

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХТУРКМУНАЙ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«GREEN PRO GROUP»

«СОГЛАСОВАНО»

Генеральный директор
ТОО «Казактуркмунай»


Жамзина А.Н.
«___» _____ 2025 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Вице-министр энергетики
Республики Казахстан


Туткышбаев К.С.
_____ 2025 г.

ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ
СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»
В АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2026 ГОД
ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ ЛАКТЫБАЙ

Генеральный директор
ТОО «GREEN PRO GROUP»



Кудмагамбетова Б.М.

г. Астана 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

2. ВВЕДЕНИЕ	4
3. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	5
3.1 Общие сведения о месторождении Лактыбай	5
3.2 Основание для проектирования	8
3.3 Запасы нефти и газа.....	9
3.4 Физико-химические свойства нефти и газа месторождений	9
3.5 Текущее состояние разработки месторождений	17
3.6 Технологические проектные показатели разработки	18
3.7 Газовый фактор (проектный, фактический и динамика изменения газового фактора за последние 5 лет)	19
3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов	19
3.9 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа месторождений.....	19
3.10 Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа (за последние 5 лет)	22
4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА.....	22
4.1 Объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин.....	22
4.2 Объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения	22
4.3 Объем сжигания сырого газа при технологически неизбежном сжигании.....	22
4.4 Объем сжигания сырого газа при проведении пуско-наладочных работ технологического оборудования (V6).....	23
4.5 Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)	23
4.6 Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)	24
4.7 Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V9)	24
5 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА.....	25
6 БАЛАНС ГАЗА.....	25
7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА.....	27
8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	28
ПРИЛОЖЕНИЕ А	28
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	47
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	74

2. ВВЕДЕНИЕ

Ресурсы газа в Актыобинской области состоят из свободного газа (в основном, газ газовой шапки) и растворенного газа, и сосредоточены на 20 месторождениях, находящихся на территории области.

Одним из таких нефтегазовых месторождений Актыобинской области, находящихся на стадии промышленной разработки, является месторождение Лактыбай компании ТОО «Казахтуркмунай».

ТОО «Казахтуркмунай» основано в 1993 году и осуществляет свою деятельность на основании Договора с Правительством РК на разведку, разработку, добычу, переработку и сбыт нефти от 31.05.1994 года и лицензии МГ №42 (нефть), от 23.02.1995 года.

Приоритетные направления деятельности Компании в области промышленной и экологической безопасности - постоянное совершенствование систем технического, технологического и экологического управления, оценка, контроль и рациональное использование сырого природного ресурса, своевременное выявление аварийно-опасных объектов, обеспечение готовности предприятий к эффективной ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

В целях минимизации эмиссии в окружающую среду сырого газа, а также положительного решения экологических проблем региона, ТОО «Казахтуркмунай» в 2006г была разработана «Программа утилизации сырого газа месторождений ТОО «Казахтуркмунай», и затем утверждена на заседании Рабочей группы МЭМР по мониторингу выполнения недропользователями Программ утилизации сырого газа (Протоколом №5/4 от 15 июня 2006 года).

02 декабря 2024 года получено разрешение на сжигание в факелах сырого газа на месторождении Лактыбай в общем объеме 0,4974 млн.м³ на 2025 год (Разрешение №KZ47VPC00024827). Из них объемы сжигания газа по категориям:

V6 – 0,0133 млн.м³

V7 – 0,4841 млн.м³

V8 – 0,00 млн.м³

V9 – 0,00 млн.м³

Настоящая Программа разработана на основании действующего проектного документа, с расчетом баланса добываемого газа на 2026 год.

3. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

3.1 Общие сведения о месторождении Лактыбай

Месторождение Лактыбай находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рис. 3.1.1)

В орографическом отношении площадь работ располагается в пределах Предуральского плато к югу от песчаного массива Кокжиде. Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Расстояние до г. Актобе от месторождения составляет 260 км. Ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс в 35 км на СЗ. В непосредственной близости находятся разрабатываемые нефтяные месторождения: Каратюбе Южное, Жанажол, Кенкияк надсолевой и подсолевой, Кокжиде и другие. Ближайшая железнодорожная станция Караулкельды находится в 140 км на СЗ. Расстояние до газо- и нефтеперекачивающей станции Кенкияк составляет 82 км.

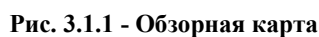
Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмба, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. В летнее время река значительно мелеет. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд. Долина реки неширокая, в некоторых местах достигает 1,5-2 км. Река на всем протяжении имеет небольшую глубину и песчаное дно.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко-континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль. Минимальная температура воздуха в эти месяцы достигает -45°C . Самым жарким месяцем является июль, температура воздуха достигает $+43^{\circ}\text{C}$. Снеговой покров ложится обычно в середине ноября и сохраняется до конца марта. В начале зимы толщина снегового покрова бывает незначительной, но в течение зимы она увеличивается до 25 см. В январе и феврале наблюдаются сильные ветры и бураны, во время которых снег сносится в пониженные участки рельефа. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

В районе имеют распространение такие строительные материалы как глины, пески,

Для хозяйственного водоснабжения, севернее месторождения, разведан альбский водоносный комплекс в пределах песчаного массива Кокжиде. В этом массиве выделены водоносные горизонты четвертичных отложений, поймы р.Эмба, первой, второй и третьей надпойменных террас. Вода для питья привозится из г. Актобе.



Альтитуды скважин колеблются от 152,5 до 199 м, увеличиваясь на восток в сторону Мугоджарских гор.

Для хозяйственного водоснабжения, севернее месторождения, разведан альбский водоносный комплекс в пределах песчаного массива Кокжиде. В этом массиве выделены водоносные горизонты четвертичных отложений, поймы р.Эмба, первой, второй и третьей надпойменных террас.

Месторождение Лактыбай разрабатывается компанией ТОО «Казахтуркмунай», имеющей Государственную Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан от 23 февраля 1995 года, Серия МГ №42 (нефть).

Площадь работ располагается на Предуральском плато к югу от песчаного массива Кокжиде в пределах блока XXIV-21-С (частично), площадь горного отвода составляет 77,7 кв.км, глубина его проходит по абсолютной отметке -4610м. Горный отвод выдан Министерством энергетики и минеральных ресурсов в феврале 2003 г.

Структура Лактыбай была подготовлена к поисково-разведочному бурению в 1984-1986гг по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных Актюбинской геофизической экспедицией.

Поисково-разведочное бурение началось в 1988г и продолжалось до 1998г согласно Проектным документам на бурение и строительство скважин.

Первооткрывательницей месторождения в 1989г явилась скважина №14, в разрезе которой из отложений визейского яруса каменноугольного возраста были получены промышленные притоки нефти.

В результате проведенных геологоразведочных работ на месторождении Лактыбай выявлен ряд залежей нефти каменноугольного возраста (I, I-A, II, III, IV, V). Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и терригенным отложениям серпуховско-московского и визейского возрастов, коллекторы представлены известняками, доломитами и песчаниками различной степени сцементированности.

Месторождение Лактыбай введено в пробную эксплуатацию в 1999г скважинами №№27, 32, 34, 37, которые эксплуатируют залежи I и II продуктивных горизонтов каменноугольной системы.

Имеющаяся инфраструктура месторождений

До месторождения Лактыбай подъезд осуществляется по проселочным дорогам. Внутри промыслов также используются проселочные дороги.

Месторождение электрифицировано, электроэнергия подается с газотурбинных электростанций (ГТЭС), расположенной на месторождении Каратобе Южное. На

месторождении Лактыбай имеются (на случай остановки газотурбинной электростанции) газопоршневые (ГПЭС) и дизельные электростанций (ДЭС).

Питьевая вода для промыслов привозная, техническая вода добывается из специальных водозаборных скважин.

На месторождении Лактыбай сточная вода образуется от жизнедеятельности техперсонала, проживающего в вахтовых поселках. Сначала образованные хозяйственно-бытовые сточные воды поступает в комплексные очистные установки (вахтовый поселок Лактыбай - типа СБО- 15), далее после полной очистки отводится на поля фильтрации.

ТБО вывозятся специализированной организацией с полной ответственностью по утилизации.

Попутно добываемый сырой газ, с месторождения Лактыбай, с помощью построенной компрессорной станции по проложенному газопроводу протяженностью 29,234 км и диаметром 108 мм перекачивается на площадку ГТЭС, которая находится рядом с УПН Каратобе Южное.

На месторождениях ТОО «Казахтуркмунай» согласно РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды», применяются лучевые герметизированные напорные системы сбора продукции скважин.

С учетом условий разработки месторождения, прогнозируемой динамики добычи нефти и газа, способа эксплуатации и устьевых давлений добывающих скважин, состава и свойств нефти и газа, а также охраны окружающей среды принимаются следующие требования к системе сбора и подготовки продукции скважин:

- > полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- > обеспечение рациональной системы сбора скважинной продукции и предварительного сброса воды;
- > максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- > автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов;
- > охрана природы и недр, исключая загрязнение окружающей среды;
- > оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти и газа.

3.2 Основание для проектирования

Основанием для проектирования Программы являются:

– Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены Приказом Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018 г. (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);

– Статьи 146 и 147 глава 20 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.03.2022 г.);

– Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах, Приказ Министра энергетики №140 от 25.04.2018г. с внесениями изменений и дополнениями в редакции приказа Министра энергетики РК от 06.10.2021 № 314;

– Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении

операций по недропользованию, приказ Министра энергетики РК № 164 от 05.05.2018г. (с изменениями и дополнениями Приказа Министра энергетики РК №351 от 08.10.2020 г.);

– Форма Программы развития переработки сырого газа, утвержденная Приказом Министра энергетики РК № 165 от 05.05.2018 г.;

– Анализ разработки месторождения Лактыбай (Протокол ЦКРР 66/21 от 23-24 сентября 2025 года).

3.3 Запасы нефти и газа

Первый подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай выполнен институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» в 2002г. по результатам пробной эксплуатации скважинами №№27, 32, 34 и 37. Запасы утверждены ГКЗ РК Протоколом №173-08-У от 18.09.2002г и поставлены на баланс в следующих количествах:

	Геологические, тыс.т	Извлекаемые, тыс.т
Категория С ₁	4579	1270
Категория С ₂	5793	579

В 2011г с бурением разведочной скважины №40, ее положительным опробованием на I горизонте, и выделением эффективных нефтенасыщенных толщин в продуктивных горизонтах, где ранее обозначались зоны фациального замещения, появилась необходимость в составлении отчета по приросту запасов нефти и растворенного газа. Утвержденные запасы нефти согласно Протоколу №1085-11-У от 22.07.2011г составили:

	Геологические, тыс.т	Извлекаемые, тыс.т
Категория С ₁	5 395	1 526
Категория С ₂	6 918	692

В 2015г. с бурением двух эксплуатационных скважин №№41 и 43 и положительными результаты их опробования на II и IV горизонтах ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет по приросту запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.09.2015г и утвержден ГКЗ РК (протокол №1649-16-У от 29 февраля 2016г).

Категории	нефть, тыс.т		растворенный газ, млн. м3	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
С ₁	10 425	2 347	1 446	315
С ₂	9 538	953	1 143	116

Изменений по запасам УВ на дату 01.01.2025 г. не наблюдается.

3.4 Физико-химические свойства нефти и газа месторождений

За анализируемый период с 01.01.2022г по 01.07.2024г были исследованы и проанализированы 1 глубинная и 1 поверхностная пробы по скважине №40 по горизонту I блока I.

Отбор и исследования проб проведены специалистами лаборатории ТОО «КМГ Инжиниринг». Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории

исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008».

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Для характеристики физико-химических свойств нефти в пластовых условиях были использованы 18 глубинных и 4 рекомбинированные пробы, отобранных из продуктивных горизонтов.

Таблица 3.4.1 Отбор проб по горизонтам

Горизонты	Глубинные	Рекомбинированные
Поднадвиговая зона		
I горизонта I блока	3	
II горизонта I блока	3	2
Надвиговая зона		
II горизонта II блока	8	2
IV горизонта II блока	4	

Таблица 3.4.2 а Сравнение состава и свойства нефти в пластовых условиях

Зона		Поднадвиговая зона									
На дату проекта		АР-2024/АР-2025г*					АР-2024/АР-2025г*				
Горизонт		I горизонт (I блок)					II горизонт (I блок)				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. значение	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. значение
		скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб	°С	1	3	87	89.2	87.7	1	2	76.8	77	76.9
Давление насыщения МПа	МПа	1	3	9.7	11.9	10.7	1	2	13.04	14.5	13.3
Газосодержание. м3/т	м3/т	1	3	66.3	111	84.5	1	2	137.5	138	134
Объемный коэффициент при стандартных условиях		1	3	1.160	1.272	1.207	1	2	1.256	1.290	1.272
Плотность. кг/м3	кг/м3	1	3	753	802	779.9	1	2	727	739	733.8
Вязкость. мПа*с	мПа*с	1	3	0.1	0.8	0.6	1	2	1.17	1.56	1.3

Таблица 3.4.2 б Сравнение состава и свойства нефти в пластовых условиях

Зона		Надвинутая зона														
На дату проекта		ПР-2021/АН-2023г*					АР-2024					АР-2025				
Горизонт		II горизонт (II блок)					IV (II блок)					IV (II блок)				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. значение	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. значение	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. значение
		скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Температура исследования проб	°С	4	4	76.8	81	78.7	1	3	79.4	83.1	80.6	2	5	78	83.1	80.2
Давление насыщения МПа	МПа	4	4	10	11.9	11.1	1	3	24	24.2	24.1	2	5	22.2	24.2	23.6
Газосодержание. м3/т	м³/т	4	4	132	208	158.2	1	3	296.2	367.2	322.1	2	5	270.6	367	308.1
Объемный коэффициент при стандартных условиях		4	4	1.25	1.47	1.311	1	3	1.649	1.665	1.658	2	5	1.649	1.802	1.688
Плотность. кг/м3	кг/м³	4	4	711	757	732.4	1	3	652	681	671	2	5	652	686	670.6
Вязкость. мПа*с	мПа*с	4	4	0.7	1.1	0.97	1	3	0.5	0.6	0.5	2	5	0.5	0.6	0.5

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 50 поверхностных проб из них по горизонтам

Таблица 3.4.3 Отбор проб по горизонтам

Поднадвиговая зона	
I горизонта I блока	4
II горизонта I блока	7
Надвиговая зона	
I горизонта II блока	6
I-A горизонта II блока	2
I-A горизонта III блока	1
II горизонта II блока	19
IV горизонта II блока	9
V горизонта III блока	2

Диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по горизонтам представлены в таблице 3.4.4.

