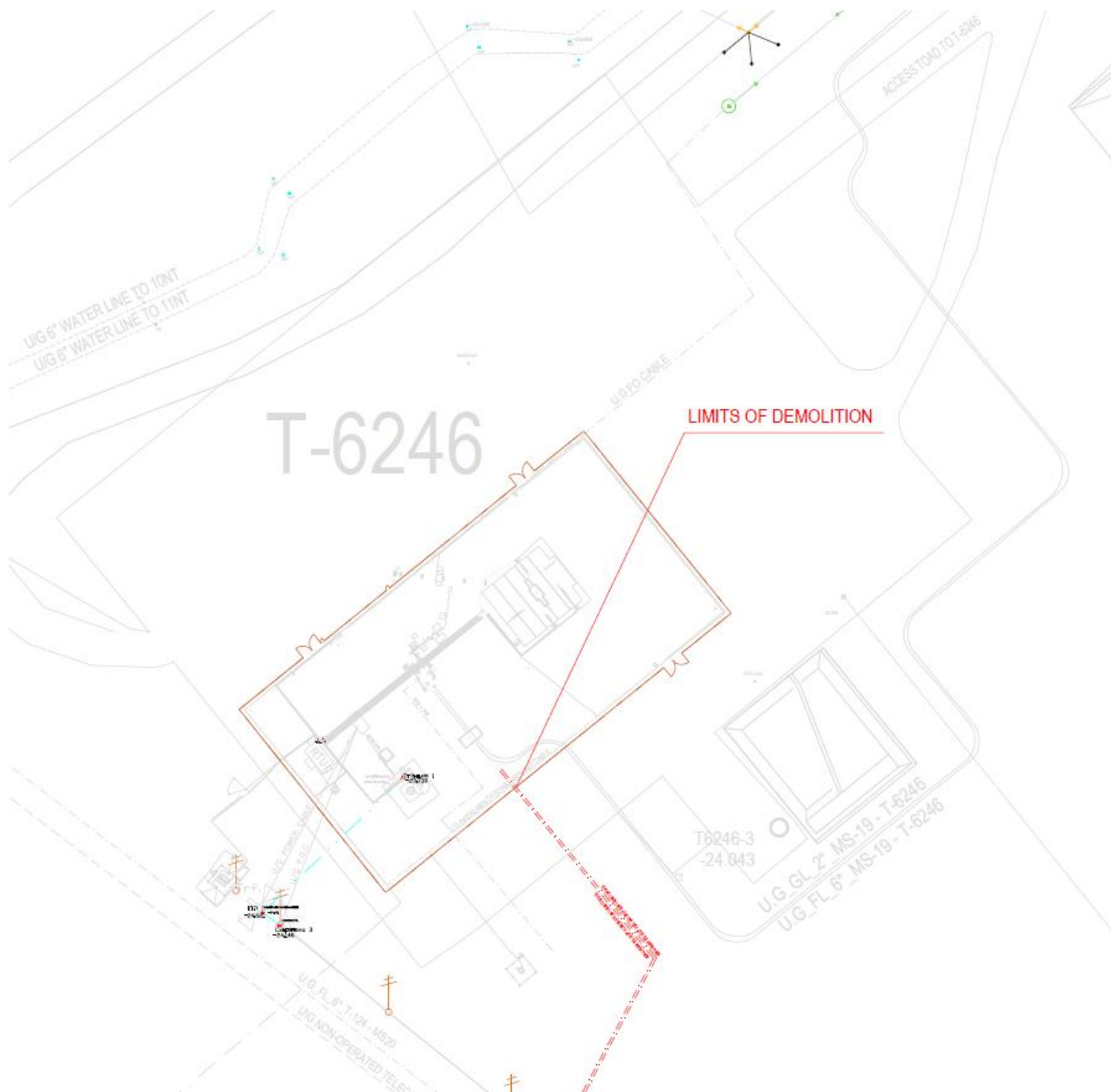
Трубопровод MS35/T-6246-2 диаметром 2" начинается от групповой замерной установки ГЗУ-35 (MS35) и заканчивается на эксплуатационной скважине Т6246. Трубопровод использовался для подачи топливного газа к технологическому оборудованию скважины.

Трубопровод MS19/T-5848-2 диаметром 10" начинается от групповой замерной установки ГЗУ-19 (MS19) и заканчивается на эксплуатационной скважине Т5848, обеспечивая транспортировку топливного газа к объектам кустовой площадки.

Прокладка трубопроводов подземная. На отдельных участках имеются пересечения с существующими инженерными коммуникациями, автомобильными дорогами и внутрипромысловыми проездами.



Начало трассы на стороне Группового Замерного Узла (ГЗУ35)



Конец трассы на стороне скважины (T6246)

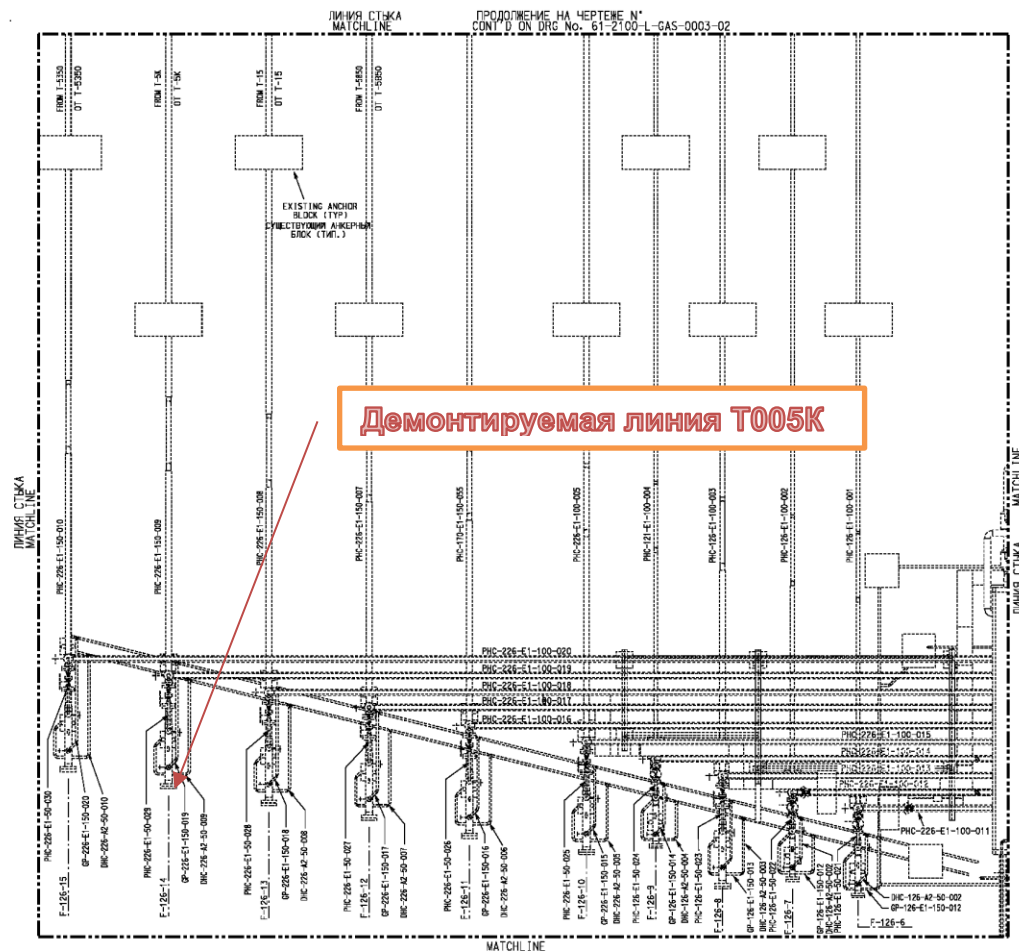
Выкидные линии

Выкидная линия T-0005K/MS19-6 диаметром 10" начинается от эксплуатационной скважины T005K и заканчивается на групповой замерной установке ГЗУ-19, предназначенной для измерения дебита и дальнейшей транспортировки продукции.

