

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ТОО «TENGE OIL & GAS»

«СОГЛАСОВАНО»

**Генеральный директор
ТОО «TENGE Oil & Gas»**

_____ **Чэнь Цинцзюнь**

«____» _____ **2025 г.**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Вице-министр энергетики
Республики Казахстан**

_____ **А.Ж. Жамауов**

«____» _____ **2025 г.**

Корректировка

**«ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГЕ НА ПЕРИОД 2025-2026 ГГ.»**

*с технологическими показателями
на период с 27.06 по 31.12.2025 г.*

г.Астана 2025 г.

1 СОДЕРЖАНИЕ

2 ВВЕДЕНИЕ	3
3 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	4
3.1 Общие сведения о месторождении	4
3.2 Основание для проектирования	5
3.3 Запасы нефти и газа	5
3.4 Физико-химические свойства нефти и газа месторождения	6
3.5 Текущее состояние разработки месторождения	10
3.6 Технологические проектные показатели разработки месторождения	11
3.7 Газовый фактор месторождения (проектный, фактический и динамика изменения газового фактора за последние 5 лет)	11
3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов по месторождению	11
3.9 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении	12
3.10 Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа на месторождении (за последние 5 лет)	24
4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА	25
4.1 Обоснование объема сжигания газа при испытании объектов скважин (V_{III})	25
4.2 Обоснование объема сжигания газа в период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})	25
4.3 Обоснование объема сжигания газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа (V_V)	25
4.4 Обоснование объема сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V_6)	25
4.5 Обоснование объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7)	25
4.6 Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)	25
4.7 Обоснование объема сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)	26
5 ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	27
6 БАЛАНС ГАЗА	30
7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	32
8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	34
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Копии разрешительных документов и отчет об исполнении Программы развития переработки сырого газа	35
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Спецификация паспорта и план-графики технического обслуживания и ремонтных работ технологического оборудования	48
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет объемов сжигания сырого газа	86

2 ВВЕДЕНИЕ

ТОО «TENGE Oil & Gas» является недропользователем месторождения Тенге, находящегося на этапе промышленной эксплуатации, на основании Контракта на пользование недрами № 30 от 01.09.1995 г. со сроком действия – 5 сентября 2036 года. С 2007 г. и по настоящее время на месторождении осуществляется использование попутного газа на собственные производственные нужды и подача излишков газа в ТОО «КазГПЗ».

Согласно п.3 ст.147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании» все недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

В 2024 г. была разработана новая «Программа развития переработки сырого газа месторождения Тенге на 2025-2026 гг.» и согласована Рабочей группой МЭ РК с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол РГ МЭ РК № 24/2 от 10.11.2024 г.).

Учитывая планы недропользователя по запуску новых газопоршневых электростанций в количестве 6 единиц с середины 2025 г. выполнена настоящая корректировка разработанной ранее «Программы развития переработки сырого газа месторождения Тенге на 2025-2026 гг.» с технологическими показателями на период с 27.06 по 31.12.2025 г. (далее – Корректировка Программы), в которой дополнена информация по фактическим показателям деятельности за 2024 г., уточнено потребление сырого газа на собственные нужды с учетом вновь вводимого оборудования и пересчитан баланс газа на рассматриваемый период.

Данная «Корректировка Программы» выполнена на основании «Дополнения к Проекту разработки месторождения Тенге» с утвержденными технологическими показателями разработки на 2024-2026 гг. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14 декабря 2023 г.).

В Приложении А представлены копии разрешительных документов (Протокол ЦКРР РК, Протокол Рабочей группы и Отчет об исполнении ПРПСГ за 2024 г.). В Приложении Б представлены копии Паспортов основного технологического оборудования и План-графики проведения ППР на производственных объектах. В Приложении В приведены расчеты объемов сжигания сырого газа. Все прилагаемые к Программе документы соответствуют действительности и являются действительными.

ТОО «TENGE Oil & Gas» несет ответственность в соответствии с законодательством Республики Казахстан за достоверность представляемой (заполненной) информации.

3 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

3.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Тенге расположено на полуострове Мангышлак, в пустынной части Южно-Мангышлакского прогиба, в 10 км к югу от месторождения Узень (рисунок 3.1). В административном отношении территории месторождения входит в состав Мангистауской области Республики Казахстан.

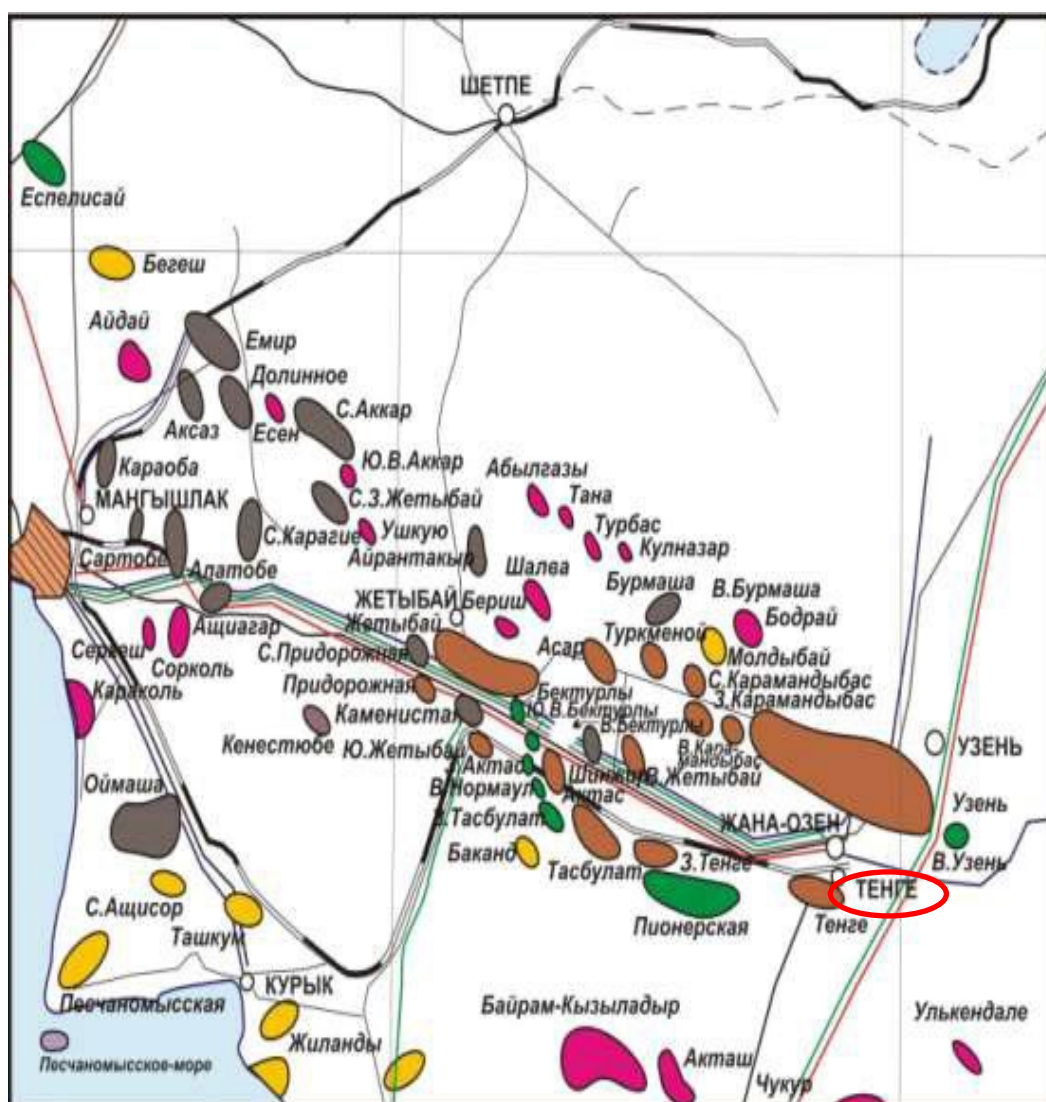


Рисунок 3.1 - Обзорная карта района

Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, который находится в 5 км от месторождения Тенге, поселок Жетыбай - в 80 км, поселок Курык – в 133 км, до города Актау - 153 км.

Связь между населенными пунктами осуществляется по автодороге Жанаозен-Актау.

В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау. Газопровод Средняя Азия – Центр расположен восточнее.

Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом.

3.2 Основание для проектирования

- ✓ Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 г. (ст. 146 и 147);
- ✓ Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (Приказ МЭ РК № 239 от 15.06.2018 г.);
- ✓ Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию (Приказ МЭ РК № 164 от 05.05.2018 г.);
- ✓ Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах (Приказ МЭ РК № 140 от 25.04.2018 г.);
- ✓ Форма Программы развития переработки сырого газа (Приказ МЭ РК № 165 от 05.05.2018 г.);
- ✓ Контракт на пользование недрами на месторождении Тенге в Мангистауской области № 30 от 01.09.1995 г. со сроком действия до 05.09.2036 г.;
- ✓ Проект разработки месторождения Тенге по состоянию 01.06.2020 г. (Протокол ЦКРР РК № 10/5 от 21.01.2021 г.);
- ✓ Дополнение к Проекту разработки месторождения Тенге по состоянию на 01.04.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023 г.);
- ✓ Программа развития переработки сырого газа месторождения Тенге на период 2025-2026 гг. с технологическими показателями на 2025 г. (Протокол Рабочей группы МЭ РК № 24/2 от 10.11.2024 г.).

3.3 Запасы нефти и газа

В 2022 г. был выполнен «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов XVIII горизонта месторождения Тенге» по состоянию изученности на 02.01.2022 г. (Протокол ГКЗ РК № 2492-22-У от 13.12.2022 г.), в котором были уточнены запасы продуктивного XVIII горизонта по результатам новых геолого-геофизических и промысловых данных.

Геологические и извлекаемые запасы месторождения с учетом последней переоценки XVIII горизонта составили:

Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн м ³		Пластовый газ, млн м ³	Конденсат, тыс. т	
	геолог.	извлек.	геолог.	извлек.	геолог.	геолог.	извлек.
C ₁	63970	17423	7135	1969	24392	821	740
C ₂	14565	2284	1513	235	-	-	-
C ₁ +C ₂	78535	19707	8648	2204	-	-	-

3.4 Физико-химические свойства нефти и газа месторождения

Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях в целом по месторождению были исследованы ИХН И ПС АН Каз.ССР, в лаборатории «Сред.Аз.НИПИгаз», АО «НИПИнефтегаз», «ВНИИгаз», «ВНИГРИ», ЦЛ КазГПЗ.

Верхний этаж горизонты XIII-XVII охарактеризован исследованиями 89 проб газа и 15 пробами конденсата, нижний этаж горизонты XVIII-XXIII представлен исследованиями 26 проб пластовой нефти, 62 пробами дегазированной нефти, 24 пробам стабильного конденсата, 28 пробами растворенного газа и 51 исследованиями газа из газовых шапок.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

По состоянию на дату разработки Программы физико-химические свойства и состав дегазированной нефти месторождения Тенге изучены по 62 пробам дегазированной нефти, отобранной из 21 скважины: № 2, 6, 7, 10, 11, 18, 24, 26, 35, 52, 101, 102, 109, 126, 209, 219, 221, 224, 230, 249, 410 как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти горизонтов XVIII-XXIII.

Дегазированная нефть месторождения является малосернистой, смолистой, высокопарафинистой, застывающей при высокой температуре, с не высоким выходом светлых фракций. По плотности данная нефть классифицируется, как легкая и средняя.

Плотность нефти горизонта XVIIIБ при температуре 20 °С находится в диапазоне 0,839 - 0,859 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С в диапазоне 9,25 - 16,4 мПа*с. Температура застывания нефти 19 – 36 °С, массовое содержание парафинов колеблется в интервале 15,8 - 28,4 %, асфальто-смолистых веществ 4,20 - 16,2 % масс. Содержание общей серы в нефти составляет 0,1 - 0,2 % масс. Температура начала кипения находится в диапазоне 72 - 151 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, находится в диапазоне 26 - 35 % об., выход бензиновых фракций (до 200 °С) от 7 до 16 % об.

Плотность нефти горизонта XIX при температуре 20 °С - 0,849 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С - 12,02 мПа*с. Температура застывания нефти 29 °С, массовое содержание парафинов в нефти 24,1%, асфальто-смолистых веществ 6,2 % масс. Содержание общей серы в нефти составляет 0,2 % масс. Температура начала кипения - 82 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С и 200 °С – 29 и 10% об. соответственно.

Плотность нефти горизонта XXI-A при температуре 20 °С находится в диапазоне 0,843 - 0,862 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С в диапазоне 9,61 - 13,11 мПа*с. Температура застывания нефти 30 - 36 °С, массовое содержание парафинов колеблется в интервале 19,8 - 25,6 %, асфальто-смолистых веществ 5,4 - 11,6 % масс. Содержание общей серы в нефти составляет 0,1 - 0,2 % масс. Температура начала кипения нефти находится в

диапазоне 78 - 155 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, находится в диапазоне 26 - 30 % об., выход бензиновых фракций (до 200 °С) 6 - 11 % об.

Плотность нефти горизонта XXI-Б при температуре 20 °С находится в диапазоне 0,846 - 0,844 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С в диапазоне 9,98 - 11,94 мПа*с. Температура застывания нефти 33 °С, массовое содержание парафинов 20,6 %, асфальто-смолистых веществ - 7,6 % масс., содержание общей серы составляет 0,723 масс. Температура начала кипения - 91 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С - 30 % об., выход бензиновых фракций - 13,5 % об.

Температура застывания нефти горизонта XXII 32 - 34 °С, массовое содержание парафинов колеблется в интервале 20,5 - 23,5 %, асфальто-смолистых веществ 4,6 - 12,6 % масс. Содержание общей серы составляет 0,08 % масс. Температура начала кипения находится в диапазоне 95 - 113 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, находится в диапазоне 21 - 32 % об., выход бензиновых фракций (до 200 °С) 6 - 13 % об.

Плотность нефти горизонта XXIII-А при температуре 20 °С - 0,846 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С - 15,31 мПа*с. Температура застывания нефти - 36 °С, массовое содержание парафинов - 18,4 %, асфальто-смолистых веществ - 8,2 % масс. Содержание общей серы составляет 0,06 % масс. Температура начала кипения - 98 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С и 200 °С – 36 и 13,5 % об. соответственно.

Плотность нефти горизонта XXIII-Б при температуре 20 °С находится в диапазоне 0,828 - 0,860 г/см³, динамическая вязкость при температуре 50 °С в диапазоне 6,42 - 18,44 мПа*с. Температура застывания нефти 30 – 38 °С, массовое содержание парафинов колеблется в интервале 19,9 - 25,8 %, асфальто-смолистых веществ 7,1 - 9 % масс. Содержание общей серы составляет 0,06 - 0,09 % масс. Температура начала кипения находится в диапазоне 75 - 157 °С. Выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, находится в диапазоне 22 – 33 % об., выход бензиновых фракций (до 200 °С) 4 - 15 % об.