В процессе лабораторных исследований, согласно СТ. ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефти. Объем исследований и формы представления результатов», в поверхностных условиях определены основные параметры нефти: плотность, кинематическая вязкость при различных температурах, содержание парафина, серы, смол-силикагелевые, асфальтена и фракционный состав, температуры вспышки и застывания, и т.д.

Таблица 3.4.4а Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти горизонта (объекта)

Зона		Поднадвиговая зона										Надвинутая зона									
На дату отчета		AP-2024/AP-2025*					AP-2024/AP-2025*					AP-2024/AP-2025*					AP-2024/AP-2025*				
горизонт		I горизонт (I блок)					II горизонт (I блок)					I горизонт (III-IV блок)					I-A горизонт (II блок)				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения		Ср. знач.
		скв	проб				скв	проб				скв	проб				скв	проб			
Плотность нефти, кг/м3		2	4	835	851	840.5	1	4	830	841	835	3	6	845	874	859.0	1	2			834.0
Кинематическая вязкость	при 20°C	2	4	10.8	12.6	11.7	1	4	7.2	12.5	9.6	3	6	12.5	31.8	18.2	1	2	8.2	11.5	9.9
	при 50°C	2	4	4.4	5.3	4.9	1	4	3.4	6	4.3	3	6	5	9.7	7.1	1	2	3.6	4.7	4.1
Температура застывания, оС		2	3	-39	-5	-14	1	4	-20	-7	-18.3	3	6	-20	-5	-10.7	1	2			-20
Температура плавления парафина, °C		1	1	-	-	57	3	3	55.2	56.4	55.9	-	-	-	-	-	-	-			-
Массовое содержание, %	Серы	2	4	0.1	0.9	0.3	1	3	-	-	0.1	3	6	0.1	0.6	0.4	1	2	0.2	0.3	0.3
	парафинов	2	4	0.4	1.6	0.7	1	3	0.3	1.3	0.7	2	4	0.9	1.7	1.5	1	2	1.3	1.5	1.4
	смола силикагелевых	2	3	8	12	9.7	1	3	6.5	7.8	7.0	2	6	2.6	5.5	3.9	1	2			6.0
	асфальтенов	2	4	0.2	1.6	1.1	1	1	-	-	0.2	2	6	0.04	2.02	0.6	1	2	0.1	0.6	0.3
Фракционный состав, %	нач. кипения, °C	2	4	45	47	46	1	4	50	85	72.8	2	6	92	141	116	1	2			70
	до 100 °C	2	4	5	10.1	8.7	1	4	1	6	4.3	1	1			1.0	1	2	3.6	4.4	4.0
	до 150 °C	2	4	13	23	19.4	1	4	11	19	15.3	2	3	6	14.2	11	1	1			17.2
	до 200 °C	2	4	26.0	29.0	27.5	1	4	24.0	29.0	26.3	2	3	20.4	27.4	23.4	1	2	26.3	28.2	27.3
	до 300 °C	2	4	39.0	45.2	42.6	1	4	40.0	51.0	44.7	2	4	42.0	50.4	46.4	1	2	51.7	52.6	52.2

Таблица 3.4.4б Сравнение физико-химических свойств и фракционного состава разгазированной нефти горизонта (объекта)

Зона					Надвинутая зона																								
На дату отчета					AP-2024/AP-2025*					AP-2024/AP-2025*					AP-2024					AP-2025					AP-2024/AP-2025*				
горизонт					I-A горизонт (III блок)					II горизонт (II блок)					IV горизонт (II блок)					IV горизонт (II блок)					V горизонт (III блок) *				
№/№		Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во		Диапазон изменения	Ср. знач.				
		скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб						
Плотность нефти, кг/м3					1	1	-		869.0	3	17	825	847	833.0	3	9	820	845	832.0	4	10	820	833	828.0	1	2	832	846	839.0
Кинематическая вязкость	при 20°C		1	1	-		14.6	3	17	6.2	18.6	9.4	2	7	6.5	9.1	7.3	4	10	6.2	9.1	7.2	1	2	7.43	9.59	8.5		
	при 50°C		1	1	-		8.3	3	17	2.9	8	4.3	3	9	3.2	6.2	4.1	4	10	3.1	4.4	3.5	1	2			4.9		
Температура застывания, оС					1	1	-		-84	3	17	-28	-2	-12	2	5			-21.2	4	10	-59	-7	-29.6	1	2			-3
Массовое содержание, %	серы		-	-	-		-	3	17	0.1	0.3	0.2	3	9	0.1	0.4	0.2	4	10	0.1	0.4	0.1	1	2			0.5		
	парафинов		-	-	-		-	3	17	0.4	5	2.3	2	6	0.2	1.6	1.0	4	10	0.2	3.6	1.3	-	-			-		
	смола силикагелевых		1	1	-		6.3	3	17	2	16	7.0	2	4	2.2	4.9	3.6	4	10	2.2	5.5	4.5	1	2			3.8		
	асфальтенов		1	1	-		0.3	3	17	0.1	2.4	0.97	2	4	0.01	0.6	0.2	4	10	0.01	0.6	0.2	-	-			-		
Фракционный состав, %	нач. кипения, °С		1	1	-		194	3	17	28	75	48.9	3	5	45	90	61.5	4	10	45	90	59.9	1	2	39	54	47		
	до 100 °С		-	-	-		-	3	17	1	30	9.1	3	5	3	10	6.3	4	10	3	10	6.3	1	1			6.0		
	до 150 °С		-	-	-		-	3	17	17	22.3	20.5	3	5	16	21.2	18.6	4	10	16	21.2	18.5	1	1			19.6		
	до 200 °С		-	-	-		-	3	17	22.8	34.5	31.0	3	5	28.0	32.7	30.1	4	10	28.0	32.7	29.8	1	2			32.4		
	до 300 °С		1	1	-		14.4	3	17	41.3	53.0	47.1	3	5	49.6	61.0	54.2	4	10	49.6	61.0	52.9	1	2			53.2		

*– отмеченные горизонты не претерпели изменения и остались на уровне предыдущего проекта

Компонентный состав и свойства растворенного газа

Компонентный состав растворенного в нефти газа и его физические свойства изучены по 21 анализам проб.

Сравнение компонентного состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти и их средние значения по продуктивным горизонтам приведены в таблице 4.5.3.

Поднадвиговая зона

Горизонт I (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства I-горизонта изучены по 3-м анализам из скважины 40. Основными компонентами газа являются метан – 45,1%, этан – 16,2% и пропан – 20,4%. Растворенный газ является высокожирным, содержание C_2 +высшие >25% (53,7%). Углекислый газ и азот присутствуют в среднем – 0,3 – 1,07% соответственно. Сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 1,129 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 217,0 г/моль.

Горизонт II (I блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 4 проб из скважины 34. Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 73,7%. Содержание C_2 +высшие <25% (24,1%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,9 моль% и 0,3 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,790 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 216,0 г/моль.

Надвиговая зона

Горизонт II (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 8 проб из скважин 37 и 41. Содержание метана в среднем – 61,3 моль%. Содержание C_2 +высшие >25% (36,6%) и характеризуется как «высокожирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,7 и 0,1 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,038 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 206,8 г/моль.

Горизонт IV (II блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 4 проб из скважины №41 (инт. 4006-4082 м). Основным компонентом газа является метан, содержание которого составляет 67,7%. Содержание C_2 +высшие <25% (29,9%) и характеризуется как «жирный». Из неуглеводородных компонентов присутствует

азот и углекислый газ – 1,4 и 0,2 моль%, соответственно. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,885 доли ед. Молекулярная масса в среднем составляет 194 г/моль.

V горизонт (III блок)

Компонентный состав растворенного в нефти газа и физические свойства изучены по анализам 2 проб из скважины 16 (инт. 4006-4082 м). Компонентный состав выделившегося газа является высокожирным, содержание C_2 +высшие >25% (54,6%), низкоуглекислым (0,6 моль%) и низкоазотным (2,3 моль%). Содержание метана составляет 42,6%. Сероводород в газе отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху составляет 1,470 доли ед.

Таблица 4.5.3 - Сравнение компонентного состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти горизонта (объекта), молярное содержание, %

Наименование	Поднадвиговая зона						Надвинутая зона											
	AP-2024/AP-2025г*			AP-2024/AP-2025г*			AP-2024/AP-2025г*			AP-2024г			AP-2025г			AP-2024/AP-2025г*		
	Горизонт I блок I			Горизонт II блок I			Горизонт II блок II			Горизонт IV блок II			Горизонт IV блок II			Горизонт V блок III		
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	
	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%	мол.%
Сероводород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0.3	-	-	0.3	-	0.23	0.1	-	0.06	0.2	-	0.1	0.2	-	0.1	0.6	-	0.1
Азот+редкие	1.07	-	-	1.9	-	1.33	0.7	-	1.4	1.4	-	1.0	1.4	-	1.0	2.3	-	1.4
метан	45.1	-	-	73.7	-	50.5	61.3	-	34.3	67.7	-	46.1	64.7	-	46.1	42.6	-	34.3
этан	16.2	-	-	10.8	-	7.07	13.7	-	7.9	11.7	-	8.4	13	-	8.4	13.1	-	7.9
пропан	20.4	-	-	7.8	0.13	5.17	12.3	0.02	7.5	9.4	0.2	6.7	10.5	0.2	6.7	19.9	0.02	7.5
изобутан	3.5	-	-	1.4	0.37	1.06	2.3	0.19	1.5	1.9	0.4	1.4	2.1	0.4	1.4	4.8	0.2	1.5
н. бутан	7.9	-	-	2.2	1.17	1.83	4.7	0.53	3.0	3.5	1.8	3.5	4.2	1.8	3.5	8.4	0.5	3.0
изопентан	2	-	-	0.6	1.94	1.00	1.3	1.62	1.1	3.5	2.1	1.5	1.4	2.1	1.5	8.4	1.6	1.1
н. пентан	2.1	-	-	0.6	2.73	1.19	0.8	0.76	1.2	1.3	3.0	1.9	1.5	3.0	1.9	-	0.8	1.2
гексаны	1.2	-	-	0.4	4.94	1.78	0.3	2.18	1.3	0.5	5.8	2.5	0.5	5.8	2.5	-	2.2	1.3
гептаны	0.2	-	-	0.2	7.71	2.71	0.03	5.99	2.1	0.1	8.0	2.7	0.1	8.0	2.7	-	6.0	2.1
остаток (C ₈ +высшие)	0.2	-	-	0.018	81.02	26.11	0.03	90.14	38.6	0.01	78.7	24.1	0.01	78.7	24.1	-	90.1	38.6
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	1.129	-	-	0.790	-	-	1.038	-	-	0.885	-	-	0.871	-	-	1.470	-	-
Плотность газа, кг/м ³	1.243	-	-	0.878	-	-	1.251	-	-	1.066	-	-	1.049	-	-	1.771	-	-

* – отмеченные горизонты не претерпели изменения и остались на уровне предыдущего проекта

3.5 Текущее состояние разработки месторождений

По состоянию на 01.10.2025 г на месторождении Лактыбай фонд пробуренных скважин составляет 11 скважин (27, 28, 32, 34, 36, 37, 39, 40, 41, 43). Из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед. В бездействии находятся скважины 27, 32, 34, 43.

С начала реализации «Технологической схемы...» на месторождении введены из бурения три новые скважины: 40, 41, 43. Скважина 40 была введена в эксплуатацию на I объект начальным дебитом нефти 27,5 т/сут. Скважина 41 введена в эксплуатацию на II объект в декабре 2013г с начальным дебитом нефти 23,7 т/сут. Скважина 43 введена в эксплуатацию на II объект в феврале 2015г с начальным дебитом нефти 22,3 т/сут.

Характеристика фонда скважин месторождения Лактыбай по объектам разработки, по состоянию на 01.10.2025 г представлена в таблице 3.5.1.

Таблица. 3.5.1 - Характеристика фонда скважин на 01.10.2025 г.

№	Показатели	Лактыбай	
		№	К-во
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин, всего:	27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46	8
	а) действующий	37, 40, 41, 46	4
	в т.ч. фонтанные	41, 46	2
	УЭЦН	37, 40	2
	б) бездействующий, всего	27, 32, 34, 43	4
	в т.ч. фонтанные	27	1
	УЭЦН	32, 34, 43	3
	ШГН		
	Плунжер лифт		
	в) в освоении		0
	г) в консервации		0
2	Наблюдательный фонд скв-н		0
	а) ликвидированные		
3	Эксплуатационный фонд нагнет-ных скв-н:		0
4	Фонд водозаборных скв-н:		3
	а) действующий	37В	1
	б) в бездействии		
	в) в освоении (ожидание получения разрешения)	37ВД, 3Ц	2
	г) наблюдательные		
5	Ликвидированные скважины		

3.6 Технологические проектные показатели разработки

Технологические проектные показатели разработки месторождения Лактыбай на 2026 год приняты согласно отчету «Анализ разработки месторождения Лактыбай», утвержденный протоколом ЦКРР №66/21 от 23-24.09.2025 г.

Характеристики основных показателей разработки представлены в таблицах 3.6.1.

№№ п/п	Показатели	2026
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	90,8
2	в том числе: из переходящих скважин	90,8
3	из новых скважин	0,0
4	механизированным способом	75,7
5	Выбытие добывающих скважин, ед.	1
6	в том числе: под закачку	1
7	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5
8	в том числе нагнетательных в отработке	0
9	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5
10	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	2
11	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4
12	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1
13	Закачка воды, тыс.м ³	42,3
14	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	45,0
15	Газовый фактор, м ³ /т	225,6
16	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	20,475
17	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	182,826

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

В таблице 3.7.1 представлено сравнение проектных и фактических показателей газового фактора, добычи нефти и газа в целом по месторождению.