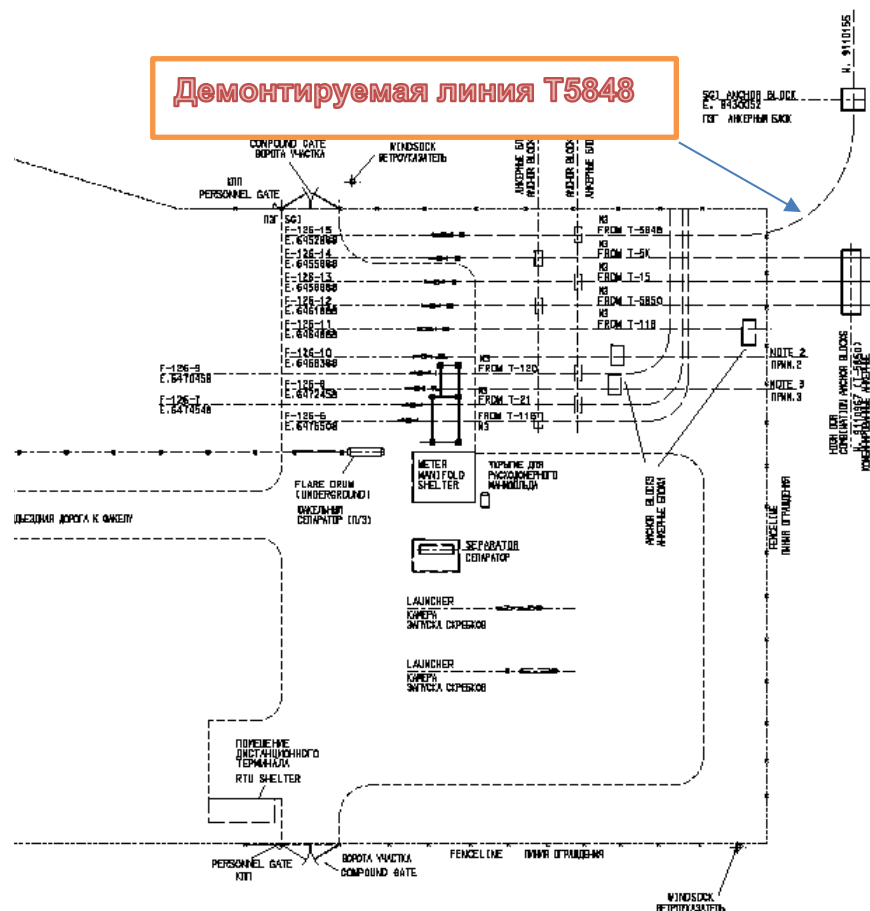
Выкидная линия MS19-6/T-0005K-4 является обратной технологической линией между ГЗУ-19 и скважиной T005K, входящей в состав существующей системы обвязки кустовой площадки.

Выкидная линия Т-5848/MS19-6 диаметром 10" начинается от эксплуатационной скважины Т5848 и заканчивается на групповой замерной установке ГЗУ-19, предназначенной для транспортировки добываемой продукции на установку замера.

Все выкидные линии проложены подземно и эксплуатировались в составе системы сбора продукции месторождения Тенгиз.



Граница демонтажа на границе ГЗУ19



Граница демонтажа на границе ГЗУ19

Текущее состояние

По данным Заказчика и результатам обследования, трубопроводы находятся в неэксплуатируемом состоянии и подлежат демонтажу. Перед выполнением демонтажных работ предусматривается подтверждение отсутствия избыточного давления, освобождение трубопроводов от остатков продукта, продувка и выполнение мероприятий по промышленной безопасности в соответствии с требованиями ТШО.

Демонтаж трубопроводов будет выполняться в пределах существующего землеотвода ТОО «Тенгизшевройл» с соблюдением требований действующих нормативных документов Республики Казахстан, корпоративных стандартов ТШО и требований промышленной, экологической и пожарной безопасности.

Статья 19. Вывод из эксплуатации магистрального трубопровода

Вывод из эксплуатации магистрального трубопровода представляет собой комплекс мероприятий по прекращению эксплуатации трубопровода в целях его капитального ремонта, консервации или ликвидации.

При выводе из эксплуатации собственник магистрального трубопровода обязан привести трубопровод в безопасное состояние, обеспечивающее отсутствие угрозы жизни и здоровью людей, окружающей среде и объектам инфраструктуры.

Статья 21. Ликвидация магистрального трубопровода

В случае ликвидации магистрального трубопровода собственник обязан выполнить мероприятия по восстановлению окружающей среды, включая рекультивацию нарушенных земель в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан.

Проектом предусматривается демонтаж выведенных из эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов месторождения Тенгиз. До начала демонтажных работ трубопроводы должны быть полностью освобождены от транспортируемого продукта, продукты, отключены от действующей технологической системы, заглушены и приведены в безопасное состояние согласно требованиям ТОО «Тенгизшевройл» и действующих нормативных документов Республики Казахстан.

После завершения демонтажных работ нарушенные участки земли подлежат восстановлению. При необходимости выполняется планировка территории, обратная засыпка траншей с послойным уплотнением грунта и рекультивация земель в объемах, предусмотренных проектной документацией.

Объем демонтажных работ включает

- демонтаж 10 магистральных трубопроводов, соединяющих Центральные промысловые манифольды (ЦПМ) с Заводскими манифольдами (ЗМ);
- демонтаж 2 трубопроводов топливного газа от групповых замерных установок (ГЗУ) к эксплуатационным скважинам;
- демонтаж 3 выкидных линий между эксплуатационными скважинами и групповыми замерными установками;
- демонтаж подземных участков трубопроводов, включая фасонные детали, соединительные элементы и участки примыкания к существующим трубопроводам;
- демонтаж отключенной запорной арматуры, при наличии ее в границах демонтажных работ;
- демонтаж существующих опознавательных знаков, сигнальных столбиков и иных элементов трассы трубопроводов, если это предусмотрено объемом работ;
- обратную засыпку траншей местным грунтом с послойным уплотнением после извлечения трубопроводов;
- восстановление нарушенного рельефа и рекультивацию земель в соответствии с требованиями проекта и экологических нормативов.

Трассы демонтируемых трубопроводов пересекают существующие внутрипромысловые автомобильные дороги, технологические проезды, инженерные коммуникации, кабельные линии, действующие трубопроводы и другие объекты производственной инфраструктуры. В местах пересечения демонтаж предусматривается выполнять с соблюдением требований промышленной безопасности и в соответствии с разрешительной системой ТОО «Тенгизшевройл».

Сведения о трассах трубопроводов, их протяженности, диаметрах, начальных и конечных точках, а также местах пересечения с существующими инженерными коммуникациями приведены в соответствующих ведомостях и ситуационных схемах проекта.

Ведомость пересечении с существующими коммуникациями (ориентировочно)

№	Пикет	Наименование	X	Y	Примечание
1	TBD	O/H POWER LINE	TBD	TBD	
2	TBD	PROJECT OHL 6kV FROM TENGIZ-NORTH TO T-4960	TBD	TBD	
3	TBD	O/H POWER LINE 6kV	TBD	TBD	
4	TBD	O/H POWER LINE FEEDER-7	TBD	TBD	
5	TBD	O/H POWER LINE 6kV & F.O.Cable	TBD	TBD	
6	TBD	O/H POWER LINE FEEDER-6	TBD	TBD	
7	TBD	U/G FUEL GAS LINE, Ø6", 3GI-MM	TBD	TBD	
8	TBD	U/G GATHERING LINE, Ø18", MS-52 TO MM	TBD	TBD	

9	TBD	U/G GATHERING LINE, ø20", MS-52 TO MM	TBD	TBD	
10	TBD	U/G INTERCONNECTOR PIPELINE, ø12", MM to CFM	TBD	TBD	
11	TBD	U/G FUEL GAS LINE, ø6", WRM6, MS35- MS33-MS31-MM	TBD	TBD	
12	TBD	U/G RINGMAIN LINE, ø18", WRM2, MS33-MM	TBD	TBD	
13	TBD	U/G RINGMAIN LINE, ø16", WRM1, MS33-MM	TBD	TBD	
14	TBD	U/G FUEL GAS LINE, ø6", MM TO 3GP	TBD	TBD	
15	TBD	NON OPERETED U/G WATERLINE, ø109mm, HDPE, T9 TO USTANOVKA2	TBD	TBD	
16	TBD	U.G 24" OIL P/L MM - PBF	TBD	TBD	
17	TBD	U/G GATHERING LINE, ø24", ST., PBF-MS21	TBD	TBD	
18	TBD	U/G GATHERING LINE, ø24", ST., PBF-MS21	TBD	TBD	
19	TBD	U/G GATHERING LINE, ø20", PBF-MS-21	TBD	TBD	
20	TBD	U/G GATHERING LINE, ø20", PBF-MS9	TBD	TBD	
21	TBD	U/G GATHERING LINE, ø20", PBF-MS15	TBD	TBD	
22	TBD	U/G TELEMETRY CABLE, NON- OPERATED	TBD	TBD	
23	TBD	U/G OIL LINE, ø6", T-7 TO MS15	TBD	TBD	
24	TBD	O/H POWER LINE(6 kV	TBD	TBD	
25	TBD	U/G TELEMETRY CABLE, NON- OPERATED, T-102 TO MS-15	TBD	TBD	
26	TBD	NON OPERETED U/G OIL LINE, ø4", T-102 TO MS-15	TBD	TBD	
27	TBD	NEW U\G FLOW LINE 8" FROM T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
28	TBD	NEW U\G GAS LINE 2" FROM T-1K TO MS-15	TBD	TBD	