Физико-химические свойства нефти месторождения Тенге в поверхностных условиях представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Физико-химические свойства поверхностной нефти месторождения Тенге

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
XVIII горизонт				
Плотность при 20 °С, г/см ³	9	17	0.8385-0.8592	0.8467
Вязкость динамическая при 50°С, мПа*с	9	14	9.25-16.40	12.7
Температура застывания, °С	9	17	19-36	31
Содержание общей серы, %масс.	9	12	0.05-0.21	0.14
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	9	16	4.2-16.2	9.52
Содержание парафинов, % масс.	9	16	15.8-28.4	22.6

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
Температура начала кипения, °C	9	18	72-151	95
Выход фракций, % объемные				
до 150 °C	9	17	2-8	5
до 200 °C	9	18	7-16	10
до 300 °C	9	18	26-35	31
XIX горизонт				
Плотность при 20 °C, г/см ³	1	1	-	0.8492
Вязкость динамическая при 50°C, мПа*с	1	1	-	12.02
Температура застывания, °C	1	1	-	29
Содержание общей серы, %масс.	1	1	-	0.21
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	1	1	-	6.2
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	24.1
Температура начала кипения, °C	1	1	-	82
Выход фракций, % объемные				
до 150 °C	1	1	-	3
до 200 °C	1	1	-	10
до 300 °C	1	1	-	29
XXIA горизонт				
Плотность при 20 °C, г/см ³	3	16	0.8433-0.8622	0.8499
Вязкость динамическая при 50°C, мПа*с	3	7	9.61-13.11	11.48
Температура застывания, °C	3	11	30-36	34
Содержание общей серы, %масс.	2	5	0.07-0.20	0.12
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	3	5	5.4-11.6	8.42
Содержание парафинов, % масс.	3	5	19.8-25.6	22.6
Температура начала кипения, °C	3			
Выход фракций, % объемные				
до 150 °C	3	6	2-5	4
до 200 °C	3	7	6-11	9
до 300 °C	3	7	26-30	28
XXIB горизонт				
Плотность при 20 °C, г/см ³	2	2	0.8441-0.8455	0.8455
Вязкость динамическая при 50	2	2	9.98-11.94	10.96
Температура застывания, °C	1	1	-	33
Содержание общей серы, %масс.	1	1	-	0.0723
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	1	1	-	7.6
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	20.6
Температура начала кипения, °C	1	1	-	91
Выход фракций, % объемные				
до 150 °C	1	1	-	6
до 200 °C	1	1	-	13.5
до 300 °C	1	1	-	30
XXII горизонт				
Плотность при 20 °C, г/см ³	6	8	0.8419-0.8620	0.8499
Вязкость динамическая при 50°C, мПа*с	4	5	6.00-15.90	11.34
Температура застывания, °C	4	5	32-34	32.8
Содержание общей серы, %масс.		-	-	-
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	5	6	4.6-12.6	7.98
Содержание парафинов, % масс.	5	6	20.5-23.5	21.6
Температура начала кипения, °C	4	4	95-113	100.25
Выход фракций, % объемные				
до 150 °C	4	4	1 - 5	3.25
до 200 °C	4	4	6 - 13	9.25
до 300 °C	4	4	21 - 32	26.25
XXIIB горизонт				
Плотность при 20 °C, г/см ³	3	12	0.8276-0.8602	0.845
Вязкость динамическая при 50°C, мПа*с	3	11	6.42-18.40	10.4
Температура застывания, °C	3	10	30-38	33.9

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
Содержание общей серы, %масс.	1	3	0.06-0.09	0.067
Содержание асфальто - смолистых веществ, % масс.	3	6	7.10-9.00	7.96
Содержание парафинов, % масс.	3	6	18.4-25.8	22.99
Температура начала кипения, °С	3	5	75-157	108
Выход фракций, % объемные				
до 150 °С	2	3	3-5	4.25
до 200 °С	3	5	4-15	9.91
до 300 °С	3	5	22-36	30

Компонентный состав растворенного газа в нефти

По состоянию на дату разработки Корректировки Программы растворенный газ месторождения Тенге изучен по 28 пробам газа, отобранных за весь период разработки. Компонентный состав растворённого газа и газа газовых шапок представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Компонентные составы растворенного газа и газа газовых шапок месторождения Тенге

Вид газа	Растворённый газ				Газ газовой шапки				
Горизонт	XVIII	XXI	XXIIБ ₁	XXIIБ	XVIII	XIX	XX	XXII	XXIII
Количество исследований	8	15	5	-	21	16	10	2	2
Компоненты	Содержание, % мольн.								
Сероводород	0,867	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,870	1,335	1,735	-	0,80	0,70	0,60	1,30	1,40
Азот	0,750	0,501	1,199	-	1,60	0,50	1,00	0,60	0,10
Метан	77,944	83,342	83,686	-	89,70	91,40	90,00	88,50	92,10
Этан	5,896	8,268	6,767	-	5,50	5,10	5,60	5,90	4,40
Пропан	1,034	3,786	3,200	-	1,60	1,40	1,70	1,70	1,30
изо - Бутан	1,460	0,655	0,671	-	0,20	0,20	0,30	0,30	0,10
н - Бутан	0,366	1,081	1,217	-	0,30	0,40	0,50	0,60	0,30
изо - Пентан	0,356	0,237	0,389	-	0,10	0,10	0,10	0,30	0,10
н - Пентан	0,389	0,264	0,246	-	0,10	0,10	0,10	0,30	0,10
Гексан +высш.	0,892	0,441	0,569	-	0,10	0,10	0,10	-	0,10
Плотность газа, г/л	0,867	0,841	0,847	-	0,806	0,798	0,812	0,837	0,793

Компонентный состав природного газа

Природный газ всех залежей является легким, с содержанием метана 85,7-91,7 % моль. Содержанию азота в диапазоне 0,45-5,04 % моль., увеличение азота отмечается с глубиной залегания залежей от 0,49 % моль. (XIV) до 1,85 % моль. (XIII). Содержание гелия в газе не превышает 0,0061 % моль. Сероводород отсутствует. Относительный удельный вес газа по воздуху - 0,609-0,625.

Контроль за составом газа в процессе разработки месторождения осуществлялся институтом «КазНИПИнефть» по пробам, отбираемым на устье добывающих скважин.

В таблице 3.3 представлен компонентный состав природного газа.

Таблица 3.3 – Компонентный состав природного газа

Вид газа	Природный газ										
Горизонт	Количество исследований	Содержание компонентов, % мольн.									Удельный вес, г/л
		углекис- лый газ	азот	метан	этан	пропан	изо- бутан	н- бутан	изо- пентан	н- пентан	
XIII	3	0.2	1.7	92.4	4.2	1.1	0.1	0.2	сл.	0.1	-
XIV	10	0.4	1.6	89.9	5.8	1.3	0.2	0.4	0.2	0.2	0.806
XVII	1	2.3	1.4	88	5.6	1.7	0.4	0.6	сл.	сл.	0.831

3.5 Текущее состояние разработки месторождения

Разработка месторождения осуществляется согласно «Дополнения к Проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию 01.04.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023 г.).

По состоянию на 01.06.2025 г. общий фонд пробуренных скважин составляет 144 ед., эксплуатационный фонд нефтяных скважин – 46 ед. (из них 42 действующих), газовых – 6 ед., пробуренных, находящихся в ожидании обустройства – 42 ед., наблюдательный фонд – 27 ед., специальный фонд – 2 ед., ликвидированных – 21 ед.

Характеристика фонда скважин месторождения Тенге по состоянию на 01.06.2025 г. представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Характеристика фонда скважин месторождения Тенге по состоянию на 01.06.2025 г.

Характеристика фонда		Верхний этаж					Кол-во
		XIII	XIV	XV	XVI	XVII	
Фонд газовых скважин	Действ. добывающие	-	104, 107, 126,114,119,115				6
	Наблюдательные	3, 7, 8, 10, 14, 15, 17, 20, 35, 101, 103, 105, 108, 110, 112, 113,121, 122, 123, 124, 130, 131					22
Фонд нефтяных скважин	Объект/горизонт	Нижний этаж					Кол-во
		I объект (XVIII)	II объект (XXI)	III объект (XXII)	IV объект (XXIII)		
	Действ. добывающие, в т.ч.	6, 52, 224,419, 412, 408, 415, 463, 464, 432, 407, 409, 18Н-01, 18Н-02, 607,411	24, 58, 109, 227, 209, 221, 215,253,402, 207,202	102, 230, 458, 414, 416, 249, 410, 603, 466, 220, 605	229, 417, 465, 204	42	
	УЭЦН	6, 52, 224, 463, 432, 408, 415, 464, 607, 18Н-01	109, 209, 227	230, 458, 603,605	204, 229	19	
	ШГН	412	221, 253, 402	414, 416	-	6	
	Фонтанный	419, 407, 409, 18Н-02, 411	24, 58, 215, 202, 207	102, 249, 410, 466, 220	417, 465,	17	
	В простое	2	219, 236, 422	-	-	4	
	Наблюдательные	12, 34, 51, 111, 235					5
	Пробуренные (ожд. обустройства)	420, 606, 608, 216, 610, 611, 609, 217, 612, 22Н-01, 404, 304, 233, 22Н-02, 307, 303, 212, 305, 513, 22Н-04, 213, 511, 512, 514, 515, 22Н-03, 302,541,546,548,22Н-05, 413, 418, 538, 560, 561, 555, 556, 562, 613, 616, 516					42
В целом по месторождению	Действующие (газ+нефть)	6,52,224,419,412,408,415,463,464,432,407,409,18Н-01,18Н-02,607,24, 58,411,109,227,209,221,215,253,402,207,202,102,230,458,414,416, 249,410,603,466,220,605,229,417,465,204,104,107,126,114,119,115					48
	В простое (нефть)	2, 219, 236, 422					4
	Наблюдательные (газ+нефть)	3, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 17, 20, 34, 35, 51, 101, 103, 105, 108, 110, 111, 112, 113,121, 122, 123, 124, 130, 131, 235					27
	Специальный фонд	26, 120					2
	Ликвидированные	1,4,5,9,11,13,16,18,19,22,25,27,36,53,55,106,116,128,129,467,467 Д					21
	Пробуренные (ожд.обустройства)	420,606,608,216,610,611,609,217,612,22Н-01,404,304,233,22Н-02, 307,303,212,305,513,22Н-04,213,511,512,514,22Н-03,515,302,541,546, 548,22Н-05,413,418,538,560,561,555,556,562,613,616,516					42
	Итого, общий фонд пробуренных скважин:					144	

3.6 Технологические проектные показатели разработки месторождения

Разработка месторождения осуществляется согласно «Дополнения к Проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию 01.04.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023 г.). Проектные показатели разработки месторождения на рассматриваемый период с 27.06 по 31.12.2025 г. приняты в соответствии с утвержденным проектным документом и представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Проектные показатели разработки м. Тенге на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча попутного газа, млн м ³	Добыча природного газа, млн м ³	Общая добыча газа, млн м ³	Ввод добыв. скв. из бурения, ед.	Ввод газовых скв. из наблюд., ед.
2025 (полный)	491,3	53,9	9,7	63,6	32	0
2025 (с 27.06 по 31.12, 188 дней)	253,053	27,762	4,996	32,758		

3.7 Газовый фактор месторождения (проектный, фактический и динамика изменения газового фактора за последние 5 лет)

В таблице 3.6 представлено сравнение проектных и фактических показателей газового фактора, добычи нефти и газа в целом по месторождению.

Таблица 3.6 – Сравнение проектных и фактических показателей в целом по месторождению

Показатели	Год											
	2020		2021		2022		2023		2024		2025*	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс. т	100,2	100,3	117,0	89,0	172,5	65,0	263,2	97,0	255,4	169,7	491,3	57,8
Добыча попутного газа, млн м ³	9,7	8,9	13,4	8,7	19,5	6,8	29,5	10,6	28,4	18,7	53,9	6,1
Газовый фактор, м ³ /т	96,78	87,7	114,5	97,7	113,0	104,6	112,1	109,2	111,2	110,2	109,7	105,5

* Данные приведены по состоянию на 01.05.2025 г.

3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов по месторождению

Разработка месторождения осуществляется согласно «Дополнения к Проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию 01.04.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023 г.). Прогнозные объемы добычи нефти и газа на рассматриваемый период с 27.06 по 31.12.2025 г. представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Прогнозные объемы добычи на м. Тенге на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Год	Добыча нефти, тыс. т/год	Газовый фактор, м ³ /т	Добыча попутного газа, млн м ³	Добыча природного газа, млн м ³	Общая добыча газа, млн м ³
с 27.06 по 31.12.2025 (188 дней)	253,053	109,7	27,762	4,996	32,758

3.9 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении

Система внутрипромыслового сбора добываемой продукции месторождения Тенге предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Действующая технологическая схема установки подготовки нефти м.Тенге следующая: газожидкостная смесь от добывающих скважин (№ 6, 52, 224, 407, 432, 465, 411, 603, 466) по индивидуальным выкидным линиям поступает на групповую замерную установку ГУ-1, где осуществляется поочередной замер дебита скважин на автоматизированной групповой замерной установке «Спутник АМ-40». Для предотвращения застывания нефти в трубопроводах, производится нагрев транспортируемой продукции печами типа УН-02.

Расположенные далеко от ГУ-1 скважины № 18Н-01, 463, 409, 464, 408, 415, 410 подключены на мобильную блочную установку МСБУ-463, скважины № 458, 417, 416, 414, 607 подключены на ГУ-3, где осуществляется поочередной замер дебита скважин на автоматизированной групповой замерной установке «АГЗУ-40-14-400». Скважины № 221, 24, 229, 220, 204, 207 подключены на МСБУ-221, скважина № 58 подключена на МСБУ-58, скважины № 253, 236, 402, 419 подключены на МСБУ-253, скважины № 18Н-02, 2, 219, 412 подключены на МСБУ-2, скважины № 249, 227, 102 подключены на МСБУ-249, скважины № 202 и 209 подключены на МСБУ-209, скважины № 109, 215 подключены на МСБУ-109, скважины № 230, 422 подключены каждая на свои МСБУ, оборудованные нефтегазовыми сепараторами и буферными емкостями. По мере накопления продукция из этих емкостей отгружается в автоцистерны и вывозится на ГУ-1, ГП-2 для дальнейшей переработки. Сброс дренажа осуществляется по дренажным линиям в дренажную ёмкость.

После замера газожидкостная смесь поступает на печь типа УН-0,2, где подогревается до температуры 50 °С и далее подается на I ступень сепарации в горизонтальный нефтегазовый сепаратор V-1, объемом 100 м³, для предварительного разгазирования при рабочем давлении 0,2-0,4 МПа. Для поддержания в НГС V-1 постоянной температуры ~60 °С предусмотрена циркуляция нефти насосом НБ-125 через подогреватель УН-0,2.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР-2,5) подается деэмульгатор IKLAS-1 с удельным расходом от 145 до 263 г/т.