Таблица 3.7.1 - Проектные и фактические показатели по месторождению Лактыбай

Показатели	Ед. изм.	Годы											
		2020	2020	2021	2021	2022	2022	2023	2023	2024	2024	2025	01.01-01.10.25
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти	тыс.т.	60,3	43,1	60,1	55,4	58,83	58,58	61,9	61,2	76,7	70,781	74,5	56,033
Добыча газа	млн.м ³	13,0	5,0	9,33	6,36	7,135	5,206	9,601	4,174	11,619	8,256	16,8	11,360
Газовый фактор	м ³ /т	215,6	116,0	155,2	114,8	121,3	88,9	155,1	68,2	151,5	116,6	225,1	202,7

3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов

На 2026 г. действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождения Лактыбай», утвержденный протоколом ЦКРР №66/21 от 23-24 сентября 2025 г.

Годы	Добыча нефти, тыс.т.	Добыча газа, млн.м ³
2026	90,8	20,475

3.9 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа месторождений

Газожижкостная смесь от скважин поступает на групповую замерную установку ГМН 8-40-500. Замерная установка обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита каждой скважины. Продукция остальных скважин объединяется и общим потоком направляется на площадку нефтегазового сепаратора НГС-1. Давление в сепараторе поддерживается регулирующими клапанами.

Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора НГС-1 направляется на отстойник нефти ОГ-100м³ где под действием гравитационных сил производится отстой нефти и воды. Пластовая вода с отстойника направляется в дренажную емкость ЕП-16м³. С отстойника нефть подается на насосы ЦНС 33-44, которые обеспечивают откачку нефти в резервуары РВС 1000м³ и РВС 2000м³. Данными насосами, также обеспечивается возможность обеспечения внутрибазовых перекачек резервуаров, и подача нефти на автоналивную эстакаду на 2 машино-поста с резервуаров. Для обеспечения перекачки нефти на ЛПДС Кенкияк предусмотрена насосная внешней перекачки. Перед подачей нефти на ЛПДС Кенкияк и обеспечения разогрева нефти в резервуарах предусматривается ее разогрев в печи подогрева ППНП 1-0.65/6.3. Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Лактыбай представлена на рисунке 3.9.1.

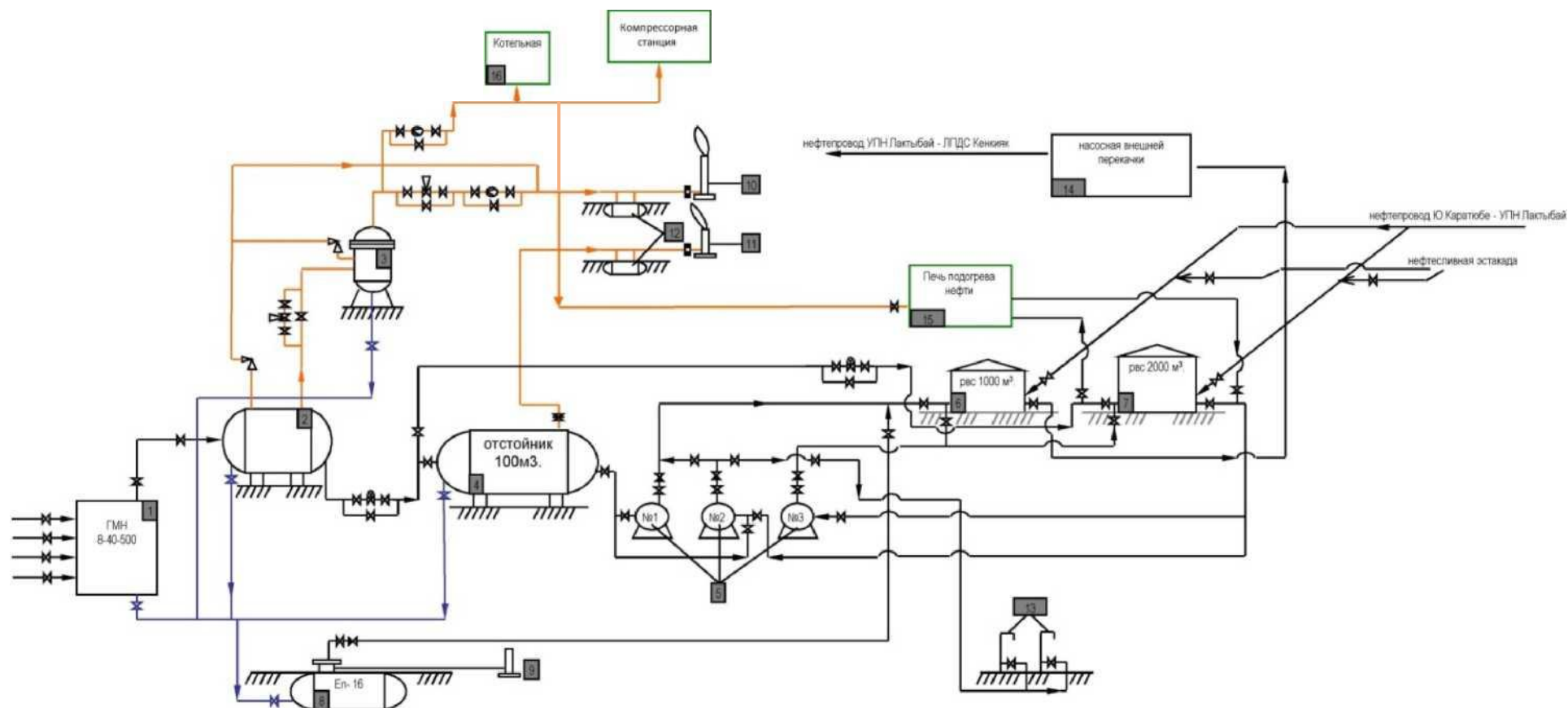
Выделившийся газ после сепаратора НГС-1 поступает последовательно в вертикальный газосепаратор ГС, далее по газопроводу поступает на собственные нужды - печь подогрева ППНП 1-0.65/6.3, котельная установка «Ferrolì». Излишки сырого газа поступают на компрессорную станцию, откуда производится транспортировка газа на газотурбинные электростанции (ГТЭС), расположенные на месторождении Каратобе Южное. Система транспорта сырого газа с УПН Лактыбай ГТЭС на Каратобе Южное включает в себя:

- Соединительный газопровод, протяженностью 694 метра и 0219мм, от УПН

Лактыбай до компрессорной станции;

- Компрессорная станция, обеспечивающая компримирования сырого газа и его транспорт на площадку ГТЭС месторождения Каратобе Южное. Компрессорная станция включает в себя:

- а) компрессорную установку 2ГП-2-8/2,5-13УХЛ4;
- б) компрессорную установку МКС-2ГМ4-12/2,5-13С.



№	Наименование	Краткие характеристики
1	Груловая замерная установка	ГМН 8-40-500
2	Нефтегазосепаратор	НГС-1-1,6-1600-2
3	Газовый сепаратор	ГС 1-2,5-600 1И
4	Емкость горизонтальная	100м³.
5	Центробежные насосы	ЦНС 33-44
6	Резервуар стальной вертикальный	1000м³.
7	Резервуар стальной вертикальный	2000м³
8	Емкость подземная (дренажная)	16м³.

№№	Наименование	Краткие характеристики
9	Продувочная свеча	
10	Факел высокого давления	
11	Факел низкого давления	
12	Кондесатосборники	100л, 200л.
13	Нефтеналивная эстакада	4 автомашины
14	Насосная внешней перекачки	
15	Печь ПНПП-065/0,63	
16	Котельная "Erensan"	

	Дренаж
	Нефть
	Газ
	Объемы утилизации газа

Рисунок 3.9.1 - Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Лактыбай

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

В таблице 3.10.1 представлены фактические данные по объемам добычи и утилизации сырого газа месторождения Лактыбай.

Период	Добыча газа, млн.м ³	Газ на печи, котлы	Газ на выработку эл. энергии	Сжигание, млн.м ³	% утилизации
2020	4,972	0,691	3,811	0,47	90,5%
2021	6,361	0,653	5,247	0,461	92,8%
2022	5,206	0,480	4,265	0,461	91,1%
2023	4,174	0,407	3,305	0,462	88,93%
2024	8,256	0,470	7,322	0,463	94,3%
01.01-01.10.2025	11,360	0,525	10,500	0,312	97,23%

4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

4.1 Объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин

В настоящее время все месторождения находятся на стадии промышленной разработки, бурение и испытание разведочных скважин на рассматриваемый период не предусмотрено. Объем сжигания сырого газа при испытании скважин отсутствует.

4.2 Объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения

В настоящее время все месторождения находятся на стадии промышленной эксплуатации. Объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации отсутствует.

4.3 Объем сжигания сырого газа при технологически неизбежном сжигании

Обоснование и расчет объема технологически неизбежного сжигания газа на месторождениях проведены в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом МЭ РК № 164 от 05.05.2018 г. с изменениями и дополнениями Приказа Министра энергетики РК № 351 от 08.10.2020 г. (далее - Методика).

Согласно Главе 5 Методики, объем технологически неизбежного сжигания определяется по следующей формуле:

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

V_v – норматив и объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, м³;

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, м³;

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, м³;

V8 – 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, м³;

V9 – норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах, отклонениях в работе технологического оборудования, м³.

Объем технологически неизбежного сжигания газа **Vv** составит:

2026 г – 0,2333 млн.м³

4.4 Объем сжигания сырого газа при проведении пуско-наладочных работ технологического оборудования (V6)

При расчете **V₆** – объемов неизбежного сжигания газа при пуско-наладке технологического оборудования объемы определяются в соответствии с паспортными, техническими характеристиками оборудования.

При проведении пусконаладочных работ нового оборудования и систем (установок) процедурой проведения пусконаладочных работ предусмотрена продувка газом систем со сбросом на факел со сжиганием всех видов газов по следующим причинам:

- для вытеснения кислорода воздуха перед приемом углеводородного сырья на установку во избежание образования взрывоопасных концентраций;
- для проведения проверки систем на утечки;
- для поддержания рабочего давления при проведении работ по пуско-наладке и пуску;
- сжигание при освоении новых скважин после бурения.

На месторождениях за рассматриваемый период объем сжигания газа при пуско-наладке технологического оборудования включает в себя сжигание при освоении новых скважин после бурения Объем технологически неизбежного сжигания газа **V6** не предусмотрен.

4.5 Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)

В соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», и «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации факельных систем», утвержденными приказом министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан № 311 от 16 июля 2012 г., для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы предусмотрена эксплуатация их в дежурном режиме.

Объем технологически неизбежного сжигания газа **V7** составит:

2026 г. – 0,2333 млн.м³

4.6 Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)

Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8) включает в себя неизбежное сжигание сырого газа при опорожнении и продувках газопроводов и технологического оборудования, предусмотренных технической документацией, план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

Объем сжигаемого газа при техническом обслуживании оборудования и ремонтных работах был рассчитан на основе технической документации на оборудование, учитывая запланированные ремонтные работы на техобслуживание и проведение технических инспекций, согласно требованиям нормативных документов РК. Согласно проведения ремонтных работ ППР технологического оборудования не запланирован на 2026 год.

4.7 Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V9)

Согласно статистическим данным, сжигание газа при технологических сбоях, отказах, отклонениях в работе технологического оборудования не выявлено. Сжигание сырого газа по категории V₉ в рамках данного документа не предусмотрено.

5 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА

Отсутствие в составе попутно добываемых газов меркаптанов и сероводорода позволяет использования сырого газа для собственных производственных нужд без переработки и очистки.

На месторождении Лактыбай в существующей технологической схеме установки подготовки нефти используется следующее газопотребляющее оборудование:

- Печь подогрева ППНП1-0,65/0,63 - 1 единица в работе (1 резерв)

Используется для поддержания требуемой температуры нефти в сборных РВС. Это однопоточная, двухсекционная печь с возвратно-петлевой схемой обвязки змеевиков. Печь имеет следующие характеристики:

- Тепловая мощность 200 - 800 кВт.
- Производительность печи (нефть) при Т 30°C - 90°C - 13 - 38,8 тонн/час
- Рабочее давление нагреваемой среды (макс.) - 6,3 МПа
- Расход топливного газа по режимным картам - 86 нм³/час;
- Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году

- Котел «Buderus» - 1 единица в работе (1 резерв)

Котельная контейнерного типа с двумя котлами, работающими на газовом топливе, предназначена для производства и отпуск тепла на отопление и горячее водоснабжение городка.

Технические параметры котельной установки:

- Расход газа по режимным картам – 120,36 м³/час
- Тепло производительность:

Общая - 2080 кВт

Система отопления – 1580 кВт

Система горячего водоснабжения – 500 кВт

- Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году

- Котел «Prexterm RSW 1480N» - 1 единица.

- Расход газа по режимным картам – 121,48 м³/час
- Время работы - 24 часа в сутки, 365 дней в году

Таблица 5.1 Перечень объектов потребления газа на собственные нужды

Наименование оборудования	Кол-во в работе ед	Расход газа, м3/ч		2026 год				
				Время работы, ч		Объем потребления газа млн.м ³ /год		
		Летний	Зимний	Летний	Зимний	Летний	Зимний	Общий
ППНП-1-0,65	1	34	86	4157,91765	3400	0,141	0,2924	0,434
Котел Prexterm RSW 1480N	1	121,48	188,3	4200	4380	0,510216	0,825	1,335
ПАЭС 2500	3	1000	1000	2753,2	3100	2,753	3,100	17,5596
Котел Buderus	1	120,36	181,6	980	4380	0,1179528	0,795	0,913
Итого, млн.м ³								20,2417

6 БАЛАНС ГАЗА

Технологически неизбежное сжигание газа рассчитано согласно Приказу Министерства энергетики Республики, Казахстан от 5 мая 2018 года № 164 " Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию».