29	TBD	NON OPERATED FLOWLINE FROM WELL T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
30	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE FROM WELL T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
31	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE FROM WELL T-1K TO MS-15	TBD	TBD	
32	TBD	U/G NON-OPERATED TELEMETRY CABLE(3)	TBD	TBD	
33	TBD	U/G NON-OPERATED FLOWLINE 4"T103- MS15	TBD	TBD	
34	TBD	FLOWLINE FROM WELL T-40 TO MS-15	TBD	TBD	
35	TBD	NEW U.G FLOW LINE 8" FROM T-103 TO MS-15	TBD	TBD	
36	TBD	NEW U.G GAS LINE 2" FROM T-103 TO MS-15	TBD	TBD	
37	TBD	FLOW LINE 8" FROM T- 4254 TO MS-15	TBD	TBD	
38	TBD	GAS LINE 2" FROM T- 4254 TO MS-15	TBD	TBD	
39	TBD	U/G HDPE 8" WATERLINE	TBD	TBD	
40	TBD	"KASKYR ZHOLY" GRAVEL ROAD	TBD	TBD	
41	TBD	O/H POWER LINE 6kV	TBD	TBD	
42	TBD	RID 2508 U/G GATHERING LINE, Ø24", PBF-TL1-PM4	TBD	TBD	
43	TBD	RID 2507 U/G GATHERING LINE, Ø24", PBF-TL2-PM4	TBD	TBD	
44	TBD	RID 1510 U/G OIL LINE, Ø24", 3GP-PM4	TBD	TBD	
45	TBD	O/H POWER LINE 110kV H=12m #7103	TBD	TBD	
46	TBD	O/H POWER LINE 110kV H=12m #7103	TBD	TBD	
47	TBD	RID 1501 U/G OIL LINE, Ø24", 3GP-CTF	TBD	TBD	
48	TBD	U/G TECH. WATER LINE, Ø16", KULSARY TO 3GP	TBD	TBD	

49	TBD	RID 5502 U/G GAS LINE, Ø24", KTL-3GP	TBD	TBD	
50	TBD	RID 1502 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL1	TBD	TBD	
51	TBD	RID 1503 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL1	TBD	TBD	
52	TBD	RID 1504 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL2	TBD	TBD	
53	TBD	RID 1505 U/G OIL LINE, Ø18", PBF-KTL2	TBD	TBD	
54	TBD	RID 1506 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-PM2	TBD	TBD	
55	TBD	RID 1507 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-TR5	TBD	TBD	
56	TBD	RID 1508 U/G OIL LINE, Ø14", PBF-TR5	TBD	TBD	
57	TBD	RID 1509 U/G OIL LINE, Ø16", PM4-PBF	TBD	TBD	
58	TBD	RID 5503 U/G GAS LINE, Ø24", PM4-3GP	TBD	TBD	
59	TBD	RID 8501 U/G PROPANE LINE, Ø4", PM4-PBF	TBD	TBD	
60	TBD	GRAVEL ROAD TO SGP	TBD	TBD	
61	TBD	RECYCLING NEW HDPE WATER LINE 10" FROM SGP TO OBH(#7799)	TBD	TBD	
62	TBD	4 U/G ELECTRIC CABLES	TBD	TBD	
63	TBD	U/G 2"POTABLE WATER LINE	TBD	TBD	
64	TBD	U/G 10"FIRE WATER LINE	TBD	TBD	
65	TBD	CORRIDOR OF ELECTRIC/F.O.CABLES	TBD	TBD	
66	TBD	GRAVEL ROAD	TBD	TBD	
67	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
68	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
69	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
70	TBD	O/H Powerline 110kV	TBD	TBD	
71	TBD	FENCE	TBD	TBD	
72	TBD	ST. 36" OIL SKIMMER COLLECTOR	TBD	TBD	
73	TBD	CABLE TRAY	TBD	TBD	

74	TBD	FENCE	TBD	TBD	
75	TBD	U.G Communication cable	TBD	TBD	
76	TBD	GRAVEL ROAD BETWEEN NEW BOILER HOUSE - SARYKAMYS ROAD	TBD	TBD	
77	TBD	U.G Communication cable	TBD	TBD	
78	TBD	U.G Communication cable	TBD	TBD	
79	TBD	ASPHALT ROAD	TBD	TBD	
80	TBD	WATER INJECTION SYSTEM UPGRADE PIPING #7799	TBD	TBD	

6.3. Объем проектирования по трубопроводам

Настоящим проектом предусматривается разработка проектной документации на демонтаж существующих подземных трубопроводов, расположенных на территории месторождения, Тенгиз.

В объем проектирования входит демонтаж следующих трубопроводов:

- 10 магистральных трубопроводов, соединяющих Центральные промысловые манифольды (ЦПМ) с Заводскими манифольдами (ЗМ);
- 2 трубопроводов топливного газа, соединяющих групповые замерные установки (ГЗУ) с эксплуатационными скважинами;
- 3 выкидных линий, соединяющих эксплуатационные скважины с групповыми замерными установками.

Общая протяженность демонтируемых трубопроводов составляет около 74 км.

Проектом предусматривается демонтаж трубопроводов, отключенных от действующей технологической системы и выведенных из эксплуатации в установленном порядке.

Проектом предусматривается демонтаж только наружных участков трубопроводов, расположенных между существующими объектами. Работы по демонтажу трубопроводов, оборудования и строительных конструкций, расположенных внутри технологических объектов (в пределах их ограждений), в объем настоящего проекта не входят.

6.4. Общие требования к демонтажу

До начала выполнения демонтажных работ все трубопроводы должны быть выведены из эксплуатации и приведены в безопасное состояние.

Перед началом работ необходимо обеспечить:

- полное отключение трубопроводов от действующих технологических коммуникаций;
- освобождение внутренней полости трубопроводов от транспортируемого продукта;
- сброс остаточного давления до атмосферного;
- продувку (при необходимости);
- установку заглушек в местах отсечения;

- оформление разрешительной документации в соответствии с требованиями ТОО «Тенгизшевройл».

Демонтаж допускается выполнять только после письменного подтверждения Заказчика об отсутствии давления и опасных веществ внутри трубопроводов.

6.5. Требования к производству демонтажных работ

При выполнении демонтажных работ необходимо учитывать, что вдоль трассы демонтируемых трубопроводов расположены действующие инженерные коммуникации, включая:

- технологические трубопроводы;
- водопроводы;
- газопроводы;
- кабели электроснабжения;
- волоконно-оптические линии связи;
- сети автоматизации и КИП;
- системы заземления;
- подземные инженерные сооружения.

Работы в охранных зонах действующих коммуникаций должны выполняться только по наряду-допуску и в присутствии представителей эксплуатирующих служб.

6.6. Демонтаж участков подземных трубопроводов в местах пересечения автомобильных дорог и инженерных коммуникаций (защитные футляры)

Демонтаж участков подземных трубопроводов в местах пересечения автомобильных дорог, технологических проездов и инженерных коммуникаций, проложенных в защитных футлярах, выполняется в соответствии с требованиями ТОО «Тенгизшевройл», проектной документацией и Проектом производства работ (ППР).

Демонтаж участка трубопровода по обе стороны защитного футляра включает следующие основные технологические операции:

- подготовку подъездных путей и рабочей площадки для размещения строительной техники и складирования демонтируемых секций трубопровода;
- вскрытие трубопровода в местах расположения концов защитного футляра с обеих сторон пересечения;
- ручную очистку трубопровода и защитного футляра от грунта в местах производства работ;
- удаление наружного антикоррозионного покрытия (изоляции) в местах резки трубопровода;
- резку трубопровода гидравлическими ножницами (или другим оборудованием, предусмотренным ППР) и отсоединение демонтируемого участка от действующей линии;
- удаление уплотняющих манжет (при их наличии) на концах защитного футляра;
- извлечение демонтируемого участка трубопровода из защитного футляра с использованием экскаватора, оснащенного гидравлическими ножницами или грузозахватным оборудованием;
- очистку внутренней полости защитного футляра от остатков грунта и посторонних предметов;
- герметизацию торцов защитного футляра стальными заглушками (листовой сталью) с последующей сваркой;
- заполнение внутренней полости защитного футляра цементно-песчаным раствором, бетоном либо специальным составом, согласованным и утвержденным ТОО «Тенгизшевройл»;

- восстановление нарушенного покрытия дороги и обратную засыпку разработанных участков с послойным уплотнением грунта.