Выделившийся на I ступени сепарации попутный газ направляется в газовый сепаратор ГС1-25-600, объемом 0,8 м³, для очистки от капельной жидкости и механических примесей. Часть газа после газосепаратора используется на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева, а часть подается в газосборный пункт ГП-2.

Принципиальные блок-схемы подключения скважин к МСБУ и системы сбора и транспорта добываемой продукции представлены ниже на рисунках 3.2-3.3.

Технология подготовки газа на ГП-2 осуществляется следующим образом: газ общим потоком через штуцер поступает в сепаратор I ступени, где происходит первичная очистка газа от механических примесей и осушка от капельной влаги. После сепаратора I ступени газ подается по затрубному пространству на теплообменник, отдавая при этом часть тепла ранее отсепарированному газу, протекающему по трубе. После этого газ поступает через штуцер в сепаратор II ступени НТС, где проходит его полная осушка и далее через замерной узел подается согласно договору в ТОО «КазГПЗ». В результате чего обеспечивается полная утилизация попутного газа месторождения Тенге.

В аварийных ситуациях предусмотрен сброс попутного газа на факел.

Выделившаяся в процессе сепарации нефтяная эмульсия поступает в нефтегазовый сепаратор V-4, объемом 80 м³, для отделения пластовой воды. Обезвоженная нефть насосами перекачки подается на прием в емкость V-3, цикл продолжается не менее 4-5 часов. Далее нефтяная эмульсия подается обратно в сепаратор V-4 и после окончательного отстоя подогревается до температуры 80 °С и подается через водяную подушку сепаратора V-5, объемом 80 м³, в сепаратор V-2, объемом 100 м³, и далее поступает на узел подготовки нефти (УПН), откуда товарная нефть транспортируется нефтевозом на ПСН и далее на ГНПС Узень.

На объекте ГП-2 месторождении Тенге имеется площадка для подготовки нефти, где предусмотрен сливной стояк для приема нефти с нефтевозов, перевозимой из скважин. Прием нефти осуществляется с помощью насосов НБ-125 и КМ-80 через печь подогрева ПП-0,63. Подогретая нефть поступает через НГС Е-12 в Е-9 и далее в нефтегазовый сепаратор Е-10 до максимального уровня (2,6 м). Процесс подготовки заключается в циркуляции нефти с помощью насосов НБ-125 и КМ-80 с нижнего уровня Е-10, которая проходит нагревательную печь ПП-0,63, нагревается до температуры 75-80 °С и далее обратно через водяную подушку нефтегазовых сепараторов Е-12 и Е-9 поступает в нефтегазовый сепаратор Е-10. Цикл (циркуляции) продолжается не менее 4-5 часов. Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии при циркуляции с помощью дозировочных насосов НД-4/250К подается деэмульгатор IKLAS-1 с удельным расходом от 145 до 263 г/т.

Далее подготовленная нефть отстаивается не менее 1,5 часа и подается на УПН, откуда транспортируется нефтевозом на ПСН АО «КТО», ТОО «MOR», ТОО «ER».

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для подготовки добываемого сырья, поступающего с объектов нефтепромысла до качества товарной нефти с дальнейшей транспортировкой нефтевозом для сдачи на ПСН.

В УПН входят следующие основные установки и сооружения:

- Технологический резервуар РВС-1 объемом 200 м³;
- Товарный резервуар РВС-2 объемом 200 м³;
- Подогреватель нефти ПП-0,63 (Q=500 т/сут);
- Насосный агрегат АХ100-65-315 с электродвигателями (Q=50 м³);
- Насос НБ-125;
- Пожарная емкость, объемом 50 м³;
- Дренажная емкость, объемом 60 м³;
- Резервуар для пресной воды, объемом 80 м³;
- Наливной стояк для слива подготовленной нефти;
- Уровнемеры (систем. конт. и регистр. параметров).

Технологическая схема расширенной УПН предусматривает следующие операции: дегазированная нефть от ЗУ-1/2 и добывающих скважин с помощью АЦН доставляется на УПН на прием насосов Н-201А/Б (1 раб. / 1 рез.) и с давлением Р=0,2 Мпа и температурой Т=40 °С поступает на печь ПП-0,63 где происходит ее нагрев до 60-70°С. Подогретая нефть из подогревателей П-201Б подается в горизонтальную емкость Е-202 V=60 м³, где в нижней части емкости предусмотрена водяная подушка (~40 % от объема), и далее, проходя через водяной слой, нефть поднимается вверх емкости и по перетоку с верхнего патрубка подается в емкость Е-201 V=100 м³.

Накопленная в емкости Е-201 нефть по мере поступления перетекает через установленную перегородку и откачивается насосами Н-202А/Б (1 раб. / 1 рез.) с давлением Р=0,1,5 Мпа и температурой Т=35 °С и подается на существующий стояк налива нефти в автоцистерны СН-1.

Также предусматривается циркуляция нефти после насосов Н-202А/Б нефть отправляется обратно на подогрев на печь ПП-0,63, где происходит ее нагрев до температуры 60-70 °С. В летний период времени нефть от насосов Н-202А/Б необходимо охладить в охладителе О-101А/Б, в зимний период времени работает только один охладитель О-101А.

Для охлаждения нефти используется вода из емкости Е-301 V=50 м³ и насосы Н-203А/Б (1 раб. / 1 рез.). Вода по мере определенных циклов циркуляции сливается из емкости Е-301 в дренажную емкость ДЕ-201, новую воду закачивают в емкость Е-301 из автоцистерн. После охлаждения нефть направляет на существующий стояк налива нефти СН-1.

Так же на УПН предусматривается параллельный второй процесс подготовки: дегазированная нефть от ЗУ-1/2 и добывающих скважин через АЦН доставляется на УПН на прием насосов Н-201А/Б (1 раб. / 1 рез.) с давлением Р=0,2 Мпа и температурой Т=40 °С и

далее поступает на печи ПП-0,63, для нагрева до температуры 60-70 °С. Подогретая нефть из подогревателей ПП-0,63 подается в горизонтальную емкость Е-203 V=60 м³, где в нижней части емкости предусмотрена водяная подушка (~40 % от объема), и далее, проходя через водяной слой, нефть поднимается вверх емкости и по перетоку с верхнего патрубка подается в резервуар Р-201.

По мере повышения уровня в резервуаре Т-201 нефть откачивается насосами Н-202В/Г (1 раб. / 1 рез.) и далее предусматривается циркуляция нефти через печь подогрева П-201Б для поддержания ее температуры ~60-70 °С, затем нефть снова подается в горизонтальную емкость Е-203 V=60 м³.

В летний период времени нефть от насосов Н-201В/Г необходимо охладить в охладителе О-101А/Б, в зимний период времени работает только один охладитель О-101А.

После охлаждения нефть направляется на существующий стояк налива СН-1.

Выделившаяся пластовая попутно-добываемая вода сбрасывается в дренажную емкость и оттуда вывозится специальной техникой на утилизацию.

По представленной информации Заказчика массовая доля воды в товарной нефти составляет - 0,15 %, концентрация хлористых солей – 41,8 мг/дм³, массовая доля механических примесей - 0,0144 %.

Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) месторождения Тенге предназначен для подготовки сырой нефти, поступающей с объектов нефтепромысла до товарного качества с дальнейшей ее подачей по нефтепроводу протяженностью 6535 м на ПСН и сдачей в магистральную нефтепроводную систему АО «КТО».

Технология подготовки нефти на ЦПС включает следующие операции:

- прием водонефтяной эмульсии из АЦН в буферную емкость и/или прием частично разгазированной водонефтяной эмульсии от ГУ в атмосферный нефтегазовый сепаратор;
- предварительный отстой и разделение водонефтяной эмульсии в нефтегазовом сепараторе со сбросом воды (НГСВ) и отделение попутного газа низкого давления;
- совместный подогрев водонефтяной эмульсии из буферной емкости и сепаратора НГСВ в печах-подогревателях и впрыск в подогретую эмульсию раствора деэмульгатора;
- обезвоживание горячей водонефтяной эмульсии в нефтегазовом сепараторе НГСВ;
- обезвоживание и обессоливание нефти до товарной кондиции в процессе электродегидратации, совмещенной с промывкой;
- стабилизацию по давлению насыщенных паров в концевой сепарационной установке;
- накопление товарной нефти в резервуарах;
- откачку товарной нефти на ПСН «TENGE Oil & Gas».

На ЦПС газожидкостная смесь поступает двумя потоками. Одна часть водонефтяной эмульсии со скважин посредством АЦН поступает на вход нефтяных насосов нефти Н-1А/Б, при помощи которых откачивается в буферную емкость РГС-100 Р-1. При необходимости предусмотрена возможность циркуляционного разогрева эмульсии в буферной емкости Р-1 с использованием насосов Н-2А/Б/В и печей подогрева П-1А/Б/В, что актуально в холодный период года, когда нефть при транспортировке в АЦН успевает охладиться. Другой поток частично разгазированной водонефтяной эмульсии с групповых установок ГУ, а также с близлежащих скважин, через приемный манифольд Ø150 мм поступает на прием ЦПС.

Далее объединенная водонефтяная эмульсия от манифольда направляется по приемной линии Ø150 мм в трехфазный сепаратор НГСВ С-3 для разгазирования при атмосферном давлении и температуре $\sim 45\div 47$ °С. Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ в НГСВ С-3 по газопроводу Ø150 мм направляется на вход КБ-2 для компримирования с дальнейшей подачей в газовый сепаратор ГС-1.

Часть газа в качестве топлива используется на собственные нужды на печах подогрева, основная часть газа поступает в КБ-1 и далее через узел учета газа направляется на ГПЗ. В аварийной ситуации предусмотрен сброс газа на факельную установку ФУ-1. Перед входом в КБ-1 в газопровод врезается линия Ø50 мм, по которой поступает газ стабилизации из КСУ-1.

Отделившаяся пластовая вода в НГСВ С-3 отводится в резервуары пластовой воды в РВС-2А/Б/В, работающие поочередно в фазах наполнение/дополнительный отстой/отправка на утилизацию. Вывоз пластовой воды на утилизацию предусмотрен посредством АЦН. Для налива пластовой воды в АЦН предусмотрен стояк налива АСН СН-2 со счетчиком, на который пластовая вода подается по коллектору Ø80 мм насосами Н-7А/Б (1 раб. / 1 рез.).

Нефть после НГСВ С-3 объединенная с потоком после буферной емкости РГС-100 Р-1 нефтяными насосами Н-2А/Б/В перекачивается в печи подогрева П-1А/Б/В, где подогревается до температуры 65°С. В качестве топлива на печах подогрева используется газ сепарации. На входе насосов Н-2А/Б/В в поток нефтегазовой смеси подается деэмульгатор в количестве $100\div 150$ г/ из блока дозирования реагентов УДЭ -1.

Предусмотрена возможность циркуляционного подогрева водонефтяной эмульсии, находящейся в резервуаре РГС-100 Р-1 и в сепараторе НГСВ С-3, в печах П-1А/Б/В, для чего оборудован дополнительный сливной коллектор Ø200 мм с переходом на Ø80 мм на вход насосов, минуя общий коллектор, и обратная линия Ø100 мм с отпайками в каждый из аппаратов. Обвязка насосов Н-2А/Б/В и печей подогрева П-1А/Б/В позволяет задействовать их в любой комбинации, включая одновременный подогрев флюида перед отправкой на деэмульсацию и автономный подогрев флюида в РГС-100 Р-1 и НГСВ С-3 в зимний период.

Подогретая до температуры 65 °С нефть после печей подогрева П-1А/Б/В направляется в трехфазный сепаратор НГСВ С-1/С-1.1 для разделения на сырую нефть, газ и пластовую воду. Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ после нефтегазосепаратора НГСВ С-1/С-1.1 поступает в газовый сепаратор в ГС-1.

Пластовая вода из сепараторов НГСВ С-1/С-1.1 через клапаны поддержания межфазного уровня направляется в резервуары-накопители пластовой воды РВС- 2А/Б/В на дальнейшую утилизацию сторонним организациям. Вывоз пластовой воды на утилизацию осуществляется посредством АЦН. Для налива пластовой воды в АЦН предусмотрен стояк налива СН-2 со счетчиком, на который пластовая вода подается по коллектору Ø80 мм насосами Н-7А/Б (1 раб. / 1 рез.).

Далее нефть после трехфазных сепараторов НГСВ С-1/1.1 с обводненностью ~3 % масс. через поточный смеситель СМ-1, куда так же поступает подогретая волжская вода с температурой 70 °С и расходом 4.0 м³/час, поступает в электродегидраторы ЭГ-1/2 для конечного обезвоживания и обессоливания. Для повышения эффективности процесса обезвоживания предусмотрена подача деэмульгатор из блока дозирования реагента УДЭ-2 в количестве 100÷150 г/т. Промывные воды из электродегидраторов с общим солесодержанием ~20 г/дм³ и расходом ~5 м³/час через клапаны поддержания уровня поступают на вход насосов Н-3А/Б (1 раб. / 1 рез.) и далее по трубопроводу Ø50 мм подаются в сепараторы С-1, С-1.1.

Обезвоженная и обессоленная до товарного качества нефть после электродегидраторов ЭГ-1/2 с температурой 66÷67°С и расходом ~43.0÷44.0 м³/час по трубопроводам Ø80 мм под собственным давлением, объединяется в коллекторе Ø150 мм, по которому поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор НГС С-2, способствующий стабилизации уровня нефти в электродегидраторах за счет наличия парового пространства.

Давление в аппаратах ЭГ-1/2 и С-2 поддерживается в пределах 0.22÷0.25 МПа давления на линии выхода газа на факел. Питание парового пространства НГС С-2 осуществляется по трубопроводу Ø50 мм от трубопроводов питания газом сепараторов С-1/С-1.1. Выделившийся остаточный газ после С-2 сбрасывается на факельный коллектор.

Нефть из сепаратора НГС С-2 под собственным давлением по трубопроводу Ø150 мм через клапан поддержания уровня поступает в концевую сепарационную установку КСУ-1 для стабилизации по давлению насыщенных паров. Газ стабилизации из КСУ- 1 по трубопроводу Ø50 мм отводится на объединение с ПНГ II ступени сепарации и далее на КС-2.

Отметка площадки, где установлена КСУ-1, находится на 2 метра выше верхней отметки крыши резервуаров товарной нефти РВС-3А/Б/В, что обеспечивает самотечный слив нефти из КСУ-1 в резервуары.

Стабилизированная нефть из КСУ-1 по трубопроводу Ø150 мм поступает в резервуары товарной нефти РВС-3А/Б, объемом 1000 м³ каждый, и РВС-3В, объемом 2000м³. Сброс подтоварной воды осуществляется через дренажную емкость ДЕ-2, из которой вода насосом НВ-2 откачивается в резервуары-накопители пластовой воды РВС-2А/Б.