Представленные в таблице 6.1 прогнозные объемы добычи газа месторождения Лактыбай приняты согласно технологическим показателям отчета «Анализ разработки месторождения Лактыбай».

Период	Добыча газа, млн м³	Потребление газа на собственные нужды, млн м³		Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (V _v), млн м³					% Утилизации
		На котлы, печи, млн м³	Для выработки электроэнергии, млн м³	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _v	
2026	20,475	2,6821	17,5596	0	0,2333	0	0	0,2333	98,86%

7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА

В связи с увеличением объемов добычи сырого газа на месторождениях в Актюбинской области ТОО «Казахтуркмунай» было принято решение о расширении существующей системы утилизации сырого газа.

Для исполнения указанного решения в настоящее время осуществляется передача сырого газа подрядчику в объеме до **20 млн.м³** в год на договорной основе. В рамках договора и в соответствии с техническим заданием подрядчик выполняет работы по переработке и утилизации сырого газа «под ключ» своими силами на принадлежащем подрядчику оборудовании, а также работы по эксплуатации, проведению технического обслуживания и ремонта этого оборудования.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с увеличением объемов добычи сырого газа на месторождениях ТОО «Казахтуркмунай» в Актюрбинской области руководством товарищества было принято решение о расширении существующей системы утилизации сырого газа.

Для исполнения указанного решения в настоящее время заключен договор на услуги по переработке сырого газа на месторождениях в Актюрбинской области, где утилизирует сырой газ на установках (ГТЭС) с выработкой электроэнергии и выполняет работы по эксплуатации и проведению технического обслуживания этих установок.

Для переработки газа на месторождениях Лактыбай имеются компрессорная станция, газопроводы: внутренние, междпромысловые.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ОТЧЕТ ОБ ИСПОЛНЕНИИ ПРОГРАММЫ
ПРОТОКОЛА РГ
РАЗРЕШЕНИЯ НА СЖИГАНИЕ ГАЗА
ПРОТОКОЛА ЦКРР

№ 13-1-0/7362-вн от 10.11.2025

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

Протокол № 21/10-1

г. Астана

«17» октября 2025 года

Участвовали:

Алиев Е.Ж. – Директор Департамента газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан (далее – *Министерство*), заместитель председателя рабочей группы;

Кошкарар Е.Ж. – Заместитель директора Департамента газовой промышленности Министерства, заместитель председателя рабочей группы;

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

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

Рустемов Н.А. – Заместитель директора Департамента разработки и добычи нефти Министерства, 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 ТОО «PSA», член рабочей группы;

Каражанов А.К. – Менеджер Департамента технического обеспечения проектов ТОО «PSA», член рабочей группы.

Приглашенные: от недропользователя ТОО «Казахтуркмунай»:

Хамзин А.Н. – Генеральный директор;

Кушербаев Р. Б. – Технический директор;

Баянов А.М. – И.о. Начальника ОГИР;

Коптлеуов М.Б. – Ведущий инженер ПТО;

От ТОО «Green Pro Group» (проектная организация):

Арстанова К. Т. – Инженер – технолог.

1) Цель обращения недропользователя:

Утверждение «Программы развития переработки сырого газа на месторождении ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2026 год по месторождению Лактыбай.

2) Номер и дата контракта на недропользование:

Дополнение № 4 от «29» сентября 2020 года № 4856-УВС-МЭ РК к Контракту на проведение разведки и добычи углеводородов на м/р Лактыбай в

Дата: 11.11.2025 09:47. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документы 7.22.2. Плановый результат проверки ЭДП

Актюбинской области Республики Казахстан от «31» мая 1994 года № 1. Срок действия Контракта до «14» октября 2041 года.

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

«Анализ разработки месторождения Лактыбай» (Протокол ЦКРР РК от «23-24» сентября 2025 года № 66/21).

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

«Программа развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2025 год».

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 на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2026 год».

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

Проголосовали:

За – (Алиев Е.Ж., Кошкаров Е.Ж., Бердиев Н.О., Зкрия Б.Ж., Рустемов Н.А., Казиев Н.М., Бубенцов М.В., Аскарулы А., Каражанов А.К.).

Против – 0.

По итогам заседания Рабочей группы приняты РЕШЕНИЯ:

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 недропользователем ТОО «Казахтуркмунай» «Программу развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2026 год» с технологическими показателями на 2026 год.

2. В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной Приказом Министра энергетики РК №164 от 5.05.2018г., технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению Лактыбай на 2026 год составит по категории V_V – 0,2333 млн m^3 , в том числе по категориям: V_6 – 0 млн m^3 , V_7 – 0,2333 млн m^3 , V_8 – 0 млн m^3 , V_9 – 0 млн m^3 при добыче газа – 20,475 млн m^3 ;

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. Отметить, что согласно подпункту 3 пункта 5 статьи 125 Кодекса при проведении добычи углеводородов недропользователь обязан обеспечить достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче.

5. Рекомендовать недропользователю ТОО «Казахтуркмунай» вести учет технологических потерь сырого газа по месторождению Лактыбай и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

6. Отметить о необходимости включения потерь сырого газа по вышеуказанным месторождениям в Проект разработки месторождения.

7. Рекомендовать недропользователю ТОО «Казахтуркмунай» 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.

9. Отметить, что настоящий протокол вносится на подписания на основании данных представленными недропользователем ТОО «Казахтуркмунай».

10. В соответствии с «Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом Министра энергетики РК №166 от 5.05.2018г., недропользователю ТОО «Казахтуркмунай» по итогам 2026 года не позднее 25 января 2027 года представить отчет о ходе выполнения *«Программы развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актюбинской области на 2026 год»* в Министерство.

**Заместитель председателя
Рабочей группы**

Е. Алиев

**Секретарь
Рабочей группы**

К. Багытов

Приложение №1
к Протоколу
от 17 октября 2025 года
№ 21/10-1

Баланс газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казактуркмунай»:

Период	Добыча газа, млн м³	Потребление газа на собственные нужды, млн м³		Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (Vv), млн м³					% Утилизации
		На котлы, печи, млн м³	Для выработки электроэнергии, млн м³	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _v	
2026	20,475	2,6821	17,5596	0	0,2333	0	0	0,2333	98,86%

Согласовано
07.11.2025 18:28 Рустемов Нуржан Аристанович
10.11.2025 13:02 Бердиев Нурлыбек Орингалиевич
10.11.2025 18:38 Зкрия Бахтияр Жанатович
Подписано
10.11.2025 20:06 Алиев Елтай Жумабаевич



Форма

№ п/п	Наименование недропользователя	Наименование месторождения с указанием номера контракта	Период действия отчетной программы развития переработки сырого газа	Добыча сырого газа (млн.м³)					Объем сырого газа затраченного на переработку и (или) утилизацию (млн.м³), в том числе:					
				Плановый показатель добычи сырого газа согласно программе развития переработки сырого газа	Фактическая добыча, в том числе:				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 сдачу в газопровод (с указанием в разрезе получателей)
				6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1														
2	ТОО «Казахтуркмунай»	Лактыбай, доп. №3 от 18.01.2018г к контракту №1 от 24.06.1994г	26.12.22 - 31.12.24 гг.	11,619	8,256	0	0	не выполнен ввод из бурения проектной скважины №45 как планировали	0	7,323	0	0,471	0	0

Продолжение

ИС «Directum» Прил. к № 15/96 от 17.01.2025
Подписан: ЗИП НУЦ РК:
ШОРМАНОВ ШАЛХАР, 17.01.2025
Сертификат 11b8247c2a04afcc0ea32ea00146b2be128380c11

Технологические потери сырого газа	Объем сожженного сырого газа (млн.м³)													
	Разрешенный объем сжигания сырого газа, в том числе:					Фактический объем сжигания сырого газа, в том числе:								
	При технологически неизбежном сжигании газа:					При пробной эксплуатации месторождения		При испытании объектов скважин		При технологически неизбежном сжигании газа:				
										При пуско-наладке технологического оборудования	При эксплуатации технологического оборудования	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	При пуско-наладке технологического оборудования
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
0	0	0,483	0,0001	0	0	0	0	0,463	0	0	0	0	0	

Продолжение

И/О «Directum» Прил. к № 15/96 от 17.01.2025
 Подписан: ЭЦП НУЦ РК:
 ШОРМАНОВ ШАЛХАР 17.01.2025
 Сертификат f1b8247c2a04a1f0cea32ea00146b2be128380c11

Наименование объекта утилизации сырого газа	Дата строительства объектов утилизации сырого газа				Выполнение, %	Причины невыполнения	Примечание
	Начало		Завершение				
	По программе развития переработки сырого газа	Фактически	По программе развития переработки сырого газа	Фактически			
30	31 03.2019	32 03.2019	33 07.2019	34 07.2019	35 100%	36 -	37 -
Газотурбинная электростанция							

Исполнитель: Мустафин А.С. +7 (7132) 414342
(Ф.И.О. подпись и телефон)

Адрес: Г. Актобе, пр-т Санкибай батыра, д.173/1, каб.402

Электронный адрес: aktm@aktm.kz

Руководитель: Хамзин А.Н. +7 (7132) 417121
(Ф.И.О. подпись и телефон)

Место печати

Главный бухгалтер: Новик Т.П. +7 (7132) 417196
(Ф.И.О. подпись и телефон)

ИС «Directum» Прил. к № 15/96 от 17.01.2025
Подписан ЭЦП НУД РК:
ШОРМАНОВ ШАТХАР, 17.01.2025
Сертификат f1b8247c2a04af6cea32ea00146b2be128380c11



АСТАНА ҚАЛАСЫ, ДАҒЫЛЫ
ҚАБАНБАЙ БАТЫРА, № 19, блок А үй

Г.АСТАНА, ПРОСПЕКТ КАБАНБАЙ
БАТЫРА, дом № 19, блок А

РАЗРЕШЕНИЕ
на сжигание сырого газа в факелах

Номер: KZ47VPC00024827

Место выдачи: г. Астана

Дата выдачи: 02.12.2024

Выдано:

Товарищество с ограниченной ответственностью "
КАЗАХТУРКМУНАЙ"

(наименование недропользователя (оператора по контракту на
недропользование, доверительного управляющего))

Месторождение, скважина:

Лактыбай

(месторождение (структура))

В объеме:

0,4974 млн. м³

(разрешенный объем сжигания сырого газа)

Вид сжигания сырого газа:

При технологически неизбежном сжигании газа

(вид сжигания сырого газа)

Период действия разрешения:

01.01.2025 - 31.12.2025

(период действия разрешения с учетом подготовительных и
заключительных работ)

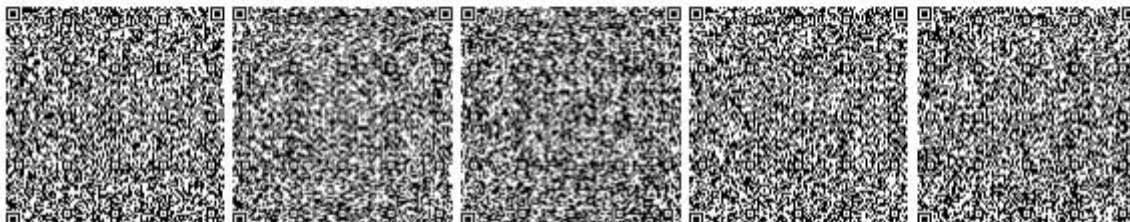
Примечание:

$V_v = 0,4974$ млн.м³, в том числе $V_6 = 0,0133$ млн.м³, $V_7 = 0,4841$ млн.
м³, $V_8 = 0$ млн.м³, $V_9 = 0$ млн.м³.

Директор

Бердиев Нурлыбек Орингалиев

(фамилия, имя, отчество (при наличии))



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

Протокол № 24/4

г. Астана

8 ноября 2024 года

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;

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

Приглашенные:

От ТОО «Казахтуркмунай» (далее - КТМ):

Хамзин А.Н. – Генеральный директор;

Кушербаев Р.Б. – Технический директор;

Ергалиев К.А. – Начальник отдела геологии и разработки;

Мустафин А.С. – Ведущий инженер ПТО.

От ТОО «Green Pro Group» (проектная организация):

Андасбаева А.А. – инженер – технолог.

1) Цель обращения недропользователя:

Утверждение «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актыубинской области на

Дата: 22.11.2024 20:48. Книга электронного документа. Версия CS/De DocSign/Doc 7.2.2.2. Пожаротехнический регламент проектирования ЭИП

2025 год».

2) Номер и дата контракта на недропользование:

Дополнение № 4 от «29» сентября 2020 года №4856-УВС к Контракту на добычу углеводородного сырья на месторождении Лактыбай от «31» мая 1994 года №1. Срок действия Контракта до «14» октября 2041 года.

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

Анализ разработки месторождения Лактыбай (Протокол ЦКРР РК от 3 октября 2024 года № 55/8).

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

Корректировка «Программы развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Казахтуркмунай» в Актыбинской области на 26.12.2022 – 31.12.2024 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 на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актыбинской области на 2025 год.

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 Р., Каражанов А.К.).

Против – 0.

По итогам заседания Рабочей группы приняты РЕШЕНИЯ:

1. 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 №165, рекомендовать к утверждению представленную КТМ в Актыбинской области «Программу развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актыбинской области на 2025 год» 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 газа на 2025 год составит в объеме **0,4974 млн м³**, в том

числе по категориям: $V_6 - 0,0133$ млн m^3 , $V_7 - 0,4841$ млн m^3 , $V_8 - 0$, $V_9 - 0$, при добыче газа **10,074 млн m^3**

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 КТМ 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 КТМ вести учет технологических потерь углеводородного сырья по месторождению Лактыбай и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

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

7. Рекомендовать недропользователю КТМ 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.

9. Отметить, что согласно Требованию прокуратуры Актыбинской области РГУ «Южное межрегиональное управление государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан» в деятельности ТОО «Казахтуркмунай» проведена внеплановая проверка.

По итогам внеплановой проверки установлен ряд нарушений, в том числе потери сырого газа, непредусмотренные базовыми проектными документами.