Примечание: Вид материала для заполнения защитного футляра (цементно-песчаный раствор, бетонная смесь или специализированный заполнитель) определяется требованиями ТОО «Тенгизшевройл» и должен быть согласован с Заказчиком до начала выполнения работ.

6.7. Технология демонтажа трубопроводов

После выполнения подготовительных мероприятий производится вскрытие трубопровода механизированным способом с использованием экскаватора до обеспечения доступа к трубопроводу. Вскрытие демонтируемого трубопровода производится экскаватором с обеспечением безопасного выполнения работ и последующего демонтажа трубопровода. После освобождения трубопровода из грунта демонтаж выполняется **гусеничным экскаватором, оборудованным гидравлическими ножницами (гидроножницами)**.

Последовательность выполнения работ предусматривает:

- разработку грунта до полного обнажения трубопровода;
- очистку наружной поверхности трубы от грунта в местах резки;
- резку трубопровода гидравлическими ножницами на транспортные секции длиной, обеспечивающей безопасную погрузку и перевозку (как правило, **6–12 м**, в зависимости от условий производства работ);
- извлечение отрезанных секций трубопровода из траншеи экскаватором;
- укладку секций на подготовленную площадку или непосредственно на транспортное средство;
- транспортировку демонтированных труб в место временного хранения либо на площадку, указанную Заказчиком;
- обратную засыпку траншеи местным грунтом с послойным уплотнением и восстановлением нарушенного рельефа.

Для демонтажа допускается применение гидравлических ножниц, гидравлического захвата, гидромолота и другого сменного навесного оборудования, обеспечивающего безопасное выполнение работ.

Используемый экскаватор должен иметь рабочие характеристики, позволяющие выполнять разработку грунта, удержание трубопровода, его резку и извлечение без применения дополнительной грузоподъемной техники на участках, где это допускается проектом производства работ.

6.8. Оценка рисков при демонтаже трубопроводов

Риски	Последствия	Мероприятия
1. Несоблюдение технологии выполнения демонтажных работ.	Возникновение аварий и чрезвычайных ситуаций. Материальные затраты	Соответствие проекту, авторский надзор за выполнением работ
2. Несоблюдение требований по технике безопасности и охране труда	Приводит к несчастным случаям, возможно со смертельным исходом	Инструктаж по ТБ, выполнение требований ТБ при работе, план эвакуации в случае пожара
3. Не обеспечение мероприятий по пожаро- и взрывобезопасности	Возникновение пожара. Материальные затраты	Наличие противопожарного инвентаря, знание по использованию противопожарного инвентаря, соблюдение требований в процессе работ
4. Невыполнение требований при производстве демонтажных работ	Приводит к несчастным случаям	Соблюдение правил ТБ

работ при неблагоприятных погодных условиях		
5. Выполнение демонтажных работ с отступлением от проекта несогласованных с авторами проекта	Приводит к возникновению аварий. Материальные затраты.	Выполнять работы после согласования с проектировщиком
6. Низкий уровень квалификации специалистов по строительно-демонтажным работам	Приводит к возникновению аварий. Материальные затраты	Выполнение строительно-демонтажных работ специализированными подрядными организациями
7. Применение неисправного оборудования	Приводит к возникновению аварий. Материальные затраты	Замена неисправного оборудования или ремонт
8. Нахождение под подвешенными грузами при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Приводит к несчастным случаям, возможно со смертельным исходом	Соблюдение правил по ТБ при выполнении работ с подвешенным грузом
9. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	Приводит к несчастным случаям, возможно со смертельным исходом	Соблюдение правил по ТБ при выполнении работ на высоте
10. Временное неустойчивое состояние сооружения, объекта и поддерживающих креплений	Приводит к несчастным случаям, возможно со смертельным исходом	Соблюдение правил по ТБ при выполнении работ
11. Невыполнение мероприятий по технике безопасности при выполнении демонтажных работ (временное закрепление конструкций, разлет демонтируемых частей конструкций и т.д.)	Приводит к несчастным случаям. Материальные затраты	Перед началом работ составить проект производства работ

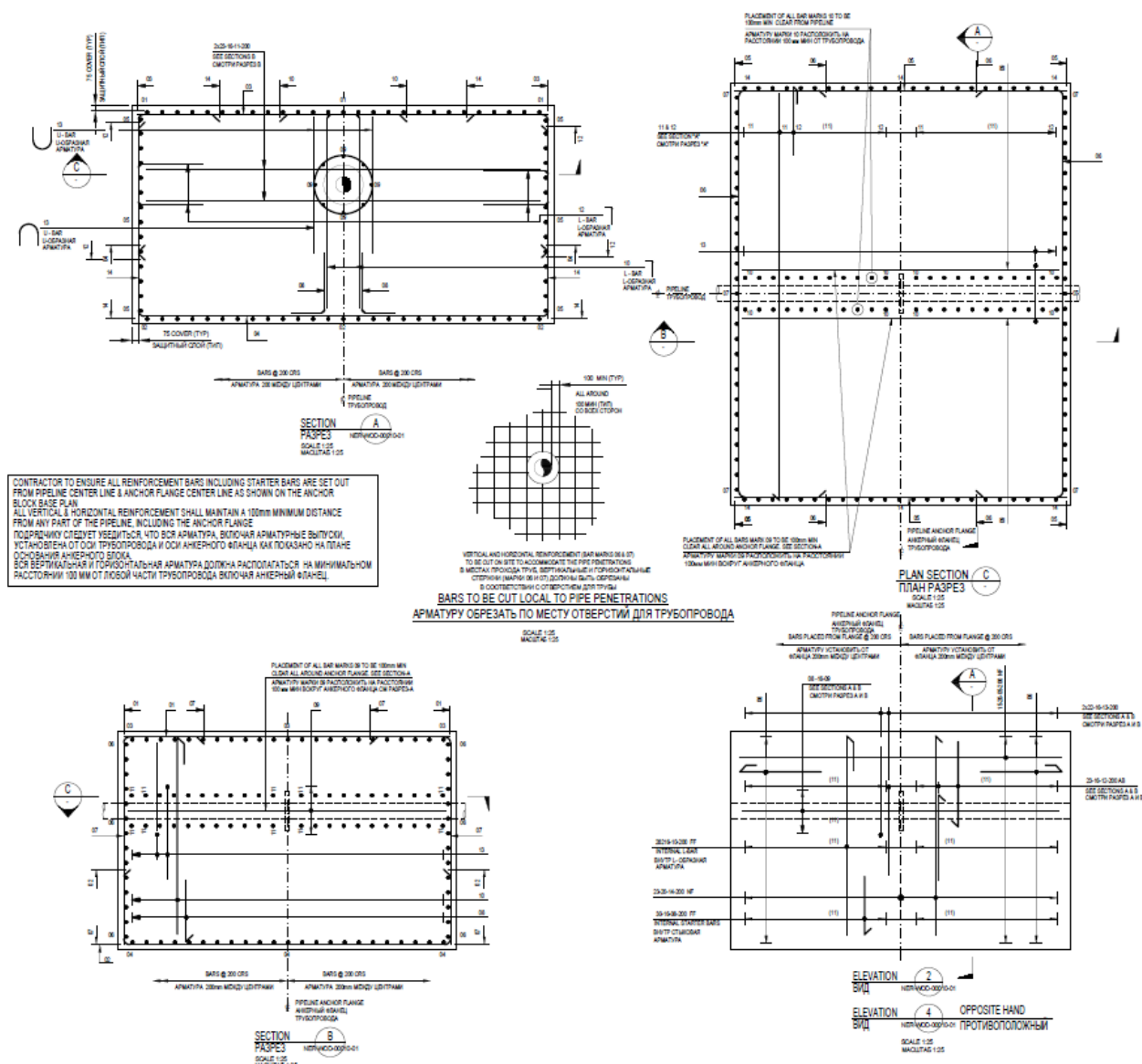
7. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

7.1. Общие сведения

Настоящий раздел содержит архитектурно-строительные решения по демонтажу строительных конструкций, связанных с выводом из эксплуатации существующих трубопроводов в рамках проекта «FIELD PIPELINES DEMOLITION».