Поступающая в резервуары РВС-3А/Б/В товарная нефть с температурой 66÷67 °С и расходом ~43.4 м³/час (~35.7 т/час) по мере накопления в резервуарах охлаждается. Заполнение резервуара РВС-1000, находящегося в фазе приема нефти, до верхнего рабочего уровня происходит ~20 часов, причем, по расчетам для холодной пятидневки, температура нефти в теплоизолированном резервуаре без обогрева снижается до ~55°С. За следующие сутки пребывания в заполненном резервуаре температура может снизиться до 35°С. т.е. в район температуры застывания.

Подготовленная до товарного качества нефть из резервуаров РВС-3А/Б/В по коллектору Ø300 мм подается на вход магистральных насосов Н-5А/Б и откачивается по нефтепроводу протяженностью 6535 метров на пункт сдачи нефти ПСН и далее подается через коммерческий узел учета нефти КУУН в магистральный нефтепровод АО «КТО».

Учитывая высокое содержание растворенных твердых парафинов в нефти, что обуславливает температуру застывания более +30°С, предусмотрена подача химического реагента - депрессатора из БДР блока дозирования реагента УДЭ-3 в нагнетательный трубопровод для повышения стабильности нефти при снижении температуры.

Насосы Н-5А/Б так же используются для операций внутрипарковой перекачки нефти из резервуара по технологическим причинам и в аварийных ситуациях (при разгерметизации) в соседний резервуар. Для этой цели предусмотрен напорный коллектор Ø100 мм внутрипарковой перекачки нефти, позволяющий вести прокачку нефти одновременно двумя насосами Н-5А/Б для ускорения процесса.

Перекачка некондиционной нефти с резервуаров РВС-3А/Б/В для повторной обработки осуществляется по линии Ø80 мм от выкидного коллектора насосов налива нефти Н-6А/Б в нефтевозы в сепаратор С-3.

Для аварийного опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все технологические аппараты ЦПС оснащены общей дренажной системой. Сброс дренажа осуществляется со всех отсеков аппаратов по дренажным линиям в дренажные емкости.

Все сосуды, работающие под давлением оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется на факел сжигания газа.

Технологические схемы подготовки добываемого сырья на установках ГП-2, УПН и ЦПС представлены ниже на рисунках 3.4-3.6.

Система сбора скважин м/р Тенге

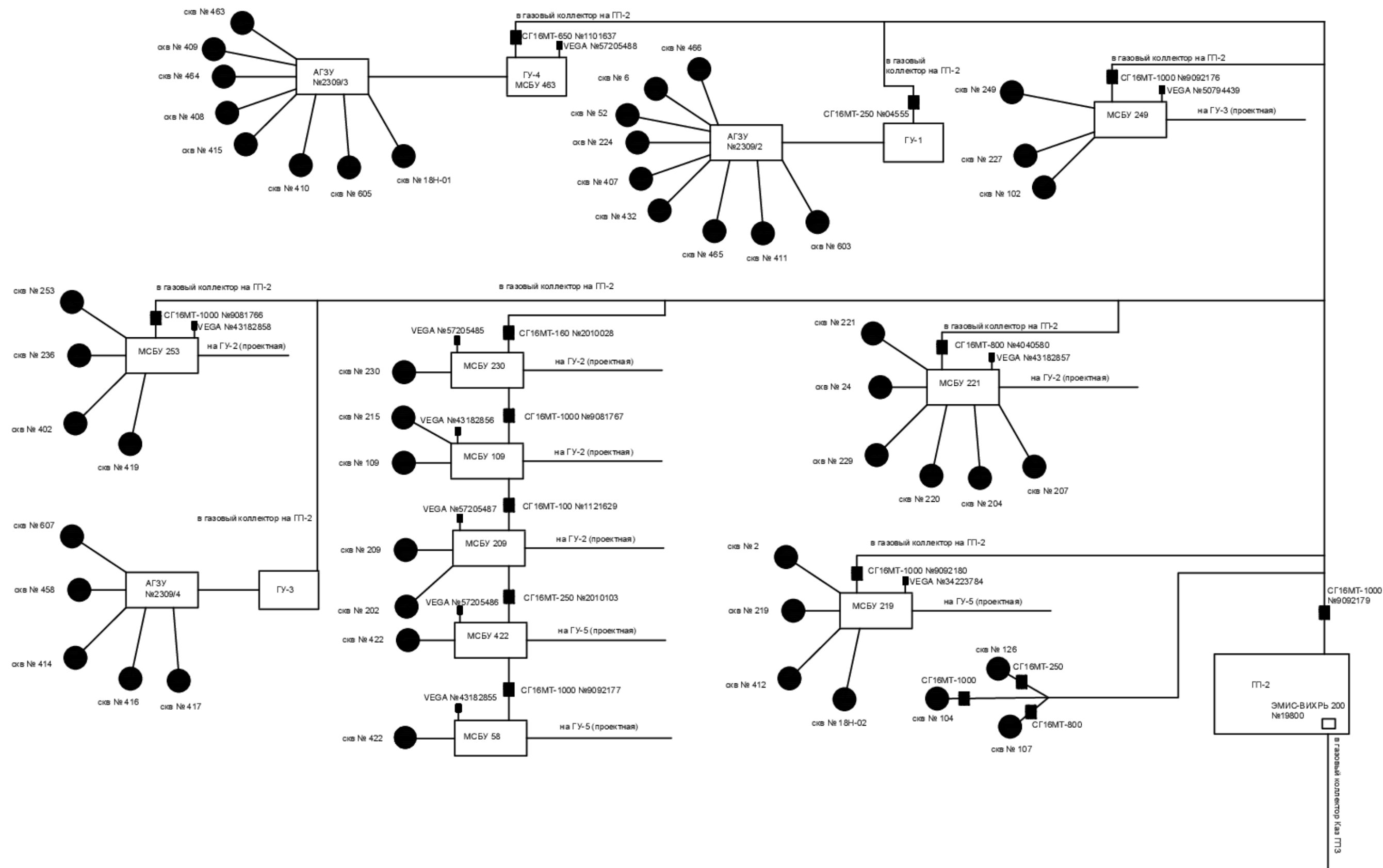


Рисунок 3.2 – Принципиальная блок-схема подключения скважин к МСБУ, транспортировки добываемой продукции месторождения Тенге

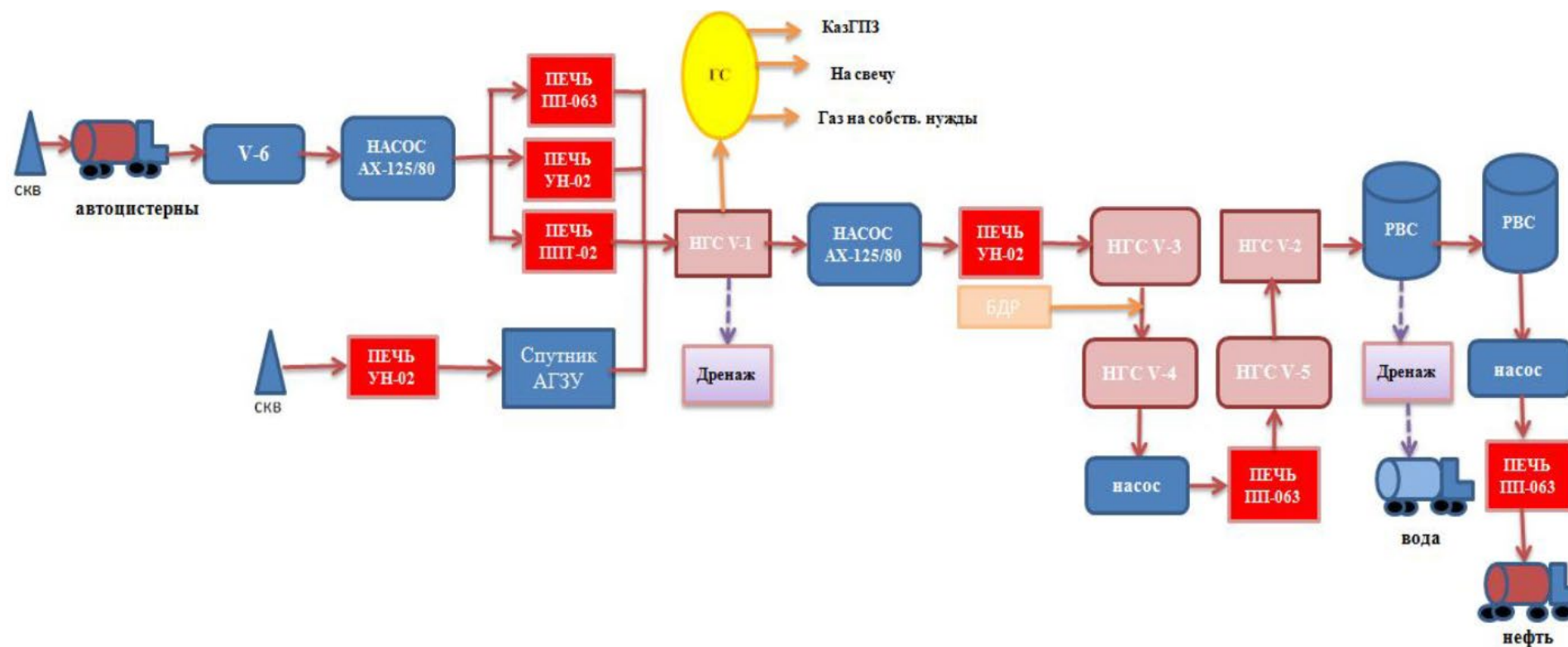


Рисунок 3.3 - Принципиальная блок-схема системы сбора, транспортировки и подготовки добываемой продукции месторождения Тенге