В случае подтверждения факта правонарушения в установленном законодательством порядке, КТМ обратиться в Министерство для Корректировки Программы.

10. В соответствии с «Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №166, КТМ представить в Министерство энергетики Республики Казахстан отчет о ходе выполнения «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Лактыбай ТОО «Казахтуркмунай» в Актыбинской области на 2025 год» по итогам 2025 года не позднее 25 января 2026 года.

**Заместитель председателя
Рабочей группы**

Б. Таубаев

Секретарь

Министерство энергетики Республики Казахстан - Бағытов К.Б.

Дата 22.11.2024 20:48, Книга электронного документа, Персона СЭД: Документный результат проверки ЭПД

Приложение № 1
к Протоколу
от «8» ноября 2024 года
№ 24/4

Баланс газа месторождения Лактыбай в Актюбинской области:

Период	Добыча газа, млн м³	На собственные нужды, млн м³	Для выработки электроэнергии, млн м³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, млн м³					Утилизация газа в %
				V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V ₁₀	
2025	10,074	4,0129	5,5637	0,0133	0,4841	-	-	0,4974	95,1%

Согласовано
22.11.2024 18:57 Бердиев Нурлыбек Орингалиевич
22.11.2024 19:07 Ештай Даулет Бактиярұлы
22.11.2024 19:44 Зкрия Бахтияр Жанатович
22.11.2024 20:41 Алиев Елтай Жумабаевич

Подписано
22.11.2024 20:47 Таубаев Бахытжан Рыспекович



№ 17-1-0/6754-вн от 14.10.2025

**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

66/21

23-24 сентября 2025 года

Председательствовал:

Арымбек Қ.Б.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан
Зкрия Б.Ж.	Заместитель председателя Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Исказиев К.О., Досмухамбетов М.Д., Тналиев М.М., Буркитов У.О., Абдирахманов Н.Б., Герштанский И.О., Байбатыров М.Ж., Бегимбетов О.Б., Жалдай Н.Қ.
Принимали участие посредством видео-конференции	Хасанов Б.К., Иманбаев Б.А., Нурмаганбетов Ж.Д., Абытов Ф.Х.
Отсутствовали	Утегалиев С.А., Утеев Р.Н.

Наименование недропользователя: ТОО «Казахтуркмунай»

Дата, номер и срок действия контракта: Контракт на добычу углеводородного сырья на месторождениях **Лактыбай** в Байганинском районе Актюбинской области, Западный Елемес, Сазтобе Восточный, Сазтобе Юго-Восточное, Сазтобе Северо-Восточное в Бейнеуском районе Мангистауской области № 1 от 24 июня 1994 г. Срок действия контракта до 14 октября 2041 г.

Наименование проектной организации: Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»

Наименование проектного документа: «Анализ разработки месторождения Лактыбай»

Независимые эксперты: Джумалиев К.А.-О., Дингуатов С.К.

Текущее состояние

Месторождение Лактыбай открыто в 1989 г.

В 2002 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай» (протокол ГКЗ РК № 173-02-У от 18.09.2002 г.).

В 2003 г. составлена «Технологическая схема разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР № 22 от 29.04.2003 г.).

В 2006 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай».

В 2011 г. выполнен «Приrost запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай (по состоянию изученности на 01.01.2011 г.)» (протокол ГКЗ РК № 1085-11-У от 22.07.2011 г.).

В 2013 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай».

Дата: 15.10.2025 07:39. Книга электронного журнала. Версия СЭД: Docapoint 7.22.2. Итоговый результат проверки ЭЦП.
15.10.2025. Бердиев Н.О. (Директор Департамента). Положительный результат проверки ЭЦП.

В 2015 г. выполнен «Прирост запасов нефти и растворенного газа месторождения Лактыбай» (протокол ГКЗ РК № 1649-16-У от 29.02.2016 г.). В 2016 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 70/6 от 22.04.2016 г.). В 2018 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 4/8 от 16.11.2018 г.). В 2021 г. составлен «Проект разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 16/3 от 19.08.2021 г.). В 2022 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 25/5 от 28.04.2022 г.). В 2024 г. составлен «Анализ разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 55/8 от 03.10.2024 г.). По состоянию на 01.01.2025 г. пробуренный фонд составляет 15 ед., из них эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 8 ед. (№№ 27, 32, 34, 37, 40, 41, 43, 46), в том числе действующий – 4 ед. В бездействии 4 ед. скважины №№ 27, 32, 34, 43. Ликвидированный фонд составляет 6 ед. Водозаборный фонд составляет 1 ед. По состоянию на 01.01.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 1500,8 тыс. т., жидкости 1487,6 тыс. т., газа 145,578 млн. м³. Отбор от НИЗ – 63,9 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,144 д. ед. при утвержденном конечном коэффициенте извлечения нефти 0,225 д. ед.	Принципиальные положения проектного документа: В рамках отчета рассмотрены 2 варианта разработки. Вариант 1 (базовый) предусматривает продолжение реализации утвержденного проектного документа АР-2024 г., где предусматривается ввод в эксплуатацию из бездействия трех скважин №№ 32,34,43 в 2025 г., бурение трех добывающих вертикальных скважин №№ 45, 48, 47 и одной горизонтальной скважины № 52 в 2024-2028 г.г., а также организация системы ППД путем перевода под нагнетание скважины № 43 в 2025 г. и скважины № 32 в 2026 г. Вариант 2 (рекомендуемый) предусматривает ввод в эксплуатацию из бездействия трех скважин №№ 32,34,43 в 2025 г., а также бурение и ввод семи вертикальных добывающих скважин в 2025-2032 г.г., из которых № 47,45 вводятся на I объект, скважины №№ 48,27D,50 – на II объект и скважина № 49,14D – на III объект. С целью реализации системы ППД предусматривается перевод под нагнетание трех скважин: № 43 – в 2025 г., № 32 – 2026 г., № 27D – 2032 г., а также применение технологии ОРЗ в скважине № 43 совместно на II и III объекты в 2030 г. Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 855 636,459 тыс. тенге.
Рекомендации и замечания: <u>Независимый эксперт Джумалиев К.А.-О.:</u> отметил, что ряд утвержденных проектных решений не выполняются; рекомендует недропользователю предоставить программу работ по месяцам по вводу скважин №№ 43, 32 и 34 в эксплуатацию из бездействия, перевода скважин №№ 43 и 32 под нагнетание и по реализации системы ППД на месторождении; рекомендует провести реализацию системы ППД, так как решение по созданию ППД с каждым разом отодвигается. Перед организацией закачки воды необходимо провести оценку технического состояния нагнетательной скважины, включая испытания ФА, КГ и ПО на целостность; рекомендует провести анализ причин отказов УЭЦН с использованием данных по каждому ремонту, с выделением долей отказов по причинам: отложения АСПВ, коррозия, износ рабочих органов, попадание посторонних предметов, возможно связанный с	

Дата: 13.10.2025 07:39, Юридический отдел, Версия: 1.0, Документ: 7.22.2. Положительный результат проверки ЭИП
 13.10.2025, Бордаев Н.О. (Директор Департамента)... Положительный результат проверки ЭИП.

высокой депрессией в призабойной з

рекомендует рассмотреть проведение ГРП при переводе скважин под закачку в случае отсутствия приемистости;

отметил, что с целью определения оптимального режима работы скважины, недропользователю необходимо провести ГДИС по всему фонду скважин МУО с проведением не менее трех режимов исследований с забойными давлениями ниже давления насыщения с обязательным замером дебитов нефти и газового фактора;

рекомендует проведение замеров газового фактора по всему фонду скважин. По скважинам I и II объектов на ежеквартальной;

отметил, что с целью доизучения физико-химических свойств пластовых флюидов, авторами рекомендуется проведение отбора пластовых проб нефти в проектных скважинах, а также в оценочной скважине ОС-1;

рекомендует рассмотреть применение ингибиторов для предотвращения парафиноотложения в подземном оборудовании добывающих скважин;

рекомендует провести стандартные и специальные исследования на керне отобранных скважины № 46 с целью уточнения свойств пород;

рекомендует провести ГИС по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и хвостовика, и качества их цементации при вводе скважин из бурения;

рекомендует недропользователю обеспечить качественное цементирование эксплуатационной колонны и хвостовика при бурении скважин;

рекомендует недропользователю необходимо время, выполнить ГТМ в сроки согласно представленного анализа, а именно ввести из бездействия скважины №№ 32, 34 и 43, перевести скважины №№ 32 и 43 под закачку воды и провести бурение проектной скважины № 48 и оценочной скважины ОС-1 в период 2025-2026 г.г.;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2026 г.

Независимый эксперт Дингуатов С.К.:

отметил, что на месторождений добыча нефти осуществляется более удовлетворительно, но по части ввода скважин из бездействия и ввод скважин из бурения не удовлетворительно, и соответственно основные контрактные обязательства по части бурения новых скважин не выполняются, кроме за 2024 г. с бурением одной скважины;

отметил, что текущие пластовые давления по объектам характеризуются снижением, но, запас энергии между давлением насыщения все еще имеется;

отметил, что предусмотренная закачка воды с 2023 года в настоящее время не начато, по причине бездействия намеченной скважины, который требует КРС;

рекомендует продолжить отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти;

отметил, что для уточнения энергетического состояния залежей рекомендуется продолжить прямые замеры пластовых и забойных давлений по возможности, а также замеры статистических и динамических уровней;

отметил, что за анализируемый период на скважинах месторождения Лактыбай проведенные гидродинамические исследования недостаточно, поэтому необходимо продолжить исследовательские работы в достаточном количестве;

отметил, что для интенсификации притока жидкости на скважинах месторождения Лактыбай необходимо проводить ГРП, для этого подготовить скважин с целью предотвращения аварийных ситуаций;

рекомендует выполнить запроектированный объем бурения без откладывания;

рекомендует продолжить работы по доразведке и выполнить рекомендации авторов по части бурения оценочных скважин, в случае получения положительных результатов при бурении оценочной скважины ОС-1, не откладывать бурение остальных оценочных

Дата: 15.10.2025 09:39, Юридическое лицо: АО «Нефтяная компания Казахстана», Версия: 3.0 (Дополнительно: 7.2.2.2. Положительный результат проверки ЭЦП)
15.10.2025, Есепов Н.О. (Получатель: Пополнение) ... Положительный результат проверки ЭЦП.

скважин;

рекомендует провести эффективные работы по выводу из бездействия скважин для ввода в эксплуатацию, оперативно решить все возникшие проблемы с целью ввода скважин в добычу;

рекомендует недропользователю придерживаться проектных решений, рассмотренных в рамках данного отчета;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2026 г.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что разработка месторождения осуществляется в соответствии с «Анализом разработки месторождения Лактыбай» (протокол ЦКРР РК № 55/8 от 03.10.2024 г.). Согласно утвержденных проектных решений в 2025 г. предусматривался ввод из бездействия скважин №№ 43 и 32, на текущий момент ввод скважин из бездействия не осуществлен, а также предусмотрен ввод из бурения скважины № 48, в настоящий момент скважина находится в бурении и ожидается ее ввод до конца 2025 г.;

отметила, что не реализована система ППД;

отметила, что согласно проектным решениям на месторождении предусмотрена реализация системы заводнения переводом под нагнетание скважины №43 с декабря 2025 г., фактически система заводнения на месторождении не реализована, перевод под нагнетание скважины № 43 недропользователем предусмотрен в 2026 г. после завершения строительно-монтажных работ по обустройству системы заводнения;

отметила, что в рамках представленного отчета предусматривается ввод из бездействия 3 скважин, а также ввод из бурения 7 вертикальных добывающих скважин в период 2025-2032 г.г. Реализация системы ППД предусмотрена переводом под нагнетание скважины №№ 43, 32 и 27D, а также реализацией ОРЗ в скважине № 43 на II и III эксплуатационные объекты;

отметила, что в рамках представленного отчета предусматривается ввод из бездействия 3 скважин (№№ 32, 43, 34) в 2025 г., перевод под нагнетание 3 скважин (№№ 32 (2026 г.), 43 (2025 г.), 27D (2032 г.)), бурение с проведением ГРП 7 добывающих скважин (№№ 47 (2027 г.), 45 (2030 г.), 48 (2025 г.), 27D (2029 г.), 50 (2031 г.), 49 (2029 г.), 14D (2032 г.)), приобщение интервалов горизонта IV с компоновкой ОРЗ по скважине № 43 в 2030 г.;

отметила, что месторождение нуждается в дальнейшем изучении и рекомендуется провести нижеследующие мероприятия по доразведке:

комплекс ГИС, проведенный на месторождении Лактыбай, необходимо дополнить записью спектрального гамма-каротажа (кривые U, K, Th) с целью определения зон с аномальной радиоактивностью, не связанной с наличием глинистых компонентов в составе коллекторов;

требуется проведение исследований многозондовой аппаратурой индукционного каротажа, которые позволяют выявить в разрезе интервалы с наличием радиального приращения показаний на кривых разноглубинных зондов (что является характерным признаком наличия коллектора);

с целью доразведки категории запасов C₂ в 2026 году рекомендуется бурение оценочной скважины ОС-1, которая вскрывает непромышленные запасы в пределах I, II и IV горизонтов;

на основании бурения оценочной скважины ОС-1, также рекомендуется бурение пяти зависимых оценочных скважинах № 51, 52, 53, 54, 55;

с целью доизучения физико-химических свойств пластовых флюидов рекомендуется проведение отбора пластовых проб нефти в проектной скважине № 48, вводимой из бурения на II объект, а также в оценочной скважине ОС-1;

отметила, что не создана система ППД;
 рекомендует ускорить работу по формированию системы ППД;
 отметила, что наблюдается необходимость активной работы с бездействующим фондом скважин;
 отметила, необходимость строгого соблюдения проектных решений, в том числе проведение ГРП, закачку воды;
 отметила, что по представленному отчету заложенные технологические показатели на 2025 г. указаны некорректно и не будут приняты;
 отметила, что показатели потери углеводородов должны предусматриваться базовыми проектными документами, тогда как анализ разработки месторождения не относится к базовым проектным документам. В этой связи, показатели по потери углеводородов, указанные в настоящем анализе разработки месторождения, не принимаются;
 рекомендует АО НК «КазМунайГаз» принять необходимые меры в отношении ТОО «Казхтуркмунай» в связи с тем, что со стороны недропользователя рекомендации ЦКРР систематический не выполняются должным образом;
 рекомендует согласовать «Анализ разработки месторождения Лактыбай» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту на 2026 г.