Согласно архивной проектной документации, предоставленной командой Asset Retirement и архивным материалам ТОО «Тенгизшевройл», на трассе демонтируемых трубопроводов предусмотрены существующие железобетонные анкерные блоки. На стадии разработки проектной документации для получения экологических разрешений ориентировочная масса железобетонных анкерных блоков, подлежащих демонтажу, принята 246 т. Данная оценка является предварительной и подлежит уточнению на стадии разработки рабочей документации после проведения детального обследования объектов и подтверждения фактического объема демонтажных работ.

Все демонтажные работы должны выполняться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов Республики Казахстан, корпоративных стандартов ТОО «Тенгизшевройл» и требований промышленной безопасности.



Исполнительная схема «анкерного блока»

7.2. Земляные работы

Земляные работы предусматриваются в объеме, необходимом для обеспечения доступа к подземным трубопроводам и существующим анкерным блокам, подлежащим демонтажу.

Разработка грунта должна выполняться после определения фактического положения существующих инженерных коммуникаций и получения необходимых разрешений на производство работ.

В местах пересечения с действующими инженерными сетями разработка грунта должна выполняться вручную либо механизированным способом с соблюдением требований владельцев коммуникаций.

После завершения демонтажных работ котлованы подлежат обратной засыпке местным грунтом, пригодным для уплотнения. Уплотнение грунта выполняется послойно до плотности окружающего массива.

При необходимости водопонижения применяются временные средства водоотлива, исключаящие негативное воздействие на существующие сооружения и инженерные сети.

7.3. Демонтаж строительных конструкций и сооружений

Проектом предусматривается демонтаж существующих железобетонных анкерных блоков, расположенных на участках демонтируемых трубопроводов.

До начала демонтажа анкерных блоков трубопроводы должны быть полностью отключены, освобождены от продукта и демонтированы в соответствии с технологической последовательностью выполнения работ.

Железобетонные конструкции демонтируются механизированным способом с последующей сортировкой образующихся материалов для дальнейшей утилизации либо передачи специализированным организациям.

Фактическое количество и расположение анкерных блоков уточняется по результатам детального обследования и исполнительной документации.

7.4. Захоронение защитного кожуха под дорожными покрытиями

В местах пересечения демонтируемых трубопроводов с автомобильными дорогами существующие стальные защитные футляры не подлежат извлечению, поскольку их демонтаж может привести к нарушению устойчивости дорожной конструкции и потребовать выполнения значительного объема восстановительных работ.

Проектом предусматривается консервация существующих защитных футляров путем их захоронения в грунте после демонтажа рабочего трубопровода.

До начала работ трубопровод, расположенный внутри футляра, должен быть полностью демонтирован. После удаления трубопровода оба торца защитного футляра обрезаются до проектных отметок и герметизируются путем приварки стальных заглушек.

Для обеспечения полного заполнения внутренней полости футляра в заглушках предусматриваются технологические отверстия:

- одно отверстие — для подачи тампонажного раствора;
- второе отверстие — для удаления воздуха из футляра в процессе заполнения.

После полного заполнения внутреннего объема футляра технологические отверстия герметично завариваются.

В качестве заполнителя применяется специальный тампонажный раствор, соответствующий требованиям ТОО «Тенгизшевройл». При отсутствии специального раствора допускается применение цементно-песчаного раствора, согласованного с Заказчиком и обеспечивающего полное заполнение внутреннего объема футляра.

Заполнение должно выполняться непрерывно до выхода раствора через вентиляционное отверстие, что подтверждает отсутствие воздушных пустот внутри футляра. Подрядчик обязан обеспечить полный контроль процесса заполнения и подтвердить отсутствие незаполненных участков.

После набора раствором проектной прочности выполняется окончательная герметизация технологических отверстий, обратная засыпка котлована с послойным уплотнением грунта и восстановление нарушенной поверхности.

Работы по консервации защитных футляров выполняются без нарушения эксплуатации автомобильных дорог и должны производиться в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, корпоративных стандартов ТОО «Тенгизшевройл» и согласованной технологической картой производства работ.

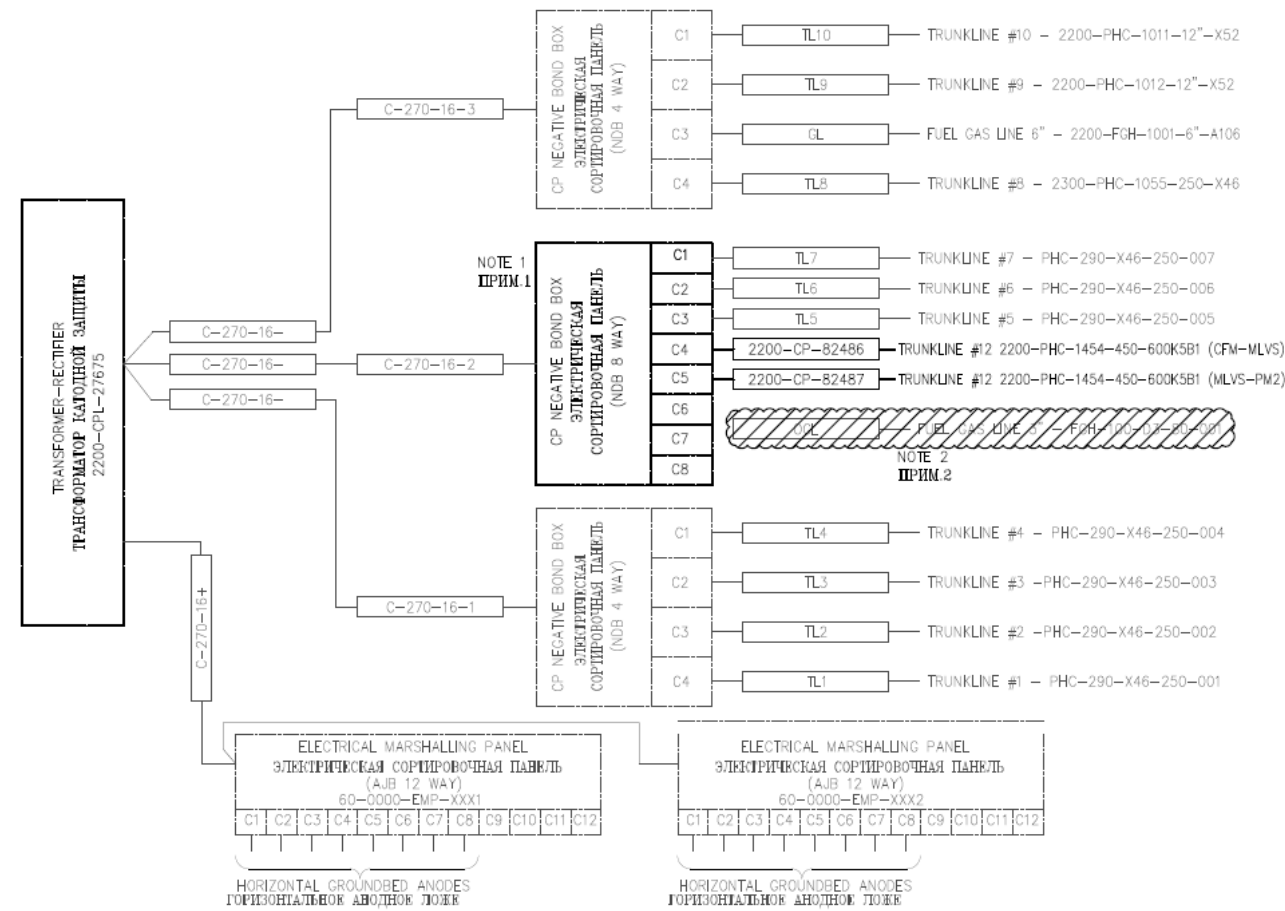
8. ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

8.1. Общие сведения

Настоящим разделом предусматриваются технические решения по демонтажу элементов системы электрохимической защиты трубопроводов, выводимых из эксплуатации в рамках проекта «FIELD PIPELINES DEMOLITION».

Проектом предусмотрен демонтаж существующих магистральных трубопроводов, трубопроводов топливного газа и выкидных линий общей протяженностью более 79 км, выполненных из бесшовных труб API 5L Grade B с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием (3LPE).

Перед выполнением демонтажных работ существующая система катодной защиты должна быть отключена и выведена из эксплуатации в соответствии с эксплуатационными процедурами Заказчика.