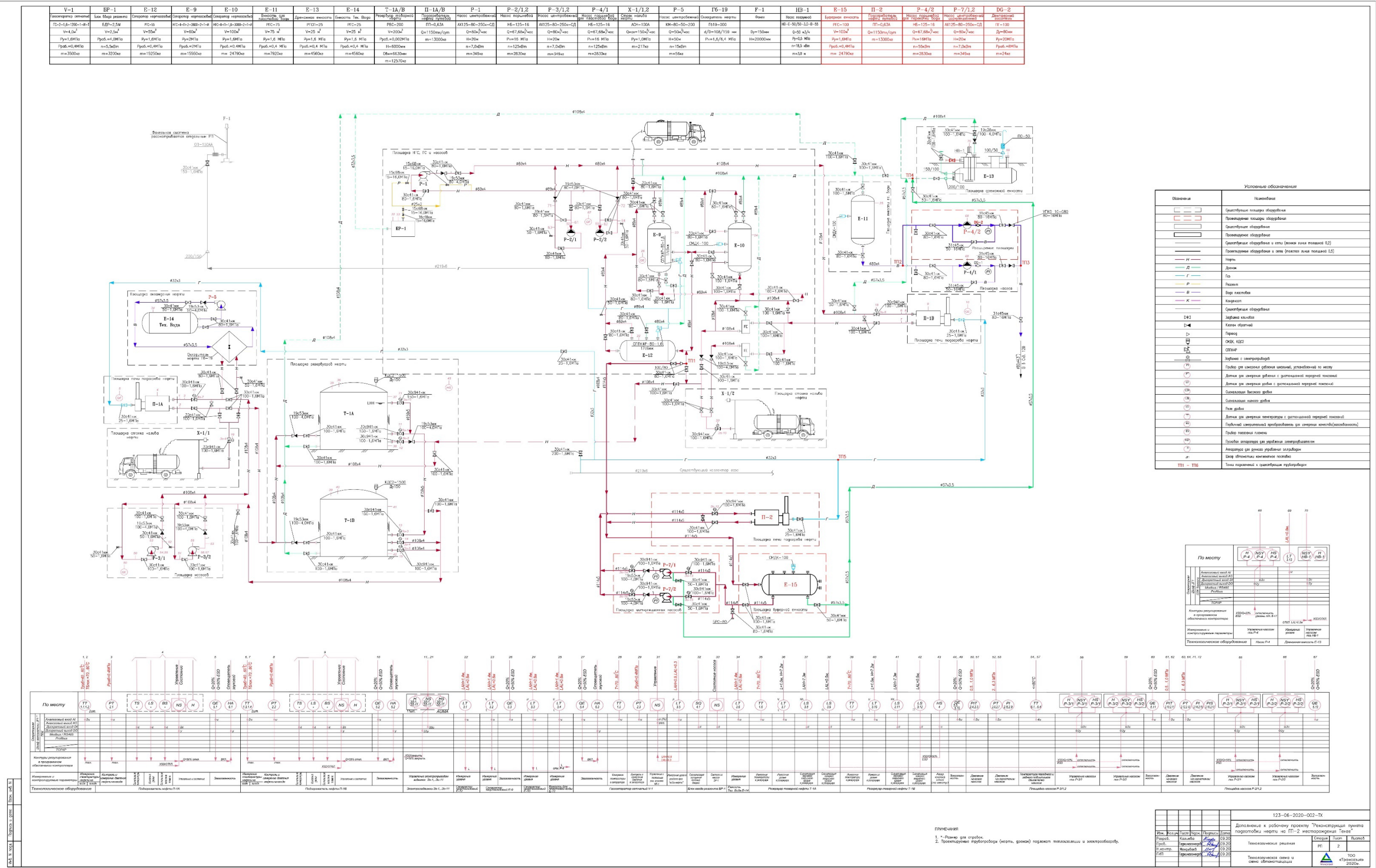


Рисунок 3.4 – Технологическая схема обустройства ГП-2

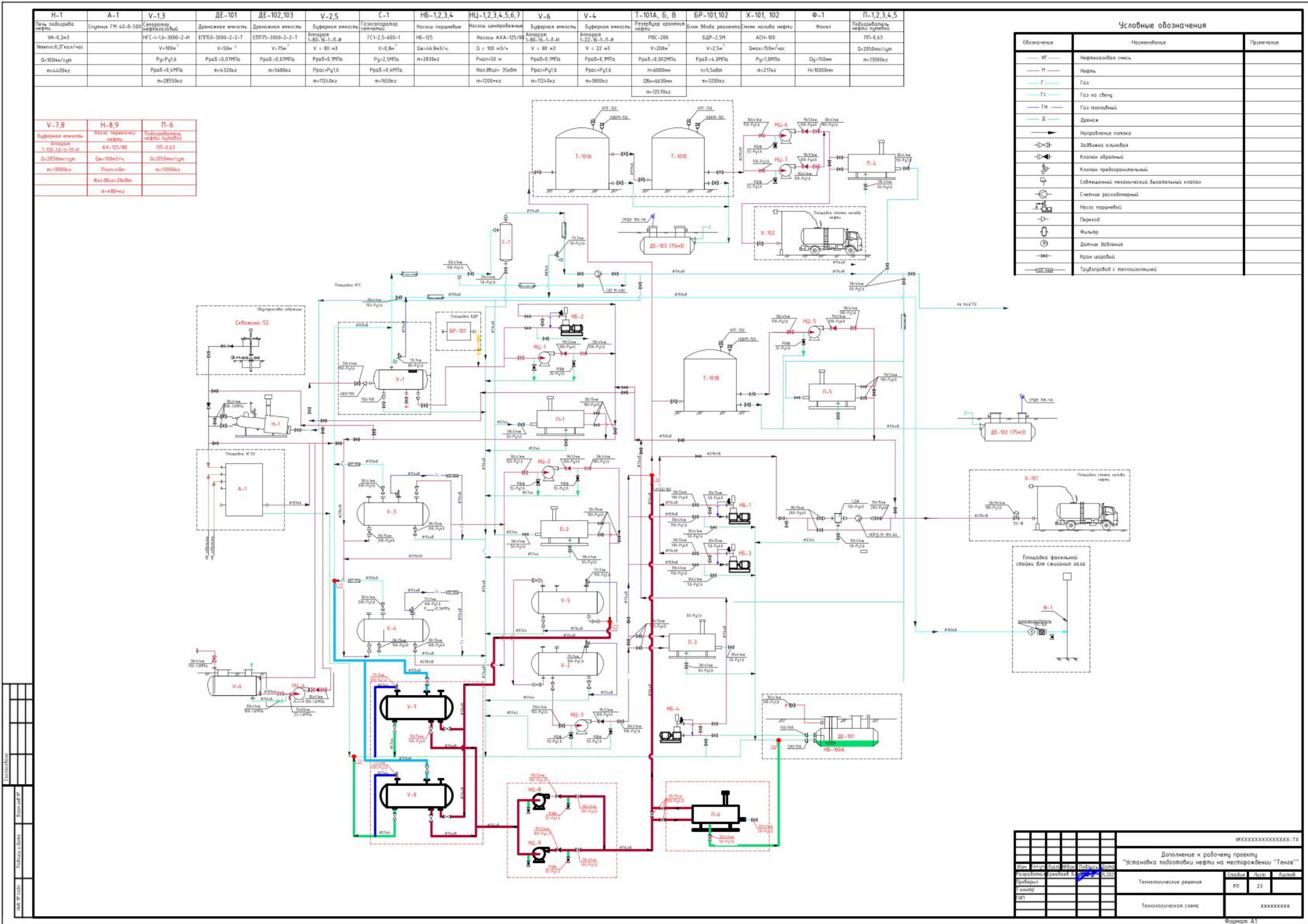


Рисунок 3.5 – Технологическая схема УПН

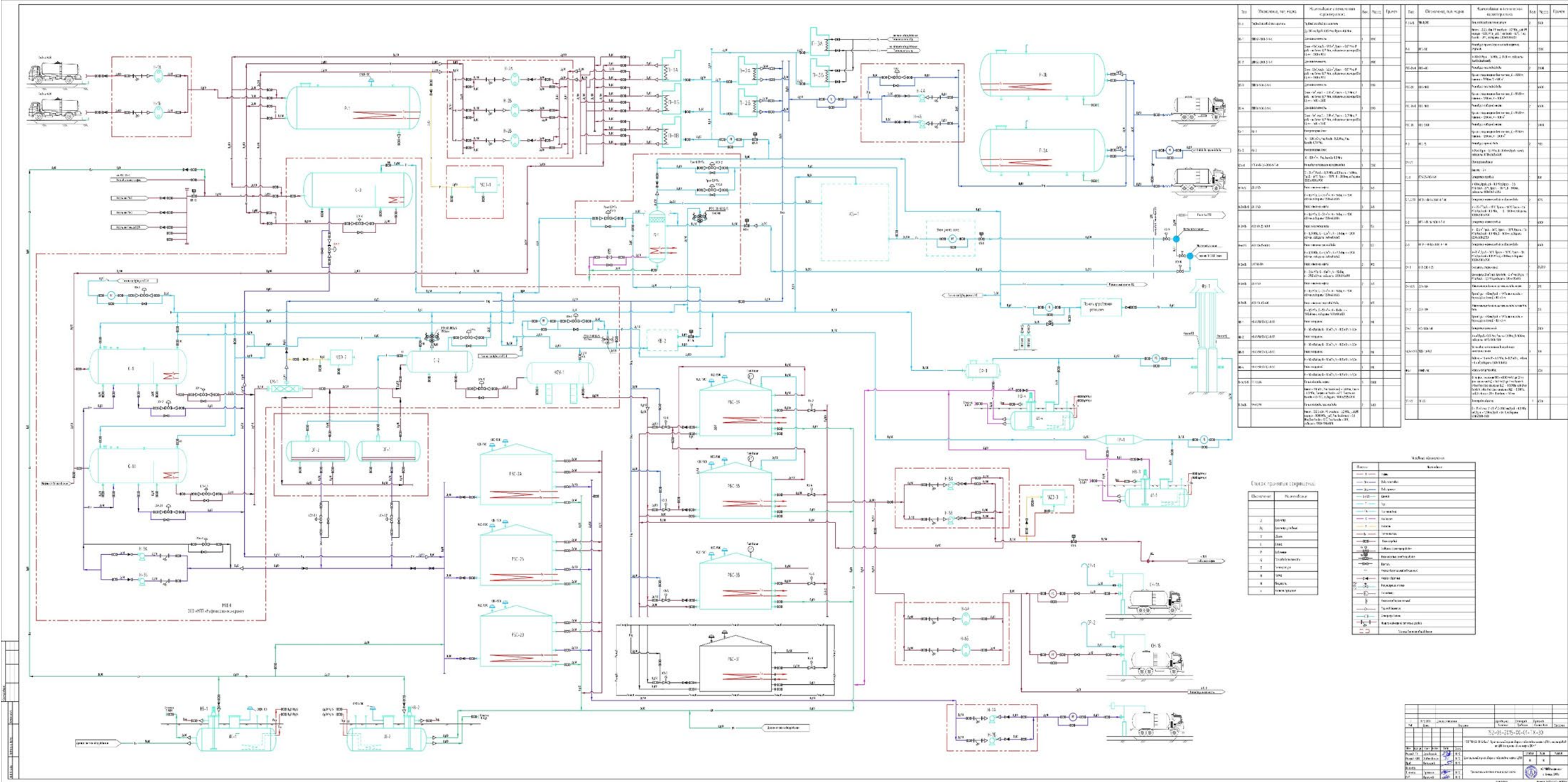


Рисунок 3.6 – Технологическая схема обустройства ЦПС

3.10 Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа на месторождении (за последние 5 лет)

С 2007 г. по настоящее время на месторождении Тенге продолжается утилизация попутного сырого газа на печах подогрева и подача излишков газа в ТОО «КазГПЗ».

В таблице 3.8 представлена динамика утилизации сырого газа за последние 5 лет.

Таблица 3.8 - Переработка и утилизация сырого газа на месторождении за последние 5 лет.

Показатели	Год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Добыча газа, млн м ³	8,890	8,6899	6,8339	10,664	18,7	6,1
Использование сырого газа на собственные нужды, млн м ³	4,654	4,0919	2,3169	6,431	13,6	3,5
Передача газа в ТОО «КазГПЗ», млн м ³	4,216	4,449	4,470	4,187	5,1	2,6
Сожжено газа на факелах, млн м ³	0	0	0,06	0,06	0,06	0

* Данные приведены по состоянию на 01.05.2025 г.

4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

Сжигание сырого газа на месторождении Тенге рассчитано на оставшийся период 2025 года (с 27.06 по 31.12) согласно «Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» и распределено следующим образом:

4.1 Обоснование объема сжигания газа при испытании объектов скважин (V_{III})

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Тенге сжигание сырого газа при испытании объектов скважин не предусмотрено.

$$V_{III}=0 \text{ м}^3$$

4.2 Обоснование объема сжигания газа в период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Тенге сжигание сырого газа по данному пункту не предусмотрено.

$$V_{IV}=0 \text{ м}^3$$

4.3 Обоснование объема сжигания газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа (V_V)

На этапе промышленной эксплуатации месторождения Тенге общий объем технологически неизбежного сжигания сырого газа в рассматриваемый период составит:

$$\text{- с 27.06 по 31.12.2025 год } V_V = 166\,238,5 \text{ м}^3$$

4.4 Обоснование объема сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V_6)

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа по категории V_6 на период с 27.06 по 31.12.2025 г. составит:

$$\text{- с 27.06 по 31.12.2025 год } V_6 = 0 \text{ м}^3$$

4.5 Обоснование объема сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7)

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа по категории V_7 на период с 27.06 по 31.12.2025 г. составит:

$$\text{- с 27.06 по 31.12.2025 год } V_7 = 106\,753,9 \text{ м}^3$$

4.6 Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа по категории V_8 на период с 27.06 по 31.12.2025 г. составит:

- с 27.06 по 31.12.2025 год $V_8 = 59\,484,6\text{ м}^3$

4.7 Обоснование объема сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)

Сжигание сырого газа по данному пункту на месторождении Тенге не предусмотрено.

- с 27.06 по 31.12.2025 год $V_9 = 0\text{ м}^3$

5 ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

В настоящее время основными направлениям утилизации добываемого газа на месторождении Тенге являются:

- ✓ использование газа на собственные технологические нужды;
- ✓ передача сырого газа в ТОО «КазГПЗ» для дальнейшей переработки.

На месторождении Тенге с 27.06.2025 г. планируется использование следующего технологического оборудования:

- Подогреватели нефти УН-0,2 – 44 единицы;
- Подогреватели нефти УН-0,2М3 – 21 единица;
- Подогреватели нефти УП-0,2 – 18 единиц;
- Подогреватели нефти ПП-0,63 – 26 единиц;
- Газопоршневые электростанции – 6 единиц (в 2025 г. – 4 в работе / 2 в резерве, в 2026 г. 5 в работе / 1 в резерве).

Итого 115 единиц оборудования.

Технология сбора и подготовки по плотности средней и вязкой нефти месторождения Тенге обуславливает необходимость ее подогрева на всех этапах технологической цепочки систем сбора и подготовки, что связано со значительными расходами газа в качестве топлива. На месторождении Тенге имеется газосборный пункт ГП-2, где производится сбор и отделение от капельной влаги и конденсата и очистка газа от мех. примесей, а также площадки для подготовки нефти УПН и ЦПС.

Технология подготовки газа на ГП-2 осуществляется следующим образом: газ общим потоком через гребёнку высокого давления (ГВД) поступает в сепаратор двухфазный, где происходит первичная очистка газа от механических примесей и от капельной влаги и конденсата. После сепарации, очищенный газ с давлением до 0,6 МПа, пройдя узел учета газа, по газопроводу направляется на ТОО «КазГПЗ», в результате чего обеспечивается полная утилизация попутного газа месторождения Тенге.

В таблице 5.1 представлен прогнозный расчет потребления сырого газа на собственные технологические нужды месторождения Тенге на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Таблица 5.1 – Прогнозный расчет потребления газа на собственные технологические нужды месторождения Тенге на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Зав. №	Инв. №	Год выпуска	В резерве	В работе	Расход газа, м³/час	Кол-во часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году)	Объем потребляемого газа, м³/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ГП-2	ПП-0,63	47	384	2017		1	65	24	188	293 280,0
2		ПП-0,63	281	1332	2020		1	65	24	188	293 280,0
3		ПП-0,63	23		2023		1	65	24	188	293 280,0
4	УПН	ПП-0,63	571	398	2013		1	65	24	188	293 280,0
5		ПП-0,63	262	386	2009		1	65	24	188	293 280,0
6		ПП-0,63	24		2023		1	65	24	188	293 280,0
7		ПП-0,63	48	830	2006		1	65	24	188	293 280,0
8		ПП-0,63	4	385	1997		1	65	24	188	293 280,0
9		ПП-0,63	МК-11.01.006		2024		1	65	24	188	293 280,0
10		ПП-0,63	7	334	1997		1	65	24	188	293 280,0
11	Расширение	ПП-0,63	МК-11.01.001		2023		1	65	24	188	293 280,0
12		ПП-0,63	МК-11.01.002		2023	1	-				0
13	ЦПС	ПП-0,63	235		2018		1	65	24	188	293 280,0
14		ПП-0,63	236		2018		1	65	24	188	293 280,0
15		ПП-0,63	249		2019		1	65	24	188	293 280,0
16		ПП-0,63	36		2024		1	65	24	188	293 280,0
17	СКВ.463	УП-0,2	42	1613	2022		1	12	24	188	54 144,0
18	СКВ.419	УП-0,2	35	1628	2021		1	12	24	188	54 144,0
19	СКВ.412	УП-0,2	36	1604	2021		1	12	24	188	54 144,0
20	СКВ.58	УП-0,2	21		2018		1	12	24	188	54 144,0
21	СКВ.221	УП-0,2	23		2018		1	12	24	188	54 144,0
22	СКВ.236	УП-0,2	34	1626	2021		1	12	24	188	54 144,0
23	СКВ.422	УП-0,2	37	1608	2021		1	12	24	188	54 144,0
24	СКВ.24	УП-0,2	22		2018		1	12	24	188	54 144,0
25	СКВ.230	УП-0,2	41	1603	2022		1	12	24	188	54 144,0
26	СКВ.229	УП-0,2	33		2021		1	12	24	188	54 144,0
27	СКВ.209	УП-0,2	39	1620	2022		1	12	24	188	54 144,0
28	СКВ.410	УП-0,2	40		2022		1	12	24	188	54 144,0
29	СКВ.2	УП-0,2	38	1627	2021		1	12	24	188	54 144,0
30	СКВ.408	УП-0,2	50		2023		1	12	24	188	54 144,0
31	СКВ.415	УП-0,2	49		2023		1	12	24	188	54 144,0
32	СКВ.432	УП-0,2	51		2023		1	12	24	188	54 144,0
33	СКВ.407	УП-0,2	53		2023		1	12	24	188	54 144,0
34	СКВ.464	УП-0,2	52	1804	2023		1	12	24	188	54 144,0
35	СКВ.102	УН-0,2М3	93	1335	2020		1	9,5	24	188	42 864,0
36	ПСН	УН-0,2М3	250	1354	2014		1	9,5	24	188	42 864,0
37	СКВ. 249	УН-0,2М3	92	1336	2020		1	9,5	24	188	42 864,0
38	СКВ.6	УН-0,2М3	91	1586	2020		1	9,5	24	188	42 864,0
39	СКВ.224	УН-0,2М3	321	62	2014		1	10,7	24	188	48 278,4
40	СКВ.253	УН-0,2М3	249	865	2008		1	10,7	24	188	48 278,4
41	СКВ.219	УН-0,2М3	591	610	2014		1	10,7	24	188	48 278,4
42	СКВ.109	УН-0,2М3	27		2023		1	10,7	24	188	48 278,4
43	СКВ.402	УН-0,2М3	89	1333	2020		1	10,7	24	188	48 278,4
44	СКВ.229-221	УН-0,2М3	78	1720			1	10,7	24	188	48 278,4
45	СКВ.227	УН-0,2М3	25		2023		1	9,5	24	188	42 864,0
46	СКВ.458	УН-0,2	14		2023		1	12	24	188	54 144,0
47	СКВ.466	УН-0,2	20		2024		1	12	24	188	54 144,0
48	СКВ.409	УН-0,2М3	34		2023		1	12	24	188	54 144,0
49	СКВ.207	УН-0,2	21		2024		1	12	24	188	54 144,0
50	СКВ.607	УН-0,2	26		2024		1	12	24	188	54 144,0
51	СКВ.465	УН-0,2	13	1881	2023		1	12	24	188	54 144,0
52	УПН	УН-0,2М3	26		2023		1	9,5	24	188	42 864,0
53		УН-0,2М3	90	1334	2020		1	9,5	24	188	42 864,0
54	ЦПС	УН-0,2М3	81		2018		1	12	24	188	54 144,0
55		УН-0,2М3	82		2018		1	12	24	188	54 144,0
56		УН-0,2М3	87		2019		1	12	24	188	54 144,0
57		УН-0,2М3	94		2021		1	12	24	188	54 144,0
58	СКВ.612	УН-0,2	36		2024		1	10	24	188	45 120,0
59	СКВ.202	УН-0,2	17		2023		1	10	24	188	45 120,0
60	СКВ.611	УН-0,2	37		2024		1	10	24	188	45 120,0
61	СКВ.204	УН-0,2	22		2024		1	10	24	188	45 120,0
62	СКВ.608	УН-0,2	23		2024		1	10	24	188	45 120,0
63	СКВ.215	УН-0,2	25		2024		1	10	24	188	45 120,0
64	СКВ.220	УН-0,2	18	1880	2023		1	10	24	188	45 120,0
65	СКВ.605	УН-0,2	12		2023		1	10	24	188	45 120,0
66	СКВ.411	УН-0,2М3	14		2023		1	10	24	188	45 120,0