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** «Анализ разработки месторождения Лактыбай» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту на 2026 г.

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

Қ. Арымбек

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

Е. Бурханұлы

Согласовано

10.10.2025 15:30 Бурханұлы Ернар

10.10.2025 18:20 Зкрия Бахтияр Жанатович

Подписано

14.10.2025 20:16 Арымбек Құдайбергел Берікұлы



Дата: 14.10.2025 07:39, Книга электронного журнала, Версия C:\E:\Documents\7.2.2.2. Положительный результат проверки ЭЦП
 15.10.2025, Бердиев Н.О. (Директор Департамента), Положительный результат проверки ЭЦП.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ
ГРАФИК ППР
ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАСПОРТА ОБОРУДОВАНИЯ



«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асыл Тау Құрылыс»
Калинязов Т.У
2025г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
Водогрейного котлоагрегата типа
BEDERUS SK755-2242A27001

объект: м/р Лактыбай Вахтовый городок ТОО «Казактуркмунай»

Регистрационный номер: Котел №1

Топливо: Природный газ

№ п/п	Наименование	Ед. Измер	Нагрузка, %	
			40	70
1	2	3	4	5
1	Теплопроизводительность	кВт	416.20	728.92
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	°C	60.00	60.00
3	Температура воды на выходе из котлоагрегата	°C	66.00	68.00
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	кгс/см2	1.60	1.60
5	Давление воды на выходе из котлоагрегата	кгс/см2	2.00	2.00
6	Температура газа перед горелкой	°C	18.4	18.4
7	Расход газа	ст. м3/час	64.65	120.36
8	Давление газа до регулятора	кгс/см2	3.1	3.1
9	Давление газа после регулятора	кгс/см2	0.8	0.8
10	Давление газа на горелке	кПа	2.4	3.3
11	Давление воздуха на горелке	кПа	0.133	0.155
12	Температура воздуха на горение	°C	19.7	
13	Температура уходящих газов после котлоагрегата	°C	120.6	181.6
14	Состав уходящих газов после котлоагрегата			
	Углекислый газ CO2	%	4.46	6.48
	Кислород O2	%	1.8	2.5
	Окись углерода CO	ppm	293	381
	Окись Азота NO	ppm		44
15	Козфф. Избытка воздуха после котлоагрегата	λ	1.326	1.14
16	Козфф. Полезного действия котлоагрегата (брутто)	%	96.7	96.7

Q_г = 7600 ккал/м³

На котле установлено: 1 горелка ELKO

Диапазон регулирования 6.5-50.0 кПа

Карту составил : Инж. КИПиА



Бузаубаев А.

ТОО Асыл Тау Курылыс
Актобе
+77779283938
info@asyl-tau.kz

Измерения

Общая информация

Клиент		Измерения	
Название компании	ТОО "КТМ"	Дата	11.10.2025 17:03
м/р Лактыбай		Место Замера	Дымовые газы
Вахтовый городок		Топливо	Природный газ
Котел-1 Budulus		О ₂ норм	3,0 %
0476СТ3148		CO ₂ Max	11,9 %
E-mail			
Телефон			

Информация о приборе t300

МПО	1.10.7607	Версия ПО	12.7.17.15961
Название устройства	testo 300		
Серийный номер устройства	TT3663800250NEU1223		
Серийный номер	63800250		
Дата последнего техобслуживания	05.12.23		

Дымовые Газы - 11.10.2025 17:00

Т окр. среды	18,4 °C	Тяга	-0,133 мбар
CO ₂	6,48 %	нСО	381 ppm
qAnet	3,3 %	Т дым.газов	181,6 °C
λ	1,14	укПД	96,7 %
O ₂	2,5 %	атмСО	— ppm
CO	293 ppm	NO	44 ppm

11.10.2025 17:03

Дата

Техник



Подпись



«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асыл-Тау Құрылыс»
Жалғалиев Т.У
2025г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
Водогрейного котлоагрегата типа
PREXTHERM RSW 1480N

объект: м/р Лактыбай УПН ТОО «Казактуркмунай»

Регистрационный номер: 2243A27001
Котел №1

Топливо: Природный газ

№ п/п	Наименование	Ед. Измер	Нагрузка, %	
			40	70
1	2	3	4	5
1	Теплопроизводительность	кВт	643.20	1189.92
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	°C	60.00	60.00
3	Температура воды на выходе из котлоагрегата	°C	66.00	66.00
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	кгс/см ²	1.80	1.80
5	Давление воды на выходе из котлоагрегата	кгс/см ²	2.00	2.00
6	Температура газа перед горелкой	°C	22.6	22.6
7	Расход газа	ст. м ³ /час	65.71	121.48
8	Давление газа до регулятора	кгс/см ²	3.4	3.4
9	Давление газа после регулятора	кгс/см ²	0.8	0.8
10	Давление газа на горелке	кПа	2.30	3.15
11	Давление воздуха на горелке	кПа	0.20	0.40
12	Температура воздуха на горение	°C	27.00	27.00
13	Температура уходящих газов после котлоагрегата	°C	127.00	188.3
14	Состав уходящих газов после котлоагрегата			
	Углекислый газ CO ₂	%	6.50	9.80
	Кислород O ₂	%	2.1	3.7
	Оксид углерода CO	ppm	591	717
	Оксид Азота NO	ppm		27
15	Козфф. Избытка воздуха после котлоагрегата	λ	1.11	1.21
16	Козфф. Полезного действия котлоагрегата (брутто)	%	92.46	97.1

Q_г = 8389 ккал/м³

На котле установлено: 1 горелка GIB UNIGAZ E165A

Диапазон регулирования 6.2-36.0 кПа

Карту составил : Инж. КИПиА



Бузаубаев А.

ТОО Асыл Тау Курылыс
Актобе
+77779283938
info@asyl-tau.kz

Измерения

Общая информация

Клиент		Измерения	
Название компании	ТОО «КТМ»	Дата	11.10.2025 19:05
УПН Лактыбай		Место Замера	Котел номер 1
PREXTHERM RSW 1480N		Топливо	Природный газ
<u>2243A27001</u>		O ₂ норм	3,0 %
E-mail		CO ₂ Max	11,9 %
Телефон			

Информация о приборе t300

МПО	1.10.7607	Версия ПО	12.7.17.15961
Название устройства	testo 300		
Серийный номер устройства	TT3663800250NEU1223		
Серийный номер	63800250		
Дата последнего техобслуживания	05.12.23		

Дымовые Газы - 11.10.2025 19:01

Т окр. среды	22,6 °C	Тяга	-0,107 мбар
CO ₂	9,80 %	нСО	717 ппм
qAnet	2,9 %	Т дым. газов	188,3 °C
λ	1,21	укПД	97,1 %
O ₂	3,7 %	атмСО	— ппм
CO	591 ппм	NO	27 ппм

Дымовые Газы - 11.10.2025 19:05

Т окр. среды	22,6 °C	Тяга	-0,107 мбар
CO ₂	9,80 %	нСО	717 ппм
qAnet	2,9 %	Т дым. газов	188,3 °C
λ	1,21	укПД	97,1 %
O ₂	3,7 %	атмСО	— ппм
CO	591 ппм	NO	27 ппм

11.10.2025 19:05

Дата

Техник

Подпись





«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асыл» Тау Құрылыс»
Калниязов Т.У
2025г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
Водогрейного котлоагрегата типа
BEDERUS SK755-2242A27001

объект: м/р Каратобе Вахтовый городок ТОО «Казактуркмунай»

Регистрационный номер: Котел №2
Рег № 2

Топливо: Природный газ
Ст. № 1

№ п/п	Наименование	Ед. Измер	Нагрузка, %	
			40	70
1	2	3	4	5
1	Теплопроизводительность	кВт	416.20	728.92
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	°C	62.00	62.00
3	Температура воды на выходе из котлоагрегата	°C	67.00	67.00
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	кгс/см ²	1.80	1.80
5	Давление воды на выходе из котлоагрегата	кгс/см ²	2.00	2.00
6	Температура газа перед горелкой	°C	18.00	18.00
7	Расход газа	ст. м ³ /час	65.71	121.48
8	Давление газа до регулятора	кгс/см ²	3.1	3.1
9	Давление газа после регулятора	кгс/см ²	0.8	0.8
10	Давление газа на горелке	кПа	2.5	3.3
11	Давление воздуха на горелке	кПа	0.20	0.80
12	Температура воздуха на горение	°C	27.00	27.00
13	Температура уходящих газов после котлоагрегата	°C	91.00	166.00
14	Состав уходящих газов после котлоагрегата			
	Углекислый газ CO ₂	%	3.01	6.01
	Кислород O ₂	%	6.4	10.4
	Оксид углерода CO	ppm	211	309
	Оксид Азота NO	ppm		29
15	Кэфф. Избытка воздуха после котлоагрегата	λ	1.326	1.98
16	Кэфф. Полезного действия котлоагрегата (брутто)	%	92.46	95.3

Q_г = 7600 ккал/м³

На котле установлено: 1 горелка ELKO

Диапазон регулирования 6.5-50.0 кПа

Карту составил: Инж. КИПиА



Бузаубаев А.

ТОО Асыл Тау Курылыс
Актобе
+77779283938
info@asyhtau.kz

Измерения

Общая информация

Клиент		Измерения	
Название компании	ТОО "КТМ"	Дата	11.10.2025 16:12
м/р Лактыбай		Место Замера	Дымовые газы
Вахтовый городок		Топливо	Природный газ
Котел-2 Budurus		O ₂ норм	3,0 %
0476CT3148		CO2Max	11,9 %
E-mail			
Телефон			

Информация о приборе t300

МПО	1.10.7607	Версия ПО	12.7.17.15961
Название устройства	testo 300		
Серийный номер устройства	TT3663800250NEU1223		
Серийный номер	63800250		
Дата последнего техобслуживания	05.12.23		

Дымовые Газы - 11.10.2025 16:10

Т окр. среды	18,4 °C	Тяга	-0,133 мбар
CO ₂	5,48 %	нCO	401 ппм
qAnet	3,3 %	Т дым.газов	171,6 °C
λ	1,14	укПД	96,7 %
O ₂	2,5 %	атмCO	— ппм
CO	387 ппм	NO	44 ппм

11.10.2025 16:12

Дата

Техник

Page 1/1



Подпись



«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асыл Тау Құрылыс»
Жаппиязов Т.У
2025г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
Водогрейного котлоагрегата типа
PREXTHERM RSW 1480N

объект: м/р Лактыбай УПН ТОО «Казахтуркмунай»

Регистрационный номер: 2242A27001
Котел №2

Топливо: Природный газ

№ п/п	Наименование	Ед. Измер	Нагрузка, %	
			40	70
1	2	3	4	5
1	Теплопроизводительность	кВт	643.20	1189.92
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	°C	61.00	61.00
3	Температура воды на выходе из котлоагрегата	°C	67.00	67.00
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	кгс/см2	1.80	1.80
5	Давление воды на выходе из котлоагрегата	кгс/см2	2.00	2.00
6	Температура газа перед горелкой	°C	22.6	22.6
7	Расход газа	ст. м3/час	65.71	121.48
8	Давление газа до регулятора	кгс/см2	3.4	3.4
9	Давление газа после регулятора	кгс/см2	0.8	0.8
10	Давление газа на горелке	кПа	2.30	3.15
11	Давление воздуха на горелке	кПа	0.20	0.80
12	Температура воздуха на горение	°C	27.00	27.00
13	Температура уходящих газов после котлоагрегата	°C	114.0	164.6
14	Состав уходящих газов после котлоагрегата			
	Углекислый газ CO2	%	4.20	8.60
	Кислород O2	%	5.80	3.7
	Окись углерода CO	ppm	0.00	0.00
	Окись Азота NO	ppm		22
15	Коэфф. Избытка воздуха после котлоагрегата	-	1.326	1.18
16	Коэфф. Полезного действия котлоагрегата (брутто)	%	97.1	97.1
17	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал	кг.у.т/Гкал	154.45	153.70

Q_г = 8389 ккал/м³

На котле установлено: 1 горелка GIB UNIGAZ E165A

Диапазон регулирования 6.2-36.0 кПа

Карту составил : Инж. КИПиА



Бузаубаев А.

ТОО Асыл Тау Курылыс
Актобе
+77779283938
info@asyt-tau.kz

Измерения

Общая информация

Клиент		Измерения	
Название компании	ТОО «КТМ»	Дата	11.10.2025 18:15
УПН Лактыбай		Место Замера	Котел номер 2
PREXTHERM RSW 1480N		Топливо	Природный газ
2243A27001		О ₂ норм	3,0 %
E-mail		CO2Max	11,9 %
Телефон			

Информация о приборе t300

МПО	1.10.7607	Версия ПО	12.7.17.15961
Название устройства	testo 300		
Серийный номер устройства	TT3663800250NEU1223		
Серийный номер	63800250		
Дата последнего техобслуживания	05.12.23		

Дымовые Газы - 11.10.2025 18:11

Т окр.среды	22,6 °C	Тяга	-0,107 мбар
CO ₂	8,60 %	нСО	467 ппм
qAnet	2,9 %	Т дым.газов	164,6 °C
λ	1,21	УКПД	97,1 %
O ₂	3,7 %	атмСО	— ппм
CO	391 ппм	NO	22 ппм

Дымовые Газы - 11.10.2025 18:15

Т окр.среды	22,6 °C	Тяга	-0,107 мбар
CO ₂	8,60 %	нСО	467 ппм
qAnet	2,9 %	Т дым.газов	164,6 °C
λ	1,21	УКПД	97,1 %
O ₂	3,7 %	атмСО	— ппм
CO	391 ппм	NO	22 ппм

11.10.2025 18:15

Дата

Техник

Подпись





«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асыл Тау Кұрылыс»
Калниязов Т.У
2025г.