Существующая схема «Электрохимической защиты»

8.2. Прогнозируемые объемы демонтируемого оборудования и отходов по разделу Электрохимзащита

На стадии разработки проектной документации для получения экологических разрешений объемы прогнозируемых отходов, образующихся в результате демонтажных работ, определены ориентировочно. Расчет выполнен на основании анализа существующей исполнительной и архивной документации, предоставленной командой Asset Retirement, а также архивных материалов ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО). Уточнение фактических объемов отходов будет выполнено на последующих стадиях проектирования после завершения детального обследования объектов и разработки рабочей документации.

На данном этапе к прогнозируемым отходам относятся:

- железобетонные опоры воздушных линий электропередачи — 60 т;

- оборудование системы электрохимической защиты (анодные заземлители, контрольно-измерительные пункты (КИП), соединительные коробки, металлические стойки контрольно-измерительных колонок (КИК)) — 30 т;
- кабель системы электрохимической защиты (медный/алюминиевый в изоляции) — 2 т;
- провода воздушных линий электропередачи (алюминиевые) — 5 т.

8.3. Демонтаж оборудования электрохимической защиты

Проектом предусматривается демонтаж оборудования системы катодной защиты, относящегося к демонтируемым трубопроводам, включая:

- дренажные кабели катодной защиты;
- кабельные линии системы электрохимической защиты;
- соединительные кабели между трубопроводами и контрольно-измерительными устройствами;
- элементы крепления и соединительную арматуру, подлежащие демонтажу.

Перечень демонтируемого оборудования уточняется по результатам обследования существующих коммуникаций и рабочей документации.

8.4. Контрольно-измерительные пункты

Контрольно-измерительные пункты (КИК), относящиеся к демонтируемым трубопроводам, подлежат демонтажу либо отключению в зависимости от их дальнейшего назначения. КИК, обслуживающие действующие трубопроводы либо совместно используемые инженерные коммуникации, сохраняются в эксплуатации. При необходимости выполняется демонтаж только кабельных соединений, относящихся к выводимым из эксплуатации трубопроводам. Окончательный объем работ определяется после трассировки существующих кабельных соединений и подтверждается Заказчиком.

8.5. Пересечения с существующими коммуникациями

По трассе демонтируемых трубопроводов имеются многочисленные пересечения с действующими инженерными коммуникациями, включая:

- подземные нефтепроводы;
- газопроводы;
- трубопроводы технической и противопожарной воды;
- линии электропередачи 6 кВ и 110 кВ;
- подземные силовые кабели;
- кабели связи и телеметрии;
- автомобильные дороги;
- кабельные эстакады;
- существующие ограждения и другие инженерные сооружения.

Работы в местах пересечения с действующими коммуникациями должны выполняться вручную или механизированным способом с соблюдением требований эксплуатационных организаций и корпоративных стандартов ТШО.

8.6. Заземление

После демонтажа оборудования системы электрохимической защиты все временные электрические соединения подлежат удалению. Демонтируемые элементы системы заземления, не используемые существующими объектами, подлежат демонтажу. Существующие заземляющие устройства, обеспечивающие работу действующего оборудования, должны быть сохранены.

9. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫВЕДЕНИЮ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ДЕМОНТАЖУ

К выполнению работ по демонтажу трубопроводов допускается приступать только после передачи Заказчиком участка производства работ Подрядчику по акту и выполнения комплекса подготовительных мероприятий, предусмотренных проектом производства работ (ППР).

До начала демонтажных работ должны быть выполнены следующие мероприятия:

- оформление разрешительной документации, нарядов-допусков и согласований в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации;
- организация строительной площадки, установка временных бытовых помещений, складской площадки и мест временного складирования демонтируемых труб;
- обеспечение участка производства работ временным электроснабжением, освещением и средствами связи (при необходимости);
- обеспечение рабочих мест первичными средствами пожаротушения;
- доставка и подготовка строительной техники, грузоподъемных механизмов, землеройной техники и необходимого оборудования;
- установка сигнальных ограждений, предупреждающих знаков и обозначение опасных зон.

До начала демонтажа трубопроводы должны быть полностью выведены из эксплуатации. Эксплуатирующая организация обязана выполнить:

- отключение трубопроводов от действующей технологической системы;
- освобождение трубопроводов от транспортируемой среды;
- очистку и продувку трубопроводов;
- подтверждение отсутствия избыточного давления и опасных веществ;
- выдачу разрешения на производство демонтажных работ.

Перед началом земляных работ должно быть уточнено фактическое расположение действующих подземных инженерных коммуникаций по исполнительной документации и результатам трассопоисковых работ. В местах пересечения с действующими коммуникациями выполняется контрольное вскрытие грунта.

До начала работ приказом по подрядной организации назначаются лица, ответственные за:

- безопасное производство работ;
- промышленную безопасность;
- охрану труда;
- пожарную безопасность;
- экологическую безопасность.

Все работники, занятые на объекте, должны пройти вводный и целевой инструктажи по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, иметь соответствующую квалификацию и действующие удостоверения по выполняемым видам работ.

Персонал должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью, защитными касками, очками, перчатками и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером выполняемых работ.

На период производства работ участок демонтажа должен быть огражден сигнальной лентой или временным ограждением. По периметру опасной зоны устанавливаются предупреждающие знаки безопасности. Доступ посторонних лиц в зону производства работ запрещается.

При выполнении демонтажных работ вблизи действующих инженерных коммуникаций работы выполняются только в присутствии представителей эксплуатирующей организации и с соблюдением требований действующих нормативных документов и внутренних процедур Заказчика.

10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО МЕТОДА СНОСА (ДЕМОНТАЖА)

Производство работ по демонтажу трубопроводов выполняется в соответствии с проектом производства работ (ППР), разработанным на основании результатов обследования объекта и требований эксплуатирующей организации.

Проектом принят механизированный способ демонтажа подземных трубопроводов с применением экскаватора, оборудованного гидравлическими ножницами.

До начала демонтажных работ трубопроводы должны быть выведены из эксплуатации, отключены от действующей технологической системы, освобождены от транспортируемой среды, очищены и приведены в безопасное состояние.

Демонтаж предусматривается выполнять в следующей последовательности:

- вскрытие трубопровода земляными работами;
- резка трубопровода на транспортабельные секции с применением гидравлических ножниц;
- извлечение демонтированных секций из траншеи экскаватором;
- погрузка труб на автомобильный транспорт;
- вывоз демонтированных труб к месту временного складирования или утилизации;
- обратная засыпка траншей с уплотнением грунта и восстановлением поверхности.

При выполнении работ в местах пересечения с действующими инженерными коммуникациями разработка грунта в непосредственной близости от них выполняется вручную. Демонтаж осуществляется с соблюдением требований промышленной безопасности и при постоянном контроле за сохранностью действующих коммуникаций.

Опасные зоны определяются проектом производства работ с учетом радиуса действия строительной техники, зон перемещения демонтируемых секций трубопровода и открытых траншей. Опасные зоны ограждаются сигнальной лентой и обозначаются предупреждающими знаками безопасности. Допуск посторонних лиц в зону производства работ запрещается.

11. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ СНОСЕ (ДЕМОНТАЖЕ) ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДЗЕМНЫХ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

При производстве работ по демонтажу подземных трубопроводов существует вероятность повреждения действующих подземных инженерных коммуникаций, расположенных в зоне производства работ. Для исключения подобных рисков до начала выполнения работ производится уточнение фактического расположения существующих инженерных сетей по исполнительной документации, результатам трассопоисковых работ и контрольного вскрытия грунта в местах пересечения коммуникаций.

До начала демонтажа проектируемые трубопроводы должны быть выведены из эксплуатации, отключены от действующей технологической системы, освобождены от транспортируемой среды, очищены, продуты и приведены в безопасное состояние в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации.

Земляные работы в охранных зонах действующих подземных коммуникаций выполняются с соблюдением требований нормативных документов и в присутствии представителей эксплуатирующей организации. В непосредственной близости от действующих инженерных сетей разработка грунта выполняется механизированным способом только до установленного безопасного расстояния, после чего дальнейшее вскрытие производится вручную без применения ударного инструмента.

Демонтаж трубопроводов осуществляется поэтапно, после полного вскрытия трубопровода и подтверждения отсутствия препятствий и пересечений с действующими коммуникациями. При выполнении работ должны быть приняты меры, исключающие повреждение действующих трубопроводов, кабельных линий, сооружений и оборудования.