Продолжение Таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
67	СКВ.414	УН-0,2	11		2023		1	10	24	188	45 120,0
68	СКВ.416	УН-0,2	16		2023		1	10	24	188	45 120,0
69	СКВ.417	УН-0,2	15		2023		1	10	24	188	45 120,0
70	СКВ.418	УН-0,2					1	10	24	188	45 120,0
71	СКВ.420	УН-0,2М3	41		2023		1	10	24	188	45 120,0
72	СКВ.603	УН-0,2	19		2024		1	10	24	188	45 120,0
73	СКВ.606	УН-0,2	24		2024		1	10	24	188	45 120,0
74	СКВ.18Н-01	УН-0,2М3	40		2023		1	10	24	188	45 120,0
75	СКВ.18Н-02	УН-0,2	28		2024		1	10	24	188	45 120,0
76	ГУ-2	ПП-0,63					1	65	24	188	293 280,0
77		ПП-0,63				1	-				0
78	ГУ-3	ПП-0,63			2024		1	65	24	188	293 280,0
79		ПП-0,63			2024	1	-				0
80	Коллектор от ГУ-3 до ЦПС	ПП-0,63	37		2024		1	65	24	188	293 280,0
81		ПП-0,63					1	65	24	188	293 280,0
82	ГУ-4	ПП-0,63					1	65	24	188	293 280,0
83		ПП-0,63				1	-				0
84	СКВ.404	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
85	СКВ.217	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
86	СКВ.302	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
87	СКВ.303	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
88	СКВ.304	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
89	СКВ.609	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
90	СКВ.307	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
91	СКВ.610	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
92	СКВ.305	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
93	СКВ.216	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
94	СКВ.212	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
95	СКВ.213	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
96	СКВ.233	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
97	СКВ.511	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
98	СКВ.512	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
99	СКВ.513	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
100	СКВ.514	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
101	СКВ.515	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
102	ГУ-6	ПП-0,63					1	50	24	188	225 600,0
103		ПП-0,63				1	-				0
104	СКВ. 546	УН-0,2					1	12	24	188	54 144,0
105	СКВ. 22Н-01	УН-0,2	27		2024		1	12	24	188	54 144,0
106	СКВ. 22Н-02	УН-0,2	31		2024		1	12	24	188	54 144,0
107	СКВ. 22Н-03	УН-0,2	29		2024		1	12	24	188	54 144,0
108	СКВ. 22Н-04	УН-0,2	33		2024		1	12	24	188	54 144,0
109	СКВ. 22Н-05	УН-0,2	30		2024		1	12	24	188	54 144,0
ИТОГО по печам за период:											10 308 566,4
1	Ввод в эксплуатацию с 27.06.2025	ГПЭС №1	L023TD		2024	в 2025 г. - 2 ед.	в 2025 г. - 4 ед.	69	24	184	304 704,0
2		ГПЭС №2	L065TD		2024			69	24	184	304 704,0
3		ГПЭС №3	L102TE		2024			69	24	184	304 704,0
4		ГПЭС №4	L117TE		2024			69	24	184	304 704,0
5		ГПЭС №5	L134TE		2024			69	24	16	26 496,0
6		ГПЭС №6	L174TK		2024			69	24	0	0
ИТОГО по ГПЭС за период:											1 245 312,0
ВСЕГО на собственные нужды за период:											11 553 878,4

Примечание:

- 1) с 27.06.2025 г. планируется запуск 4 ед. ГПЭС и 2 ед. в резерве;
- 2) в течение 2025 г. планируется ежеквартальное ТО каждой установки ГПЭС согласно План-графика (по 2 сут. 1 раз в квартал).

6 БАЛАНС ГАЗА

По утвержденным технологическим показателям разработки месторождения Тенге и по выполненным технологическим расчетам потребления газа на собственные нужды и технологически неизбежного сжигания сырого газа на факелах был скорректирован баланс сырого газа по месторождению на период с 27.06 по 31.12.2025 г., Таблица 6.1.

Таблица 6.1 – Баланс сырого газа по месторождению Тенге на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Год / Период	Добыча сырого газа, м ³	Объем потребления газа на собственные нужды (в т.ч. для выработки электроэнергии), м ³	Объём технологически неизбежного сжигания газа (V _v), м ³					Подача газа в ТОО «КазГПЗ», м ³	Утилизация, %
			ТНС газа при пуско-наладке технологического оборудования	ТНС газа при эксплуатации технологического оборудования	ТНС газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	ТНС газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	Итого		
	V ₁	V ₁	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _v	V ₅	
2025 с 27.06 по 31.12 (188 дней)	32 758 356,2	11 553 878,4	0	106 753,92	59 484,6	0	166 238,52	21 038 239,2	99,49

Примечание:

Объемы приняты согласно «Дополнения к Проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию на 01.04.2023 г. (Протокол ЦКРР РК № 46/8 от 14.12.2023 г.)

7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

На месторождении Тенге в планах на перспективу расширение и обустройства системы сбора и подготовки нефти. В этой связи компанией ТОО «TENGE Oil & Gas» разработаны два проекта:

1. Система сбора НГС месторождения Тенге. I - IV Этапы;
2. Центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПС) и нефтепровод от ЦПС до пункта сдачи нефти (ПСН).

По проекту «Система сбора НГС месторождения Тенге I Этап» согласно проектным решениям обустроены устья 7 добывающих скважин № 2, 109, 219, 221, 249, 253, 58, которые разделены на две очереди строительства. На всех 7 скважинах и двух ГУ предусмотрена установка устьевых нагревателей УН-02МЗ, что уже реализовано.

По проекту «Система сбора НГС месторождения Тенге II Этап» согласно проектным решениям предусмотрено обустройство устьев 18 добывающих скважин № 24, 109, 51, 102, 463, 227, 229, 422, 402, 419, 412, 408, 410, 209N, 230N, 415, 407, 432, 464, которые разделены на две очереди строительства. На всех 18 добывающих скважинах и на ГУ предусмотрена установка устьевых нагревателей УН-02МЗ, реализуется в настоящее время.

По проекту «Система сбора НГС месторождения Тенге III Этап» согласно проектным решениям предусмотрено обустройство устьев 26 добывающих скважин № 409, 18н-01, 411, 420, 465, 458, 414, 417, 416, 418, 220, 202, 215, 204, 18н-02, 603, 605, 606, 466, 607, 608, 22н-01, 22н-02, 22н-03, 22н-04, 22н-05. На всех 26 добывающих скважинах предусмотрена установка устьевых нагревателей УН-0,2, также предусмотрена установка печи на ГУ-3 типа ПП-0,63 – 1 ед., на ГУ-4 типа ПП-0,63 – 2 ед., на ГУ-2 типа ПП-0,63 – 1 ед. Начало реализации проекта - январь 2025 г., завершение планируется в июле 2025 г.

По проекту НГС – IV этап предусмотрено обустройство устьев 22 добывающих скважин № 207, 212, 213, 216, 217, 233, 302, 303, 304, 305, 307, 404, 511, 512, 513, 514, 515, 538, 609, 610, 611, 612 с установкой устьевых печей УН-0,2. Начало реализации проекта - июль 2025 г., завершение - январь 2026 г.

Также по проекту на ГУ-6 будет устанавливаться печь ПП-0,63, реализация проекта июль - январь 2026 г.

В проекте «Центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПС) и нефтепровод от ЦПС до пункта сдачи нефти (ПСН)» проектными решениями предусмотрено расширение Центрального пункта сбора и подготовки нефти (ЦПС).

В настоящее время завершены все этапы строительства объектов и установка многочисленного технологического оборудования, в том числе и установка печей подогрева ПП-0,63 и устьевые нагреватели УН-0,2МЗ.

Следует отметить, что компания ТОО «TENGE Oil & Gas» в ближайшем будущем планирует подать заявку на использование механизма UER по сокращению выбросов углерода с кодом ZCKL для дальнейшего сокращения выбросов метана с нефтяных месторождений.

С 27 июня 2025 года для выработки собственной электроэнергии планируется ввод в эксплуатацию газопоршневых электростанций (ГПЭС) в количестве 6 ед.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С целью эффективного и рационального использования газа, а также уменьшения экологической напряженности в регионе и снижения штрафных санкций за сжигание газа на факельных установках, в «Программе утилизации газа на месторождении Тенге» были рассмотрены варианты утилизации газа и определен наиболее рентабельный вариант - осушка и компримирование газа с целью подачи его на ТОО «КазГПЗ».

С 2007 г. по настоящее время, как результат реализаций проектных решений Программ, на месторождении Тенге продолжается использование газа на собственные технологические нужды месторождения, а также подача попутного газа в ТОО «КазГПЗ».

На период с 27.06 по 31.12.2025 г. сжигание сырого газа планируется на дежурной горелке факельной установки, при продувке факельной системы, а также при проведении ремонтных работ.

Объемы технологически неизбежного сжигания сырого газа на месторождении Тенге:
- в период с 27.06 по 31.12.2025 г. составит – 166 238,52 м³.

В «Корректировку Программы» могут быть внесены изменения, обусловленные фактическими объемами выхода попутного газа и результатами реализации отдельных пунктов программы.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

**Копии разрешительных документов и отчет об исполнении Программы развития
переработки сырого газа**

№ 17-1-17/25600 от 28.12.2023

№ 04-0/7649-ВН от 28.12.2023

Министерство энергетики Республики Казахстан
Заключение Государственной экспертизы
базовых проектных документов и анализов разработки
Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений
углеводородов Республики Казахстан

г. Астана

46/8

14 декабря 2023 года

Председательствовали:

Хасенов А.Г.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (председательствующий)
Арымбек К.Б.	Заместитель Председателя Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Зкрия Б.Ж., Климов П.В., Тналиев М.М., Кульбатыров К.А., Рзиева З.А., Джамикешов А.М., Бакенов Р.Б., Утегалиев С.А., Жалдай Н.Қ., Иманбаев Б.А., Мунара А., Куандыков Б.М., Казиев Н.М., Абытов Ф.Х., Хасанов Б.К.
Принимали участие посредством видео-конференции	Исказиев К.О., Бабашева М.Н., Шәмілұлы Қ., Мадиган А.Т., Шакуликова Г.Т., Герштанский О.С., Исаев М.
Отсутствовали	Кулжанов О.М., Сұпығалиев А.И., Галиев Е.Ф., Еламанов Б.Д.

Наименование недропользователя: ТОО «TENGE Oil&Gas»
Дата, номер и срок действия контракта: Договор на пользование недрами на месторождении «Тенге» в Мангистауской области 01.09.1995 г. № 30. Срок действия контракта до 5 сентября 2036 года.
Наименование проектной организации: ТОО «Timal Consulting Group»
Наименование проектного документа: «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге»
Независимый эксперт: Ильтуков Р.Ж., Кадыров Т.А.
Текущее состояние: Месторождение Тенге открыто в 1964 г. В 1996 г. составлена «Технологическая схема разработки XVIII-XXIII горизонтов нефтегазового месторождения Тенге». В 2002 г. составлен отчет «Анализ разработки залежей газа XIII-XVII горизонтов месторождения Тенге». В 2005 г. разработана «Программа мероприятий по дальнейшей разработке месторождения Тенге» (протокол ЦКР РК № 39 от 20.10.2006 г.). В 2008 г. выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата» (протокол ГКЗ РК № 708-08-У от 05.06.2008 г.).

Дата: 28.12.2023 10:14. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.20.1. Положительный результат проверки ЭЦП

Дата: 28.12.2023 17:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.20.1. Положительный результат проверки ЭЦП

В 2008 г. утверждена «Уточненная технологическая схема разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонты XVIII-XXIII) по состоянию на 01.01.2008 г.» (протокол ЦКР РК № 52 от 18.09.2008 г.).

В 2011 г. выполнен «Анализ разработки залежей газа XIII-XVII горизонтов месторождения Тенге по состоянию на 01.01.2011 г.».

В 2012 г. выполнено «Дополнение к уточненной технологической схеме разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонты XVIII-XXIII) на 01.01.2012 г.» (протокол ЦКР РК № 17-04-403-И от 07.03.2013 г.).

В 2016 г. выполнено «Дополнение к Уточненной технологической схеме разработки нефтяных и нефтегазовых залежей месторождения Тенге (горизонты XVIII-XXIII) по состоянию на 01.10.2015 г.», в рамках которого XXI горизонт выделен III объектом разработки (письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27-5-1798-И от 16.09.2016 г.).

В 2017 г. выполнен «Перевод запасов нефти и растворенного газа из категории C₂ в категорию C₁ XXIA горизонта месторождения Тенге по состоянию на 01.09.2017 г.» (протокол ГКЗ РК № 1895-18-У от 25.01.2018 г.).

В 2018 г. выполнен отчет «Анализ разработки XVIII-XXIII горизонтов месторождения Тенге по состоянию на 01.08.2018 г.» (протокол ЦКРР РК № 12-03-6498-И от 21.12.2018 г.).

В 2019 г. выполнен «Отчет по переработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении Тенге» (протокол № 18/2019 от 31.01.2019 г.).

В 2019 г. выполнен «Анализ разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (XVIII- XXIII горизонтов) месторождения Тенге по состоянию на 01.10.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 16/20 от 28-29.11.2019 г.).

В 2020 г. выполнен «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа XVIII-XXIII горизонтов месторождения Тенге по состоянию изученности 02.01.2019 г.» (протокол ГКЗ № 2154-20-У от 07.02.2020 г.).

В 2021 г. выполнен «Проект разработки месторождения Тенге по состоянию на 01.06.2020 г.» (протокол ЦКРР РК 10/5 от 21.01.2021 г.).

В 2022 г. выполнен отчет «Перевод из категории C₂ в категорию C₁ и уточнение запасов нефти и растворенного газа XXII Б1 (запад) залежи месторождения Тенге ... по состоянию изученности на 01.06.2021 г.» (протокол ГКЗ РК № 2410-22-У от 08.02.2022 г.).

В 2022 г. выполнен «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа XVIII горизонта месторождения Тенге Мангистауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 02.01.2022 г. (протокол ГКЗ РК № 2492-22-У от 13.12.2022 г.).

По состоянию на 01.04.2023 г. пробуренный фонд скважин составляет 80 скважин. Из них в действующем фонде 25 ед.: из них 3 газодобывающие и 22 нефтедобывающие скважины. Наблюдательный фонд составляет 33 ед., ликвидированный фонд - 20 ед. Специальный фонд состоит из 2 ед.

По состоянию на 01.04.2023 г. отобрано 800,9 тыс.т нефти и 996,6 тыс.т жидкости и 79,3 млн.м³ попутного нефтяного газа и 20361,3 млн.м³ свободного газа, текущий КИН составляет 0,012 доли.ед., при конечном утвержденном КИН – 0,274 доли ед. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 4,6%.

Принципиальные положения проектного документа:

В рамках дополнения к проекту разработки предусматривается 3 варианта разработки:

Вариант 1 предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин на упругогазоводонапорном режиме. Общий фонд составит 25 добывающих скважин. Разработка возвратных объектов не предусмотрено.

Вариант 2 предусматривает бурение добывающих скважин в период 2023–2032 гг., которое составит 142 ед., из них 15 скважин рекомендуется к бурению на возвратный объект горизонт XVIIIa в период 2029-2032 гг. Также в варианте предусматривается ГТМ по переводу добывающих скважин по всем основным объектам под нагнетание воды в период 2023-2029 гг. в количестве 27 ед. На возвратных объектах: горизонт XIX – перевод 1 добывающей скважины из другого объекта в 2055 г. и горизонт XX – перевод 3 добывающих скважин из других объектов в период 2049-2055 гг. Возвратные объекты эксплуатируются на естественном упругогазоводонапорном режиме. Общий фонд составит 140 добывающих и 27 нагнетательных скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает ввод из бурения 157 добывающих скважин с 2023 по 2032 гг., где 119 ед. являются вертикальными, 38 ед. горизонтальными. Эксплуатационные скважины будут переводиться между объектами разработки. Организация системы ППД будет осуществляться переводом 31 добывающей скважины под закачку воды в период 2023 – 2030 гг. после отработки на нефть. Фонд добывающих скважин достигнет 128 ед., нагнетательных скважин достигнет 31 ед.

Добыча до 2064 года.

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 3 240 394,45 тыс.тенге.

Рекомендации и замечания:

Независимый эксперт Ильтуков Р.Ж.:

отметил, что по исследованным скважинам высокий скин-фактор;
отметил, что добыча конденсата практически не ведется;
отметил падение пластового давления на 4 МПа;
рекомендует включить исследования по газовым скважинам на регулярной основе;
отметил тенденцию невыполнения ГДИС на газовых скважинах;
рекомендует включить расширенный комплекс исследований с целью доразведки продуктивных горизонтов, заложения оценочных скважин, перевода, углубления проектных эксплуатационных скважин, подтверждения промышленных запасов;
отметил, что отсутствует информационный отчет по выполнению построения геологической модели;
отметил, что гидродинамическая модель построена только для одного пласта – возвратный объект Ю-ХIIIA, без реализации системы ППД, на естественном режиме истощения;
рекомендует проведение ОПИ с выбором участка горизонта возвратного объекта Ю-ХVIIIa для реализации блочного заводнения и отработки эффективной технологии разработки, для реализации блочного заводнения и отработки эффективной технологии разработки нефтяной оторочки, с соответствующим технико-экономическим обоснованием и рассмотрением вопроса одновременной добычи свободного газа;
рекомендует выполнить полный пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата по всему месторождению в 2025 году на основе цифровой геологической модели;
отметил необходимость выполнения новой единой геологической модели;
рекомендует проведение ОПИ для каждого эксплуатационного объекта;
рекомендует рассмотреть возможность внедрения плунжерной системы добычи для извлечения жидкости с забоя скважины и избегания глушения скважины с выполнением соответствующей технико-экономической оценки;
рекомендует выполнить работу по гидродинамическому моделированию, инициализации полученной модели на историю разработки с многовариативным расчетом прогнозных

показателей, включая сценарии реализации барьерного заводнения для продуктивных залежей с массивными газовыми шапками;

рекомендует на регулярной основе осуществлять выполнение КВД для получения достоверных данных по энергетическому состоянию пласта для каждого продуктивного горизонта в отдельности в новых проектных скважинах и при планировании ГТМ в существующих скважинах;

рекомендует отобрать керн в новых проектных оценочных скважинах для проведения стандартных и специальных исследований;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан на 3 года.

Независимый эксперт Кадыров Т.А.:

отметил, что отсутствует информация по проведенным ГТМ целях интенсификации притока;

рекомендует выделить горизонт XVIIIa как самостоятельный объект;

отметил, что отсутствует информация по построению геологической и гидродинамической моделей;

рекомендует пересмотреть начальные геологические запасы газа и конденсата с утверждением КИГ и КИК;

рекомендует дополнительно провести отбор и исследование флюидов в пластовых условиях;

рекомендует проведение специального анализа керна в части определения коэффициента извлечения нефти и относительных фазовых проницаемостей;

отмечает, что в рамках ОПИ необходимо проведение аппробации при бурении горизонтальных скважин;

отметил, что необходимо создать геологические и гидродинамические модели по всем горизонтам и месторождению в целом;

рекомендует составить новый проектный документ и рассмотреть варианты с барьерной закачкой в горизонтах с газовой шапкой, объем которого составляет 50% и более к общему объему запасов залежи, для избежания перетоков фаз;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан на 3 года.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что гидродинамическая модель построена только для первого объекта (XVIII горизонта);

отметила, что пачка А (XVIII горизонта) планируется разрабатываться только с 2029 года, при этом геологические запасы нефти составляют 7 млн. т., газа 9,6 млрд. м³;

отметила информацию недропользователя, что у пачек А Б и В единый газовый контакт и в восточной части месторождения имеются глинистые пережимы толщиной 2 м., на 2024 год планируется бурение 30 скважин и определение гидродинамической скважины между пачками;

отметила, что за 2021 г. и 2022 г. предусмотрено бурение 19 проектных скважин, тогда как фактически пробурена 1 скважина;

отметила, что проектные решения предусмотрены только для пачек Б и В;

рекомендует до конца 2024 года представить на ЦКРР информацию с результатами по пачке А;

рекомендует согласовать «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге» до конца рентабельного периода с утверждением технологических показателей по рекомендуемому третьему варианту разработки с 2024 года по 2026 год при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

Заключение: Государственная экспертиза базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан **согласовывает** «Дополнение к проекту разработки месторождения Тенге» до конца рентабельного периода с утверждением технологических показателей по рекомендуемому третьему варианту разработки с 2024 года по 2026 год при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

**Председатель Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан**

А. Хасенов

**Секретарь Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан**

А. Тлегенова

Согласовано

27.12.2023 20:39 Арымбек Құдайбергін Берікұлы

27.12.2023 20:39 Тлегенова Асель Нуржановна

Подписано

28.12.2023 08:17 Хасенов Асхат Галимович



№ 13-1-0/7193-ВН от 22.11.2024

Министерство энергетики Республики Казахстан
Рабочая группа по вопросам развития переработки сырого газа

Протокол № 24/2

г. Астана

8 ноября 2024 года

Участвовали:

Таубаев Б.Р. – Директор Департамента газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан, заместитель председателя рабочей группы;

Алиев Е.Ж. – Заместитель директора Департамента газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан, заместитель председателя рабочей группы;

Бердиев Н.О. – Директор Департамента государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан, член рабочей группы.

Ештай Д.Б. – Руководитель Управления добычи, транспортировки и переработки газа Департамента газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан, член рабочей группы;

Зкрия Б.Ж. – Директор Департамента недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан, член рабочей группы;

Рустемов Н.А. – Заместитель директора Департамента разработки и добычи нефти Министерства энергетики Республики Казахстан, член рабочей группы;

Казиев Н.М. – Директор Департамента по добыче АО «НК «QazaqGaz», член рабочей группы;

Бубенцов М.В. – Директор Департамента «Экспертизы, проектирования и технического регулирования» АО «Ситуационно-аналитический центр топливно-энергетического комплекса» РК, член рабочей группы;

Аскарулы Р. – Главный менеджер Департамента технического обеспечения проектов товарищества с ограниченной ответственностью «PSA», член рабочей группы;

Кадыржан А. – Координатор проектной группы товарищества с ограниченной ответственностью «PSA», член рабочей группы.

Приглашенные:

От ТОО «TENGE Oil & Gas»:

Джандосов А.О. – Первый заместитель генерального директора;

Габитов Р.И. – Заместитель генерального директора по геологии и разработке;

Койланов А.М. – Начальник службы по охране труда, промышленной

Дата: 22.11.2024 20:50. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.22.2. Показательный результат проверки ЭЦП

безопасности и экологии;

Илихэму Ташибаефу – Представитель акционеров.

1) Цель обращения недропользователя:

Утверждение *«Программы развития переработки сырого газа месторождения Тенге на 2025-2026 гг.»*.

2) Номер и дата контракта на недропользование:

Дополнение к Учредительному договору Совместного предприятия «Тенге» зарегистрированному в качестве Договора на пользование недрами от «01» сентября 1995 года № 30. Срок действия Контракта до «05» сентября 2036 года.

3) Наименование базовых проектных документов, анализов разработки месторождений с указанием протоколов ЦКРР РК:

«Дополнение к «Проекту разработки месторождения Тенге» по состоянию на 01.04.2023 г.» (Протокол ЦКРР РК от «14» декабря 2023 года № 46/8);

4) Наименование действующей Программы развития переработки сырого газа / Корректировки Программы развития переработки сырого газа:

Корректировка «Программы развития переработки сырого газа месторождения Тенге на период 2022-2024 гг.».

5) Наименование проекта Программы развития переработки сырого газа / Корректировки Программы развития переработки сырого газа для рассмотрения на заседании Рабочей группы:

Программа развития переработки сырого газа месторождения Тенге на период 2025-2026 гг.

6) Баланс газа (приложение № 1 к настоящему Протоколу).

Проголосовали:

За – 9 (Таубаев Б.Р., Алиев Е.Ж., Бердиев Н.О., Ештай Д.Б., Зкрия Б.Ж., Рустемов Н.А., Бубенцов М.В., Аскарулы А., Каражанов А.К.).

Против – 0.

По итогам заседания Рабочей группы принято РЕШЕНИЕ:

1. В соответствии с «Формой программы развития переработки сырого газа», утвержденной Приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №165, рекомендовать к утверждению представленную ТОО «TENGE Oil & Gas» *«Программу развития переработки сырого газа месторождения Тенге на период 2025-2026 гг.» с технологическими*

показателями на 2025 год.

2. В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной Приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №164, технологически неизбежное сжигание сырого газа на месторождении Тенге на 2025 год составит в объеме **266 746,2 м³**, в том числе, по категориям: $V_6 - 0 \text{ м}^3$, **$V_7 - 207 261,6 \text{ м}^3$** , **$V_8 - 59 484,6 \text{ м}^3$** , $V_9 - 0 \text{ м}^3$ при добыче газа 63 600 000 м³.

3. В соответствии с пунктом 2 статьи 147 Кодекса «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс) недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа.

4. В силу подпункта 3) пункта 5 статьи 125 Кодекса ТОО «TENGE Oil & Gas» предоставить информацию в Министерство энергетики Республики Казахстан по обеспечению достоверного учета добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче.

5. Рекомендовать недропользователю ТОО «TENGE Oil & Gas» вести учет технологических потерь углеводородного сырья по месторождению Тенге и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

6. Отметить о необходимости включения потерь углеводородов в Проект разработки месторождения.

7. Рекомендовать недропользователю ТОО «TENGE Oil & Gas» в соответствии с проектными документами на недропользование осуществлять добычу по герметизированной системе сбора и подготовку добываемой продукции скважин и обеспечить условие безаварийной эксплуатации скважин.

8. Отметить, что утилизацию и сжигание сырого газа в факелах необходимо осуществлять с соблюдением требований законодательства в области охраны окружающей среды и промышленной безопасности.

В соответствии с «Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №166, ТОО «TENGE Oil & Gas» представить в Министерство энергетики Республики Казахстан отчет о ходе выполнения «Программы развития переработки сырого газа месторождения Тенге на период 2025-2026 гг.» по итогам 2025 года не позднее 25 января 2026 года.

**Заместитель председателя
Рабочей группы**

Б. Таубаев

**Секретарь
Рабочей группы**

К. Бағытов

Приложение № 1
к Протоколу
от «8» ноября 2024 года
№ 24/2

Баланс газа месторождения Тенге:

Период	Добыча газа, м³	Использование газа на собственные нужды (печи и котлы), м³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, м³					Объем поставки газа на УКНГ / ГПЗ, м³	Утилизация газа в %
			V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _у		
2025	63 600 000	14 230 848	0	207 261,6	59 484,6	0	266 746,2	49 102 405,8	99,58

Согласовано
21.11.2024 19:13 Елтай Даулет Бақтырұлы
22.11.2024 12:08 Рустемов Нуржан Аристанович
22.11.2024 18:56 Бердиев Нурлыбек Оринталиевич
22.11.2024 19:44 Зкрия Бахтияр Жанатович
22.11.2024 20:36 Алиев Елтай Жумабаевич
Подписано
22.11.2024 20:47 Таубаев Бахытжан Рысбекович

Дата: 22.11.2024 20:50. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentlog 7.22.2. Показатели будут результат проверки ЭЦП

Министерство энергетики Республики Казахстан - Батылов К.Б.

Форма

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Объем сырого газа, затраченного на переработку и (или) утилизацию (млн.м3), в том числе:
		Наименование недропользователя	Наименование месторождения с указанием номера контракта	Период, действия отчетной программы развития переработки сырого газа	Плановый показатель добычи сырого газа согласно программе развития переработки сырого газа	Промышленная добыча сырого газа	Добыча сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения	Добыча сырого газа при испытании объектов скважин	Причины расхождения фактической добычи сырого газа от планового показателя, указанного в программе развития переработки сырого газа	На переработку до товарного и сжиженного газа	На выработку электроэнергии	На обратную закачку в пласт (с указанием цели закачки)	На использование на собственные технологические нужды	На сжигание в газопроводах (с указанием получателей)	Прочие (расписать)	
		ТОО «TENGE Oil & Gas»	Месторождение Тенге. Дополнение №13 от 05.02.2016 г к Контракту N.30 от 05.09.1995г., право на недропользование было передано от ТОО «СП «Тенге» ТОО «TENGE Oil & Gas»	2024г.	Проектная добыча газа: 8,50 млн.м3 (природный); 29,041 млн.м3 (попутный).	Природный газ — 6,895 млн.м3. попутный газ — 18,669 млн.м3.	-	-	В связи с невыполнением плана по бурению добывающих скважин.	-	-	-	13,600 млн.м3	Попутный газ — 17,405 млн.м3 в ТОО «KazTPZ» согласно договору №09-06-2024 от 25.12.2023 г. Природный газ — 20,700 млн.м3 в ТОО «KazTPZ» согласно договору №10-06-2024 от 25.12.2023 г.	0,056 млн.м3 потери при транспортировке в ТОО «KazTPZ»	

Продолжение

Объем сожженного сырого газа (млн.м3)		Объем сжигания сырого газа, в том числе:		Фактический объем сжигания сырого газа, в том числе:	
Разрешенный объем сжигания сырого газа, в том числе:		При технологически неизбежном сжигании газа:		При технологически неизбежном сжигании газа:	
Технологические потери сырого газа	16	При пуско-наладке технологического оборудования	17	При пуско-наладке технологического оборудования	23
		При эксплуатации технологического оборудования	18	При эксплуатации технологического оборудования	24
		При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	19	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	25
		При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	20	При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	26
		При пробной эксплуатации месторождения		При пробной эксплуатации месторождения	
		21	22	При испытании объектов скважин	
		27	28	При испытании объектов скважин	
		29	30	Другие (в том числе аварийный)	
		0,060	0,060		

Продолжение	Примечание	Причины невыполнения	Выполнение, %	Дата строительства объектов утилизации сырого газа							
				Завершение		Фактически	По программе развития переработки сырого газа				
				Начало	Фактически						
30	Наименование объекта утилизации сырого газа (строительство трубопровода, установка газогенератора, установка газопоршневой электростанции, строительство установки комплексной подготовки газа и др.)			По программе развития переработки сырого газа	31	32	33	34	35	36	37
	Утилизация попутного газа осуществляется в рамках изначально существующей технологии подготовки нефти (на ГУ-1) и газа (на ГП-2)		Нс предусмотрено								-

Исполнитель Юсупов А.
Тел: 87012700402

Руководитель Чэнь Цинъюнь

Главный бухгалтер Бейсимбинова А.

Адрес : Мангистауская обл., г.Жанаозен, Западная промышленная зона
Электронный адрес: info@tenge-oilgas.kz

Место печати

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Спецификация паспорта и план-графики
технического обслуживания и ремонтных работ технологического оборудования

Перечень документов		Кол-во страниц
1	Подогреватель путевой ПП-0,63	3
2	Устьевой подогреватель УП-0,2	3
3	Устьевой нагреватель УН-0,2	3
4	Паспорт на ГПЭС	7
5	Паспорт факельной установки УФ-20-150-СФО-110	4
6	Сертификат о поверке прибора учета ЭМИС-ВИХРЬ 200	1
7	Паспорт прибора учета ЭМИС-ВИХРЬ 200	6
8	Паспорт прибора учета (счетчики газа) СГ-16МТ	6
9	График плановых профилактических работ на печах на 2025-2026 гг.	2
10	План ППР и ТО для ГПЭС на 2025-2026 гг.	2

ПРИЛОЖЕНИЕ В

**Расчет объемов сжигания сырого газа
на период с 27.06 по 31.12.2025 г.**

1. Обоснование нормативов и объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа, V_v , m^3 на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Согласно п.16 главы 5 Методики объем ТНС газа определяется по формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9, \text{ где}$$

V_v – норматив и объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, m^3 ;

V_6 – норматив и объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, определяется на основе технических характеристик, паспортов, проектной документации технологического оборудования и план-графика пусконаладочных работ, m^3 ;

V_7 – норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования, m^3 ;

V_8 – норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов, m^3 ;

V_9 – норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, m^3 .

2. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, V_6 , m^3

На период с 27.06 по 31.12.2025 г. ввод в эксплуатацию нового технологического оборудования на месторождении Тенге не предусмотрено.

3. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, V_7 , m^3

Согласно ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования» для обеспечения надежности производства на объектах подготовки нефти и газа предусматриваются факельные системы, оборудованные дежурными горелками. Установленные факела используются для сжигания сырого газа при проведении ремонтных работ технологического оборудования и при аварийном сжигании газа.

Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования определяется технологическими регламентами установок, рекомендациями поставщиков-изготовителей оборудования, а также, паспортными характеристиками оборудования.

В соответствии с ПБ 09-12-92 «Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» на факельных установках предусматриваются дежурные горелки. Также для предотвращения попадания воздуха в факельную систему предусматривается постоянная подача продувочного (затворного) газа с интенсивностью, обеспечивающей необходимую скорость потока в расчете на сечение факельного ствола под оголовком.

Объем расхода газа на эксплуатацию факела определяют расчетным путем или принимают в соответствии с технологическим регламентом. Расход газа на факел состоит из объема газа, подаваемого на дежурные горелки и объема затворного (продувочного) газа, подаваемого в факельную систему для предотвращения попадания в нее воздуха.

Производственные объекты месторождения Тенге оснащены факельными установками высокого и низкого давления ГФНГ-150/50-48, эксплуатация дежурных горелок факельных установок предусмотрена в непрерывном режиме. Исходя из паспортных данных на факельное устройство расход сырого газа на дежурные горелки ФВД и ФНД принят - 3 м³/час;

Сжигание на дежурной горелке

Исходя из паспортных данных потребление сырого газа дежурными горелками на период с 27.06 по 31.12.2025 г. составит (Таблица 1):

Таблица 1 - Объем ТНС сырого газа для поддержания работы дежурных горелок ФВД и ФНД (V₇) на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Период	Место установки	Наименование факельной установки	Кол-во дней работы в году	Кол-во дежурных горелок	Расход газа м³/час	Итого, м³
2025 с 27.06 по 31.12 (188 дней)	Центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПС)	ФВД	188	1	3,0	13 536,0
		ФНД	188	1	3,0	13 536,0
	Итого					27 072,0

Сжигание затворного (продувочного) газа

Расход затворного (продувочного) газа определен в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации факельных систем» (утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК № 311 от 16.07.2012 г.):

Для предотвращения попадания воздуха в факельную систему предусматривается подача продувочного газа с интенсивностью, обеспечивающей скорости потока в расчете на сечение факельного ствола под оголовком:

- не менее 0,05 м/с - с газовым затвором;
- не менее 0,9 м/с - без газового затвора при ρ продувочного газа 0,7 кг/м³ и более;
- не менее 0,7 м/с - без газового затвора при инертном продувочном газе (азоте).

Расчет расхода продувочного газа суммарно для двух дежурных горелок факелов ВД и НД на месторождении Тенге составит (Таблица 2):

$$Q = 2 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \pi v = 2 \times \left(\frac{0.25}{2}\right)^2 \times 3,14 \times 0,05 \times 3600 = 17,66 \text{ м}^3/\text{час}$$

Расчет объема ТНС сырого газа при продувке факельных коллекторов на месторождении Тенге представлен в Таблице 2.

Таблица 2 - Объем ТНС сырого газа при продувке факельных коллекторов ФВД и ФНД (V₇) на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Период	Место установки	Наименование факельной установки	Кол-во дней работы в году	Кол-во коллекторов	Расход газа м ³ /час	Итого, м ³
2025 С 27.06 по 31.12 (188 дней)	Центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦПС)	ФВД	188	1	8,83	39 840,96
		ФНД	188	1	8,83	39 840,96
	Итого					79 681,92

Таким образом, объем ТНС сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V₇) составляет:

- на период с 27.06 по 31.12.2025 г. – 106 753,92 м³.

4. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования, V₈, м³

Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования V₈ рассчитывается на основании технической документации на оборудование и с учётом запланированных ремонтных работ, в том числе по капитальному ремонту, техническому обслуживанию и проведению технических инспекций, согласно требованиям нормативных документов РК.

Данная категория включает в себя объемы сжигания газа при остановке и опорожнении технологического оборудования и подготовке его к ремонту и техобслуживанию.

На месторождении Тенге планируются ежегодные плановые остановки на техническое обслуживание (ТО) и текущий ремонт (ТР) согласно «План-графика проведения ремонтных работ на 2025-2026 год» (представлен в Приложении Б).

Объем сжигания сырого газа при ТО и ТР определяется по формуле:

$$Q_{\text{рнс}} = V_{\text{го}} \times K, \text{ где}$$

V_{го} – геометрический объем, м³;

коэффициент $K = (P + 1,01325) \times 293 / (T \times 1,01325 \times Z)$

Расчет объема ТНС сырого газа при проведении ТО и ТР на месторождении Тенге представлен в Таблице 2.

Таким образом, общий объем ТНС сырого газа по месторождению Тенге составит:

- на период с 27.06 по 31.12.2025 г. – **166 238,52 м³**.

Таблица 3 - Объем ТНС сырого газа при проведении ТО и ТР (Vs) на период с 27.06 по 31.12.2025 г.

Объем газа при опорожнении газопроводов, м³								
Газовые трубопроводы	Диаметр внутренний, мм	Длина, м	Геометрич объем, (Π*(Д) *2)/4)*L, м³	Раб параметры			Коэффициент К	Объем сжигания, м³
				Температура, Т (К)	Давление, Р (кг/см²)	Коэффициент сжимаемости, Z		
От нефтегазового сепаратора до газового сепаратора ГС1-25-600	150	5	0,0883	323	6,0	0,998	6,29125	1,6668
От газового сепаратора до печи подогрева ПП-063	50	45	0,0883	313	2,0	0,998	2,78940	0,7390
От газосепаратора до замерного узла	80	2	0,0100	323	6,0	0,998	6,29125	0,1896
От замерного узла до ГП-2	100	8000	62,8000	323	6,0	0,998	6,29125	1185,2724
От Гп-2 до ТОО «КазГПЗ»	426	9000	1282,1279	288	6,0	0,998	7,05582	27139,3798
от скв. № 219 (УН-0,2М3) до основного коллектора коллектора	114	220	2,2444	288	1,5	0,998	2,52850	17,0250
от скв. № 253 (УН-0,2М3) до основного коллектора коллектора	50	270	0,5299	313	1,5	0,998	2,32655	3,6983
от скв. № 221 (УН-0,2М) до основного коллектора коллектора	114	1050	10,7120	313	1,5	0,998	2,32655	74,7656
от скв. № 109 (УН-0,2М3) до основного коллектора коллектора	114	200	2,0404	313	1,5	0,998	2,32655	14,2411
от скв. № 463 (УП-0,2) до скв. №408	89	660	4,1039	313	1,5	0,998	2,32655	28,6435
от скв. № 419 (УП-0,2) до основного коллектора	57	220	0,5611	313	1,5	0,998	2,32655	3,9163
от скв. № 412 (УП-0,2) до основного коллектора	57	280	0,7141	313	1,5	0,998	2,32655	4,9844
от скв. № 58 (УГПП-0,2) до скв. №463	50	1000	1,9625	313	1,5	0,998	2,32655	13,6975
от скв. № 221 (УН-0,2М) до скв. №230	114	271	2,7647	313	1,5	0,998	2,32655	19,2966
от скв. № 236 (УП-0,2) до основного коллектора	57	230	0,5866	313	1,5	0,998	2,32655	4,0943
от скв. № 2 (УП-0,2) до основного коллектора	50	20	0,0393	313	1,5	0,998	2,32655	0,2740
от скв. № 230 (УП-0,2) до основного коллектора	57	650	1,6578	313	1,5	0,998	2,32655	11,5709
от скв. № 224 (УН-0,2М3) до ГУ-I	57	391,3	0,9980	313	1,5	0,998	2,32655	6,9657
от скв. № 249 (УН-0,2) до основного коллектора	114	700	7,1413	293	1,5	0,998	2,48536	53,2460
от скв. № 422 (УП-0,2) до основного коллектора	50	300	0,5888	313	1,5	0,998	2,32655	4,1093
от скв. № 402 (УН-0,2М3) до основного коллектора	57	280	0,7141	313	1,5	0,998	2,32655	4,9844
от скв. № 229 (УП-0,2) до основного коллектора	73	1050	4,3924	313	1,5	0,998	2,32655	30,6576
от скв. № 6 (УН-0,2М3) до основного коллектора	114	164	1,6731	313	1,5	0,998	2,32655	11,6777
от скв. № 410 (УП-0,2) до основного коллектора	50	480	0,9420	313	1,5	0,998	2,32655	6,5748
от скв. № 408 (УП-0,2) до основного коллектора	89	660	4,1039	313	1,5	0,998	2,32655	28,6435
от скв. № 415 (УП-0,2) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
от скв. № 102 (УН-0,2) до основного коллектора	50	200	0,3925	313	1,5	0,998	2,32655	2,7395
от скв. № 227 (УН-0,2 М3) до основного коллектора	50	260	0,5103	313	1,5	0,998	2,32655	3,5614
ЦПС(УН-0,2М3) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ЦПС(УН-0,2М3) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ЦПС(УН-0,2М3) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ЦПС(УН-0,2М3) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
УПН (УН-0,2М3) до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН (УН-0,2М3) до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН (УН-0,2М3) до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН (УН-0,2М3) до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
ПСН (УН-0,2М3) до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
ЦПС-ПП-0,63А до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ЦПС-ПП-0,63А до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ЦПС-ПП-0,63А до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
УПН-ПП-0,63 до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН-ПП-0,63 до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН-ППП-0,63 до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
УПН-ПП-0,63 до основного коллектора	50	40	0,0785	313	1,5	0,998	2,32655	0,5479
ГП-2 (ППП-0,63) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ГП-2 (ППП-0,65) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	2,32655	0,8219
ГП-2 (ППП-0,63) до основного коллектора	50	60	0,1178	313	1,5	0,998	6,93541	0,8219
от скв. № 107 до ГП-1	114	2200	22,4441	293	6,0	0,998	6,93641	466,9770
от скв. № 126 до ГП-2	114	1500	15,3028	293	6,0	0,998	6,93641	318,3934
от скв. № 119 до ГП-2	114	875	8,9266	293	6,0	0,998	6,93641	185,7295
от скв. № 104 до ГП-3	114	380	3,8767	293	6,0	0,998	6,93641	80,6597
ИТОГО:								29 742,3
Количество ТО и ППР - 2 раза в год (1 ТО и 1 ППР)								59 484,6
Примечание: Расчеты проведены по паспортным данным. Объем газа при ТО и ППР технологического оборудования определяется (м3 в год): $Орнсж = V_{го} * K$, где $V_{го}$ - геометрический объем, м³ $K = (P + 1,01325) * 293 / (T * 1,01325 * Z)$;								