Режимная работа печи трубчатой ППП-1-0,65/6,3
установленной на УПН «Лактыбай» Зав №7

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Единицы изм.	Режим 1	Режим 2
1	2	3	4	5	6
1	Расход продукта через установку	V	м.куб/час	38	38
2	Плотность эмульсии	p	т/м.куб	0,816	0,816
3	Расход продукта через установку	G	т/час	31,008	31,008
4	Давление продукта на входе	P _{вх}	кгс/см.кв	2,1	2,1
5	Давление продукта на выходе	P _{вых}	кгс/см.кв	0,9	0,9
6	Температура продукта на входе	t _{вх}	град.цельс	30	30
7	Температура продукта на выходе	t _{вых}	град.цельс	41	63
8	Средняя температура продукта	T _{ср}	град.цельс	36,5	46,5
9	Разность температур	t _Δ	град.цельс	11	33
10	Теплоемкость нефти при средней температуре	C _н	Ккал/кг*град	0,459	0,4721
11	Теплопроизводительность установки	Q	Гкал/час	0,157	0,483
12	Температура уходящих газов	T _{ух}	град.цельс	170	183,5
13	Состав уходящих газов	CO ₂	%	4,37	5,14
		O ₂	%	10,0	11,4
		CO	ppm	78	163
		NO	ppm	9	14
14	Коэффициент избытка воздуха	λ		2,0	2,19
15	Температура наружного воздуха	t _{н.в.}	град.цельс	7	7
16	Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания	h		4,1797	2,28
17	Величина Z	Z		13,302	7,96
18	Потери в окружающую среду при номинальной нагрузке	Q _{то}	%	1,5	1,5
19	Номинальная нагрузка установки	Q _{ном}	Гкал/час	0,688	0,688
20	Теплотворная способность топлива	Q _{сп}	Ккал/л	8405	8405
21	Потери с уходящими газами	Q ₂	%	37,9107	29,61
22	Потери от химического недожога	Q ₃	%	0,00504	0,004
23	Потери в окружающую среду	Q ₃	%	4,0432	1,81
24	КПД установки по прямому балансу	n	%	68,7	83,4
25	по обратному балансу			54,8	66,84
26	Расход топлива	B	м.куб/час	34	86
27	Удельный расход условного топлива	b _{уд}	кг.у.т./Гкал	246,13160	208,3
28	Удельный расход натурально топлива	B _{н.т.}	нм куб/Гкал	204,98	173,51

Составил: Инж. КИПиА



Бузаубаев А.

ТОО Асыл Тау Курылыс
Актобе
+77779283938
info@asyl-tau.kz

Измерения

Общая информация

Клиент	Измерения
Название компании ТОО «КТМ»	Дата 12.10.2025 14:34
м/р УПН Лактыбай	Место Замера Дымовые газы
Печь ППНП-0.63 - №2	Топливо Природный газ
E-mail	O ₂ норм 3,0 %
Телефон	CO ₂ Max 11,9 %

Информация о приборе t300

МПО	1.10.7607	Версия ПО	12.7.17.15961
Название устройства	testo 300		
Серийный номер устройства	TT3663800250NEU1223		
Серийный номер	63800250		
Дата последнего техобслуживания	05.12.23		

Дымовые Газы - 12.10.2025 14:32

Т окр.среды	19,7 °C	Тяга	0,003 мбар
CO ₂	— %	нCO	— ппм
qAnet	— %	Т дым.газов	183,5 °C
λ	—	уКПД	— %
O ₂	21,0 %	атмCO	0 ппм
CO	0 ппм	NO	0 ппм

Дымовые Газы - 12.10.2025 14:34

Т окр.среды	19,4 °C	Тяга	-0,197 мбар
CO ₂	5,14 %	нCO	163 ппм
qAnet	17,6 %	Т дым.газов	181,4 °C
λ	2,19	уКПД	83,4 %
O ₂	11,4 %	атмCO	— ппм
CO	78 ппм	NO	14 ппм

12.10.2025 14:27

Дата Техник





«Утверждаю»
Директор
ТОО «Асмет Тау Кұрылыс»
Калниязов Т.У
2025г.

Режимная работа печи трубчатой ППНП-1-0,65/6,3
установленной на УПН «Лактыбай» Зав №9

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Единицы изм.	Режим 1	Режим 2
1	2	3	4	5	6
1	Расход продукта через установку	V	м.куб/час	38	38
2	Плотность эмульсии	p	т/м.куб	0,816	0,816
3	Расход продукта через установку	G	т/час	31,008	31,008
4	Давление продукта на входе	P _{вх}	кгс/см.кв	2,1	2,1
5	Давление продукта на выходе	P _{вых}	кгс/см.кв	0,9	0,9
6	Температура продукта на входе	t _{вх}	град.цельс	30	30
7	Температура продукта на выходе	t _{вых}	град.цельс	41	63
8	Средняя температура продукта	T _{ср}	град.цельс	36,5	46,5
9	Разность температур	t _Δ	град.цельс	11	33
10	Теплоемкость нефти при средней температуре	C _н	Ккал/кг*град	0,459	0,4721
11	Теплопроизводительность установки	Q	Гкал/час	0,157	0,483
12	Температура уходящих газов	T _{ух}	град.цельс	170	185,4
13	Состав уходящих газов	CO ₂	%	4,68	5,44
		O ₂	%	10,0	11,4
		CO	ppm	68	149
		NO	ppm	8	12
14	Коэффициент избытка воздуха	λ		2,0	2,19
15	Температура наружного воздуха	t _{н.в.}	град.цельс	7	7
16	Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания	h		4,1797	2,28
17	Величина Z	Z		13,302	7,96
18	Потери в окружающую среду при номинальной нагрузке	Q _{ср}	%	1,5	1,5
19	Номинальная нагрузка установки	Q _{ном}	Гкал/час	0,688	0,688
20	Теплотворная способность топлива	Q _{тп}	Ккал/л	8405	8405
21	Потери с уходящими газами	Q ₂	%	37,9107	29,61
22	Потери от химического недожога	Q ₃	%	0,00504	0,004
23	Потери в окружающую среду	Q ₅	%	4,0432	1,81
24	КПД установки по прямому балансу	η	%	68,7	82,4
25	по обратному балансу			54,8	66,84
26	Расход топлива	B	м.куб/час	34	86
27	Удельный расход условного топлива	B _{у.т.}	кг.у.т./Гкал	246,13160	208,3
28	Удельный расход натурально топлива	B _{н.т.}	нм куб/Гкал	204,98	173,51

Составил: Инж. КИПиА



Бузаубаев А.



УТВЕРЖДАЮ
Директор ТОО «ЗапКаз Экспертиза»
Мухамеджанов Р.А.
«05» декабря 2019г.

**УСТАНОВКА ФАКЕЛЬНАЯ ВЫСОКОГО
ДАВЛЕНИЯ С АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ
РОЗЖИГА И КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ
УПН «Лактыбай»**

ФВД Ду200 н=22,4м

ПАСПОРТ

Инвентарный № 103000650

ТОО «Казахтуркмунай»

2019г.

2. Основные сведения и технические данные об изделии

2.1 основные сведения

Владелец факельного оборудования:	ТОО «Казахтуркмунай»
Место установки:	УПН «Лактыбай»
Организация, производившая монтаж ФВД:	ТОО «Казахтуркмунай»
Позиция факела по технологической схеме:	ФВД
Инвентарный номер факела:	№
Номинальная вместимость:	0,7м ³ .
Диаметр ствола (вн), мм:	200
Высота ствола, м:	22,4
Назначение ФВД:	сжигание нефтяного газа.
Вид расположения ствола:	вертикальный, на трех тросовых
Вес ФВД, кг:	оттяжках
Дата установки:	1998г.
Дата ввода в эксплуатацию:	1999г.
Дата составления паспорта:	2019г.

2.2 обозначение

Установка факельная
УФ-Н22,4-Ду200-Н1500-СФО-200-25350-4-А

УФ – установка факельная;
Н22,4 – высота факельной установки (м);
Ду200 – условный диаметр факельного ствола (мм);
Н1500 – высота расположения присоединительного патрубка от земли (мм);
СФО – струйный факельный оголовок;
200 – диаметр присоединительного фланца (мм);
25350 – расход топливного газа не более (нм³/сут);
4 – давление газа (МПа);
А – автоматическая.

2.3 Основные технические данные

Наименование параметра	Ед.измерения	норма
Вид сброса		Постоянный
Сбрасываемая (сжигаемая) среда		сжигание нефтяного газа
Количество сжигаемого газа в нормальных условиях (не более)	(нм ³ /сут)	25350
Рабочее давление сжигаемого газа	МПа	4
Температура	°C	+50
Газ дежурной горелки		Природный газ
Расход топливного газа на дежурную горелку	м ³ /час	не менее 2,2
Расход продувочного газа (не менее)	м ³ /час	25,434
Количество дежурных горелок	шт.	1
Наличие газового затвора		Отсутствует
Давление топливного газа, подаваемого на дежурные горелки	МПа	0,07
Климатическое исполнение	---	УХЛ1
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	°C	-35
Тип оголовка	---	Струйный
Способы розжига дежурных горелок	---	дистанционный розжиг
Высота факельной установки	м	22,4
Масса факельной установки	кг	---
Условный диаметр факельного головки	мм	100
Условный диаметр факельного ствола	мм	200
Высота расположения присоединительного патрубка от земли	мм	1500
Габаритные размеры блока запорно-регулирующего: 1. длина 2. ширина 3. высота	мм	
Номинальное напряжение питания автоматической электронской системы розжига и контроля пламени	В	220 ^{+22%} -33%
Частота тока	Гц	50 ± 1
Потребляемый ток, не более	А	3
Потребляемая мощность (не более)	Вт	150
Продолжительность включения оборудования		Непрерывно в течении времени работы объекта

УТВЕРЖДАЮ
Директор ТОО «ЗапКаз-Экспертиза»
Мухамеджанов Р.А.
«05» декабря 2019 г.

УСТАНОВКА ФАКЕЛЬНАЯ НИЗКОГО
ДАВЛЕНИЯ С АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ
РОЗЖИГА И КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ
УПН «Лактыбай»

ФНД Ду100 н=15м

ПАСПОРТ

Инвентарный № _____

ТОО «Казахтуркмунай»
2019г.

2. Основные сведения и технические данные об изделии

2.1 основные сведения

Владелец факельного оборудования:	ТОО «Казахтуркмунай»
Место установки:	УПН «Лактыбай»
Организация, производившая монтаж ФНД:	ТОО «Казахтуркмунай»
Позиция факела по технологической схеме:	ФНД
Инвентарный номер факела:	№
Номинальная вместимость:	0,7м ³ .
Диаметр ствола (ви), мм:	100
Высота ствола, м:	15
Назначение ФНД:	сжигание нефтяного газа.
Вид расположения ствола:	вертикальный, на трех тросовых
Вес ФНД, кг:	оттяжках
Дата установки:	1997г.
Дата ввода в эксплуатацию:	1998г.
Дата составления паспорта:	2019г.

2.2 обозначение

Установка факельная
УФ-Н15-Ду100-Н1000-СФО-2,4-100-0,07-А

УФ – установка факельная;
Н15 – высота факельной установки (м);
Ду100 – условный диаметр факельного ствола (мм);
Н1000 – высота расположения присоединительного патрубка от земли (мм);
СФО – струйный факельный оголовок;
2,4 – расход топливного газа не более (тыс. н.м³/сут.);
100 – диаметр присоединительного фланца (мм);
0,07 – давление газа (МПа);
А – автоматическая.

2.3 Основные технические данные

Наименование параметра	Ед.измерения	норма
Вид сброса		Постоянный
Сбрасываемая (сжигаемая) среда		сжигание нефтяного газа
Количество сжигаемого газа в нормальных условиях (не более)	м ³ /сут	2400
Рабочее давление сжигаемого газа	МПа	0,07
Температура	°C	+50
Газ дежурной горелки		Природный газ
Расход топливного газа на дежурную горелку	м ³ /час	не менее 2,2
Расход продувочного газа (не менее)	м ³ /час	25,434
Количество дежурных горелок	шт.	1
Наличие газового затвора		Отсутствует
Давление топливного газа, подаваемого на дежурные горелки	МПа	0,07
Климатическое исполнение	---	УХЛ 1
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	°C	-35
Тип оголовка	---	Струйный
Способы розжига дежурных горелок	---	дистанционный розжиг
Высота факельной установки	м	15
Масса факельной установки	кг	---
Условный диаметр факельного головки	мм	100
Условный диаметр факельного ствола	мм	100
Высота расположения присоединительного патрубка от земли	мм	1000
Габаритные размеры блока запорно-регулирующего: 1. длина 2. ширина 3. высота	мм	
Номинальное напряжение питания автоматической электроискровой системы розжига и контроля пламени	В	220 ^{+22%} _{-33%}
Частота тока	Гц	50 ± 1
Потребляемый ток, не более	А	3
Потребляемая мощность (не более)	Вт	150
Продолжительность включения оборудования		Непрерывно в течении времени работы объекта

ЕАС



УРАЛНЕФТЕХИММАШ

Акционерное Общество

ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПУТЕВОЙ ПП-1,6АМ

Паспорт

ПП-1,6АМ.00.00.000-45 ПС

Заводской № 46

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дудл.	Подп. и дата

1	Общие сведения	4
2	Технические характеристики	5
2.1	Ресурсы и эксплуатационные показатели	6
3	Составные части	7
3.1	Аппараты	7
3.2	Помпы и другие механизмы	7
3.3	Материалы	8
3.4	Трубопроводы	9
3.4.1	Соединения труб и деталей трубопроводов	9
3.4.2	Соединения и детали трубопроводов	12
3.4.3	Параметры	13
3.5	Параметры	13
4	Безопасность	16
4.1	Компактность	17
4.2	Составные части изделия и их взаимодействие	17
4.3	Зависимость	17
4.4	Использование ресурсов	17
5	Эксплуатация	18
6	Составные части	18
7	Составные части	20
8	Детали и узлы при эксплуатации	22
8.1	Цилиндр и поршень	23
8.2	Соединения и детали при эксплуатации	24
9	Учет работы	25
10	Учет технического обслуживания	26
11	Работа при эксплуатации	27

ПП-1,6АМ.00.00.000-45 ПС

Акционерное Общество
УРАЛНЕФТЕХИММАШ

2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

№ п/п	Параметр	Значение
1	Полезная тепловая мощность МВт (Гкал/ч), не более	1,86 (1,6)*
2	Производительность по нагреваемому продукту, м³/сут	400-1500
3	Давление в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см²) - рабочее, не более - расчетное - пробное гидравлическое	6,3 (63) 6,3 (63) 8,0 (80)
4	Перепад давления в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см²)	0,1 (1,0)*
5	Температура, К(°С) - на входе продукта в подогреватель, не менее - номинальная нагрева продукта - нагрева промежуточного теплоносителя, не более - средняя самой холодной пятидневки, не ниже - абсолютная минимальная окружающего воздуха, не ниже	273 (10) 333 (60)* 368 (95) 233 (минус 40) 223 (минус 50)
6	Промежуточный теплоноситель	пресная вода
7	Объем промежуточного теплоносителя: - максимальный, м³ - минимальный, м³	46 40
8	Нагреваемая среда	нефть, нефтяная эмульсия, пластовая вода
9	Параметры нефти и нефтяной эмульсии: - содержание кислых газов, массовая доля %, не более а) сероводород (H₂S), % мол., не более б) двуокись углерода (CO₂), % мол., не более	0,01 1,0
10	Топливо	природный, попутный нефтяной газ
11	Характеристика топливного газа: - теплота сгорания, МДж/м³ (ккал/м³), в пределах - содержание сероводорода, объемная доля %, не более - давление на входе в блок подготовки топлива, МПа (кгс/см²), в пределах - давление перед горелкой, МПа (кгс/см²), в пределах - расход топливного газа, м³/ч, не более а) на одну горелку б) общий	35...60 (8365...14340) 0,002 0,1...0,3 (1,0...3,0) 0,07...0,15 (0,7...1,5) 100** 90 180
12	Коэффициент полезного действия, %, не менее	80
13	Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	14900 × 4262 × 8500
14	Масса подогревателя, кг, не более - без промежуточного теплоносителя	31000
15	Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1
16	Показатели надежности - средний ресурс до капитального ремонта, лет - средний срок службы, лет	3,5 10,0

Примечание:

* Приведенные параметры обеспечиваются для подогреваемых сред с вязкостью при температуре 20°C, не более $100 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ (100 сСт).

** При теплотворной способности топливного газа 40,3 МДж/м³ (9625 ккал/м³).

Инв. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. № Инв. № докум. Подп. и дата.

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

ПП-1,6АМ.00.00.000-45 ПС

Лист

5

ФОРМУЛЯР

электростанции ПАЭС-2500 _____

№ Н 2893 ДКН 069 _____

Начало эксплуатации июль 2019г
дата

2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

(Заполняет предприятие-изготовитель)

— Номинальная мощность, кВт	2500
— Род тока	переменный, трехфазный
— Номинальная частота тока, Гц	50
— Номинальное напряжение, В	6300
— Номинальный коэффициент мощности	0,8
2.1. Генератор	СТС14-100-6У2 синхронный, трехфазный переменного тока
— номинальная частота вращения ротора, об/мин	1000
2.2. Двигатель	АИ-20 газотурбинный
Топливо для двигателя:	
— жидкое	керосин ТС-1, Т-2 по ГОСТ 10227-86 и их смеси; дизельное топливо по ГОСТ 4749-73
— газообразное (при соответствующей замене на двигателе и агрегатов топливной системы и автоматики)	попутный или природный газ, давлением 10-12 кгс/см ²
Расход жидкого или газообразного топлива на номинальном режиме, кг/ч	не более 1100
Расход масла на номинальном режиме, л/ч	не более 1,0
2.3. Характеристики и качество вырабатываемой энергии	
2.3.1. Установившееся отклонение напряжения и частоты в установившемся тепловом состоянии при неизменной симметричной нагрузке в диапазоне 10...100% номинальной мощности, %	не более ± 1



СПМНУ
С НАМИ ТЕПЛЕЕ!

Котельная
мобильная (ИНВЕНТАРНАЯ) контейнерного типа
СТ 6868-1943-ТОО-01-2015

ПАСПОРТ

ТОО «СПМНУ»

РК, 130000 г. Актау
б «А» мкр., ст. Меловая, участок № 19
тел. факс: 8/7292/ 60 50 85, 60 57 66
e-mail: info@spmnu.kz, ko@spmnu.kz

2020г.

1. НАЗНАЧЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ

Котельная мобильная (инвентарная) контейнерного типа (далее по тексту – котельная) с двумя котлами, работающими на газовом топливе, предназначена для производства и отпуск тепла на отопление и горячее водоснабжения.

Котельная изготовлена согласно СТ 6868-1943-ТОО-01-2015, ТР ТС № 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе», ГОСТ 233 45 «Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия», ГОСТ 228 53 «Здания мобильные (инвентарные). Системы санитарно-технические».

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

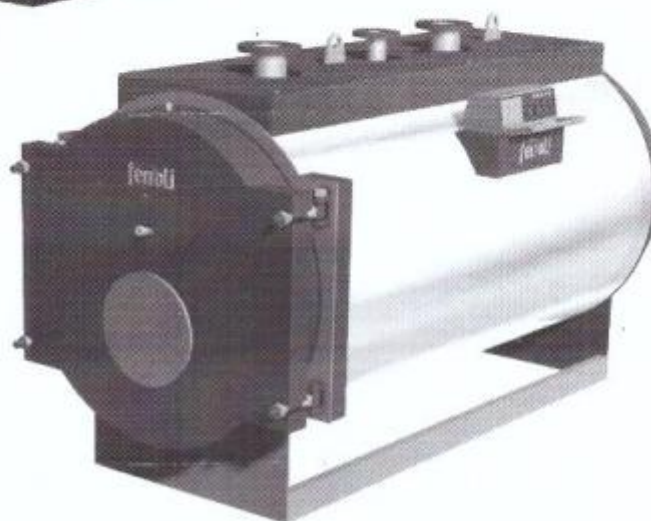
Наименование показателя и единицы измерения	Данные
Теплопроизводительность, кВт	
• – общая	2080
• – система отопления	1580
• – система горячего водоснабжения	500
• – потери в тепловых сетях и собственные нужды	0,054
Температура график, °C	
• – для системы отопления Т1/Т2	85/60
• – для системы горячего водоснабжения Т3	60
Вид топлива	Природный углеводородный газ G20
Расход топлива, не более:	
• Газ, нм ³ /час (уд. теплота сгорания – 7600 ккал/нм ³)	• 362 м ³ /час
Теплоноситель	Вода ГОСТ 2874-82
Расчетное максимальное давление теплоносителя, не более, МПа	0,5
Потребляемое напряжения, В	380
Габаритные размеры, не более, (L×B×h), м	11000×4800×2700 (h)
Срок службы, лет, не менее	10
Количество передислокаций за расчетный срок службы, не менее раз	10
Категория производства – Г, степень огнестойкости здания котельной Ша	

35

ferroli



PREXTHERM RSW



CE



E165A

E205A

Горелки комбинированные

ИНСТРУКЦИЯ ПО МОНТАЖУ - ЭКСПЛУАТАЦИИ - ОБСЛУЖИВАНИЮ

CIB UNIGAS

BURNERS - BRUCIATORI - BRULERS - BRENNER - QUEMADORES - ГОРЕЛКИ

M039445NB 0.4 01/2022

МАРКИРОВКА ГОРЕЛОК

Горелки различаются по типу и модели. Маркировка моделей следующая.

Тип	E165A	Модель	MG.	MD.	SP.	**	A.	1.	40.
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	

1	ТИП ГОРЕЛКИ	E165A - E205A
2	ТИП ТОПЛИВА	MG - Природный газ - Дизельное топливо LG - Сжиженный газДизельное топливо BG - биогазДизельное топливо
3	ИСПОЛНЕНИЕ (возможные варианты)	PR - Прогрессивное MD - Модулирующее AB - Двухступенчатое
4	СОПЛО	SP = стандартное сопло; алюминиевый воздухозаборник SR = стандартное сопло; пластиковый воздухозаборник (АБС-пластик)
5	СТРАНА НАЗНАЧЕНИЯ	* - смотрите заводскую табличку
6	ВАРИАНТЫ	A - Стандартное Y - Специальное исполнение
7	КОМПЛЕКТАЦИЯ возможные варианты	1 = 2 клапана + блок контроля герметичности 8 = 2 клапана + реле максим. давления газа + блок контроля герметичности
8	ДИАМЕТР ГАЗОВОЙ РАМПЫ	40 = Rp1 1/2 - 50 = Rp2 - 65 = DN65 - 80 = DN80

Технические характеристики

ТИП ГОРЕЛКИ		E165A MG..	E205A MG..	E165A LG..	E205A LG..	E165A BG..	E205A BG..
Мощность	мин - макс кВт	320 - 1650	340 - 2050	320 - 1650	340 - 2050	320 - 1650	340 - 2050
Тип топлива		Природный газ -		Сжиженный газ-		ВсюПриродный газ -	
Категория		(См. следующий		I _{exp}		(См. следующий	
Расход газа мин - макс.	ст.м³/ч	34 - 175	36 - 217	-	-	-	-
Расход газа - Сжиженным Газ	мин. - макс. кг/ч	-	-	11,9 - 62	12,7 - 77	-	-
Расход дизтоплива	мин. - макс. кг/ч	27 - 139	29 - 173	27 - 139	29 - 173	27 - 139	29 - 173
Biogas rate		-	-	-	-	50 - 256	50 - 321
Давление газа		(см. Приложение 2)					
Электрическое питание		220В/230В 3~ / 380В/400В 3N - 50Гц					
Общая электрическая	кВт	3,25	4,05	3,25	4,05	3,25	4,05
Двигатель насоса	кВт	0,55					
Электрическая мощность	кВт	2,2	3	2,2	3	2,2	3
Вязкость дизтоплива		2 - 7,4 сСт При 40°C					
Плотность дизтоплива	кг/м³	840					
Примерный вес	кг	150					
Класс защиты		IP40					
Тип регулирования		Двухступенчатое - Прогрессивное - Модулирующее					
Газовая рампa 40	Ø Клапаны / Газовые присоединения	40 / Rp 1 1/2					
Газовая рампa 50		50 / Rp 2					
Газовая рампa 65		65 / DN65					
Газовая рампa 80		80 / DN80					
Рабочая температура	°C	-10 + +50					
Температура хранения	°C	-20 + +60					
Тип работы		Прерывное					
Уровень мощности звука (**)	дБ(А), макс	80					

Примечание 1:	Все значения расхода газа указаны в Стм³ / час (при атм. давлении 1013 мбар и температуре 15 °C) и действительны для газа G20 (с низкой теплотворностью равной NI = 34,02 МДж / Стм³); для Сжиженный газа (с низкой теплотворностью равной 93,5 МДж / Стм³)
Примечание 2:	Максимальное давление газа = 360 мбар (с клапаны Dungs MBDE) = 500 мбар (с блоком клапанов Siemens VGO или Dungs MultiBloc MBE) Минимальное давление газа = см. кривые графика
Примечание 3:	Горелочное предназначено для установки в закрытых помещениях с относительной влажностью воздуха не более 80%

ПРИЛОЖЕНИЕ В
РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

Согласно статье 146 «Сжигание сырого газа» Кодекса РК «О недрах и недропользовании», технологически неизбежным сжиганием сырого газа признается сжигание сырого газа для обеспечения бесперебойного процесса добычи углеводородов при пуско-наладке, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования, а также при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования в пределах нормативов и объемов, установленных в соответствии с пунктом 4 настоящей статьи.

Расчеты прогнозных объемов технологически-неизбежного сжигания газа были проведены в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» (Приказ Министра энергетики №164 от 05 мая 2018г., далее Методика).

Согласно главы 5 (пункт 16) Методики, **объем технологически неизбежного сжигания газа** определяется по следующей формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9, \text{ где} \quad (9)$$

V_v – норматив и объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, м^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 плана-графика пусконаладочных работ), м^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, м^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, м^3 ;

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

Количество расчетного нормативного сжигания газа ($Q_{\text{р.н.сж.}}$) при проведении пусконаладочных, ремонтных работ и технологического обслуживания оборудования рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{р.н.сж.}} = V_{\text{г.о.}} * K \quad \text{где} \quad (10)$$

$Q_{\text{р.н.сж.}}$ – количество расчетного нормативного сжигания газа технологического оборудования, отдельного участка газопровода рассчитывается для каждого вида технологического неизбежного сжигания сырого газа (V_6, V_7, V_8, V_9), м^3 ;

$V_{\text{г.о.}}$ – геометрический объем технологического оборудования, отдельного участка газопровода, м^3

K – обобщенный коэффициент, учитывающий зависимость объема газа от давления - P , средней температуры газа – $T_{\text{ср.}}$, коэффициента сжимаемости газа – Z (данные

показатели берутся из справочной литературы по разработке, эксплуатации месторождения исходя из физико-химического состава газа) и рассчитывается по следующей формуле:

$$K = P / T_{cp} * Z \quad (11)$$

1. ОБЪЕМ НЕИЗБЕЖНОГО СЖИГАНИЯ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ (V7)

Для обеспечения надежности производства, в соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», на установках обязательно предусматриваются дежурные горелки.

К объему неизбежного сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования на месторождениях относится:

Таблица В-2.1 - Сжигание на дежурной горелке и при продувке факельных коллекторов

Наименование операции	Расход газа, м3/ч	Продолжительность сжигания, ч	Кол-во ед	Объем ТНС 2026, млн м ³
ФУ НД	1,2	8760	1	0,0105
Продувка факельных коллекторов НД	25,434	8760	1	0,2228
Итого, млн.м3				0,2333