При соблюдении предусмотренных проектом организационно-технических мероприятий, требований проекта производства работ, а также действующих норм по охране труда и промышленной безопасности вероятность повреждения инженерной инфраструктуры и действующих подземных сетей сводится к минимуму.

12. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО БЕЗОПАСНЫМ МЕТОДАМ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО СНОСУ (ДЕМОНТАЖУ)

До начала работ по демонтажу трубопроводов весь производственный персонал, включая инженерно-технических работников, мастеров, бригадиров и рабочих, должен пройти инструктаж по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, а также быть ознакомлен с проектом производства работ (ППР) и технологической последовательностью выполнения демонтажных операций.

Особое внимание при проведении инструктажа должно быть уделено следующим опасным и вредным производственным факторам:

- возможному выходу остаточного давления и остатков транспортируемой среды из трубопроводов;
- выполнению земляных работ вблизи действующих подземных инженерных коммуникаций;
- обрушению стенок траншей и котлованов;
- работе грузоподъемных механизмов и перемещению демонтируемых участков трубопроводов;
- воздействию движущихся частей строительной техники и механизмов;
- наличию острых кромок, заусенцев и торцов демонтируемых труб;
- выполнению газоопасных и огневых работ;
- повышенному содержанию пыли и вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- работе вблизи перепадов высот, действующих технологических объектов и инженерных коммуникаций.

До начала демонтажа трубопроводы должны быть полностью выведены из эксплуатации, отключены от действующей технологической системы, освобождены от продукта, очищены, продуваны и приведены в безопасное состояние в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации. Выполнение работ допускается только после оформления наряда-допуска и подтверждения отсутствия опасных факторов.

Все работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером выполняемых работ, включая защитные каски, специальную одежду, специальную обувь, защитные очки, перчатки, а при необходимости — средствами защиты органов дыхания и средствами защиты от падения с высоты.

Работы по демонтажу рекомендуется выполнять в светлое время суток. При необходимости производства работ в темное время суток рабочая зона должна быть оборудована искусственным освещением, обеспечивающим нормативную освещенность рабочих мест.

Последовательность демонтажа определяется проектом производства работ и предусматривает выполнение операций по участкам с учетом технологической схемы объекта, обеспечения безопасного производства работ и свободного доступа строительной техники. Демонтаж трубопроводов выполняется после разработки траншей, вскрытия трубопроводов, их разделки на транспортируемые секции, подъема грузоподъемными механизмами, извлечения из грунта и последующего вывоза к месту временного складирования или утилизации. При производстве работ должны быть исключены повреждения действующих подземных коммуникаций, сооружений и оборудования, расположенных в зоне производства работ.

12.1. Методы сноса

Демонтаж подземных трубопроводов выполняется механизированным способом с применением экскаватора, оснащенного навесным оборудованием типа «гидравлические ножницы». При необходимости допускается использование сменного навесного оборудования, предусмотренного заводом-изготовителем экскаватора.

Экскаватор должен иметь технические характеристики, обеспечивающие безопасное выполнение работ по вскрытию, резке, извлечению и погрузке демонтируемых секций трубопроводов. Кабина машиниста должна быть оборудована защитными устройствами, обеспечивающими безопасность оператора при выполнении демонтажных работ.

После вскрытия трубопровода гидравлическими ножницами выполняется резка трубы на транспортабельные секции. Демонтированные секции извлекаются из траншеи экскаватором и укладываются на подготовленную площадку временного складирования либо непосредственно загружаются на автомобильный транспорт для последующего вывоза.

Разработка грунта производится механизированным способом. В местах пересечения с действующими инженерными коммуникациями и в пределах их охранных зон доработка грунта выполняется вручную с соблюдением требований промышленной безопасности и требований эксплуатирующей организации.

После завершения демонтажа трубопроводов траншеи подлежат обратной засыпке с послойным уплотнением грунта и восстановлением поверхности территории в соответствии с проектной документацией.

12.2. Порядок выполнения демонтажа

Демонтаж трубопроводов выполняется механизированным способом с применением экскаватора, оснащенного гидравлическими ножницами. Применение других способов демонтажа допускается только по согласованию с Заказчиком.

До начала демонтажных работ необходимо подтвердить, что:

- трубопроводы выведены из эксплуатации;
- трубопроводы отключены от действующей технологической системы;
- транспортируемая среда полностью удалена;
- трубопроводы очищены и приведены в безопасное состояние;
- получено разрешение на производство работ и оформлены необходимые наряды-допуски.

До начала земляных работ необходимо выполнить трассировку трубопроводов и определить расположение действующих подземных инженерных коммуникаций по исполнительной документации и результатам трассопоисковых работ. В местах пересечения с действующими коммуникациями выполняется контрольное вскрытие грунта.

Разработка грунта выполняется механизированным способом с последующей ручной доработкой в непосредственной близости от действующих инженерных коммуникаций.

После полного вскрытия трубопровода производится его очистка от грунта и визуальный осмотр для подтверждения возможности безопасного демонтажа.

Гидравлическими ножницами трубопровод разрезается на транспортабельные секции длиной, обеспечивающей безопасное извлечение, погрузку и транспортировку.

Демонтированные секции извлекаются из траншеи экскаватором и укладываются на подготовленную площадку временного складирования.

Погрузка демонтированных труб выполняется механизированным способом на автомобильный транспорт с последующим вывозом на площадку временного хранения либо в место, определенное Заказчиком.

При производстве демонтажных работ запрещается:

производить работы под поднятым грузом;

допускать нахождение людей в зоне работы экскаватора и перемещения демонтируемых секций;

складировать демонтированные трубы вблизи бровки траншеи;

выполнять работы без оформления наряда-допуска и подтверждения безопасного состояния трубопровода.

После завершения демонтажа выполняется осмотр траншеи и прилегающей территории. При обнаружении загрязненного грунта работы приостанавливаются, информация передается представителю Заказчика для принятия дальнейших решений.

После завершения демонтажных работ производится обратная засыпка траншей с послойным уплотнением грунта и восстановление территории в соответствии с требованиями проекта.

13. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ НАСЕЛЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЕГО ОПОВЕЩЕНИЕ И ЭВАКУАЦИЯ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)

Работы выполняются на участке, огороженным защитным ограждением, препятствующим проникновению людей, не участвующих в технологическом процессе.

13.1. Описание решений по вывозу и утилизации отходов и охраны окружающей среды

Охрана окружающей среды в зоне производства работ осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Перед началом производства работ необходимо провести вводный инструктаж по охране окружающей среды работников, занятых на производстве работ.

Подрядчик, выполняющий строительно-монтажные работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдением государственного законодательства по охране природы.

К первоочередным мероприятиям, направленным на охрану окружающей среды, предусмотренным проектом, относятся:

- оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для сбора бытовых и строительных отходов;
- сохранение границ, отведенных для выполнения СМР;
- слива горюче-смазочных материалов в специально отведенных для этого местах с по следующей утилизацией и очисткой;

Заправку машин и автотранспортной техники ГСМ следует осуществлять автозаправочными машинами по месту работы с установкой поддона со сбором отходов ГСМ в специальную емкость.

Необходимо принять меры по сокращению потерь, проливов и сливов горюче-смазочных материалов. Случайно разлитые ГСМ необходимо немедленно собрать песком, а загрязненные места обезвредить. Загрязненный ГСМ песок должен быть собран совком в емкость с крышкой и вынесен в специально отведенное место, с последующим вывозом на полигон ТБО.

В ходе демонтажных работ предусматривается свести до минимума получение и накопление отходов за счет применения организационно-технических мероприятий.

Перед началом работ Подрядчик обязан заключить договора на сдачу (утилизацию) отходов, образующихся в процессе производства работ, с предприятиями по приему отходов и имеющими лицензию на обращение с отходами.

14. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКУЛЬТИВАЦИИ И БЛАГОУСТРОЙСТВУ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)

Мероприятия по рекультивации и благоустройству земельного участка должны быть проведены согласно нижеследующим условиям:

- 1) Провести анализ проб на предмет чистоты. «САРЕ» лаборатория должна подтвердить, что грунт подходит для обратной засыпки.
- 2) Если грунт из-под обваловки непригоден для обратной засыпки, то в объем работ должна входить доставка чистого грунта с карьера ТШО (конкретная точка забора уточняется представителем строительной группы ТШО 200-7843 tfecr@tengizchevroil.com
- 3) Согласно каталогу отходов: загрязненный углеводородами и химикатами грунт подлежит захоронению на полигоне промышленных отходов / передача сторонней организации

15. СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАЮЩИХСЯ ПОСЛЕ СНОСА (ДЕМОНТАЖА) В ЗЕМЛЕ И В ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ КОММУНИКАЦИЯХ, КОНСТРУКЦИЯХ И СООРУЖЕНИЯХ; СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ РАЗРЕШЕНИЙ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА НА СОХРАНЕНИЕ ТАКИХ КОММУНИКАЦИЙ, КОНСТРУКЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ В ЗЕМЛЕ И В ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ В СЛУЧАЯХ, КОГДА НАЛИЧИЕ ТАКОГО РАЗРЕШЕНИЯ ПРЕДУСМОТРЕНО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РК

Все подземные сооружения и трубопроводы, расположенные в границах участка производства работ, демонтируются с полным извлечением из грунта.

16. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ СОГЛАСОВАНИЯ С СООТВЕТСТВУЮЩИМИ ОРГАНАМИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОРГАНАМИ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА, ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СНОСУ (ДЕМОНТАЖУ) ОБЪЕКТА ПУТЕМ ВЗРЫВА, СЖИГАНИЯ ИЛИ ИНЫМ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМ МЕТОДОМ, ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ МЕР ПО БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ МЕТОДОВ СНОСА

Проектные работы по демонтажу трубопроводов не предусматривает производство демонтажных работ путем взрыва, сжигания или иным потенциально опасным путем. Демонтаж осуществляется механическим способом с помощью гидравлических ножниц.

17. МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

При производстве работ необходимо выполнять требования Правил пожарной безопасности (Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года № 55), Технической регламент «Общие требования к пожарной безопасности» Постановление Правительства Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439, СН РК 1.02-00-2022.

Демонтажные работы на территории предприятия, связанные с применением огня (сварка, резка и т.д.) проводить при наличии наряда-допуска (письменного разрешения), утвержденного руководителем (гл. инженером) Заказчика и согласованного с пожарной охраной, при условии проведения необходимых мероприятий по пожарной безопасности. Наряд-допуск выписать в двух экземплярах. Один экземпляр наряда-допуска хранить в пожарной охране, другой вручить руководителю строительно-монтажных работ.

При привлечении сторонней подрядной организации к проведению огневых работ издать совместный приказ филиала и подрядной организации, в котором назначить руководящих работников и ИТР эксплуатирующей организации, обязанные утверждать наряды-допуски. Ответственные за организацию и безопасное производство работ, обязанные выдавать наряды-допуски и допускать к работам, ответственные за подготовку работ, а также ИТР подрядной организации, ответственные за проведение работ и лица, обязаны проводить анализ воздушной среды.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОП-10 (каждая единица техники). Все средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ.

На рабочих местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны и схемы эвакуации людей в случае пожара. На территории запрещается разведение костров, пользование открытым огнем и курение. Курить разрешается только в местах, специально отведенных и оборудованных для этой цели.

Электросеть следует всегда держать в исправном состоянии. После работы необходимо выключить электрорубильники всех установок, оставляя только рабочее оборудование, участвующее в непрерывном цикле с дежурным электриком.

Запрещается:

- а) эксплуатировать электропровода и кабели с видимыми нарушениями изоляции;
- б) пользоваться розетками, рубильниками, другими электроустановочными изделиями с повреждениями;
- в) обертывать электролампы и светильники бумагой, тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать светильники со снятыми колпаками (рассеивателями), предусмотренными конструкцией светильника;
- г) пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами, не имеющими устройств тепловой защиты, а также при отсутствии или неисправности терморегуляторов, предусмотренных конструкцией;
- д) применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы;
- е) оставлять без присмотра включенными в электрическую сеть электронагревательные приборы, а также другие бытовые электроприборы, в том числе находящиеся в режиме ожидания, за исключением электроприборов, которые могут и (или) должны находиться в кругло-суточном режиме работы в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- ж) размещать (складировать) в электрощитовых (у электрощитов), у электродвигателей и пусковой аппаратуры горючие (в том числе легковоспламеняющиеся) вещества и материалы;
- з) при проведении аварийных и других строительно-монтажных и реставрационных работ использовать временную электропроводку, включая удлинители, сетевые фильтры, не предназначенные по своим характеристикам для питания применяемых электроприборов.

Рабочие места и подходы к ним требуется содержать в чистоте, своевременно очищая их от мусора. Наружные пожарные лестницы и ограждение на крыше должны содержаться в исправном состоянии.

Для пожаротушения на месте производства работ должны применяться первичные средства: песок, кошма, ручные углекислотные огнетушители, а также привлекаются силы и средства близлежащих пожарных частей.

При выполнении работ должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определен порядок уборки горючих материалов и отходов;
- порядок осмотра рабочих мест по окончании работы;
- проведен противопожарный инструктаж с каждым работником с записью в журнал противопожарного инструктажа.

Сушка одежды и обуви должна производиться в специально приспособленных для этих целей помещениях, зданиях или сооружениях с центральным водяным отоплением либо с применением водяных калориферов.

Устройство сушилок в тамбурах и других помещениях, располагающихся у выходов из зданий, не допускается.

Курение разрешается в специально отведенных местах.

Огневые работы, при необходимости, должны организовываться, согласно требованиям «Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ».

Огневые работы должны проводиться только при наличии оформленного наряда-допуска.

Действия по ликвидации пожара

В случае возникновения пожара

Принимаемые меры	Порядок выполнения	Ответственные лица
Вызов пожарной команды	Пожарная команда вызывается по телефону № 01, сообщается адрес, что горит, и кто вызывает.	Лицо, первое заметившее пожар.
Встреча пожарной команды	Встретивший проводит прибывшего работника пожарной команды к месту пожара и информирует: производится ли тушение своими силами, эвакуируются ли люди, материальные ценности из здания, какие помещения охвачены огнем и дымом, какое наиболее ценное имущество и оборудование необходимо эвакуировать в первую очередь силами прибывшей команды. Указать имеющиеся в здании запасные выходы, краны внутреннего пожаротушения и близлежащие водоисточники (гидранты, водоемы).	Ответственный за ПБ на объекте
Тушение пожара до прибытия пожарной команды.	Тушение пожара организуется немедленно с момента его обнаружения. Для тушения используются имеющиеся огнетушители, вода, песок, одеяла, внутренние пожарные краны.	
Эвакуация людей и имущества.	Производится эвакуация людей и имущества под руководством руководителя данного объекта или лица, его замещающего. В случае угрозы огня людям, материалам, для эвакуации их используются все имеющиеся выходы из здания.	Руководитель или его заместитель, материально-ответственные лица

18. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Наименование	Показатели
1. Общий объем капит. вложений в ценах 2027г.	
2. Объем СМР в ценах 2027г.	
3. Продолжительность работ	6 месяцев
4. Нормативная трудоемкость строительства	1890 чел/дня
5. Максимальное количество работающих	15 чел.

19. НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. Закон РК «О Гражданской защите» № 342-V от 2 августа 2015 г.
2. Трудовой кодекс Республики Казахстан.
3. «Правила и критерии отнесения городов к группам, организаций - к категориям по гражданской обороне», утвержденных Постановления Правительства РК от 2 апреля 2015 года № 173

4. Приказ Министра внутренних дел Республики Казахстан от 24 октября 2014 года № 732 «Об утверждении Инструкции по содержанию и объемам инженерно-технических мероприятий гражданской обороны в зависимости от степени категорирования городов и объектов хозяйствования».
5. Инструкция по передаче информации при угрозах, возникновении или ликвидации чрезвычайных ситуаций утвержденная приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 29 октября 2015 года № 874.
6. ПУЭ РК – «Правила устройства электроустановок. Республики Казахстан»;
7. СП РК 2.04-01-2017 Строительная климатология.
8. СП РК 4.04-106-2013 Электрооборудование жилых и общественных зданий. Правила проектирования
9. СП РК 2.03-30-2017 Строительство в сейсмических районах.
10. СП РК 1.03-00-2022 Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий, сооружений.
11. СП РК 2.02-101-2022 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
12. СП РК 3.02-108-2013 Административные и бытовые здания.
13. СП РК 3.02-127-2013 Производственные здания.
14. Технический регламент «Требования к безопасности пожарной техники для защиты объектов». Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439.
15. Технический регламент «Требования по оборудованию зданий, помещений и сооружений системами автоматического пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре». Утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2008 года № 796.
16. СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Общие технические условия и порядок применения
17. СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов условным давлением до 10 Мпа
18. ГОСТ 21.101-97 Основные требования к проектной и рабочей документации;
19. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент;
20. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия.