

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«LUCENT PETROLEUM»

«СОГЛАСОВАНО»



Генеральный директор
ТОО «LUCENT PETROLEUM»


_____ Д.М. Ле Клэр

« _____ » _____ 2026 год

«УТВЕРЖДАЮ»

Вице-министр энергетики
Республики Казахстан


_____ К.С. ТУТКЫШБАЕВ

_____ 2026 год

**ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ МУНАЙБАЙ (УЧАСТОК БАХЫТ)
на 2026-2028 год,
с технологическими показателями разработки
на период с 01.03.2026 по 31.12.2026 год**

г.Астана 2026 год



СОДЕРЖАНИЕ

2 ВВЕДЕНИЕ.....	3
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	5
3.1 Общие сведения о месторождении	5
3.2 Основание для проектирования.....	7
3.3 Запасы нефти и газа	7
3.4 Физико-химические свойства нефти и газа месторождения.....	12
3.5 Текущее состояние разработки месторождения	21
3.6 Технологические проектные показатели разработки	21
3.7 Газовый фактор (<i>проектный, фактический и динамика изменения газового фактора за последние 5 лет</i>)	23
3.8 Прогноз добычи нефти и газа в рамках утвержденных проектных документов	23
3.9 Система сбора и подготовки нефти и газа.....	23
3.10 Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа (<i>за последние 5 лет</i>).....	30
4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА	30
4.1 Обоснование объема сжигания сырого газа при испытании объектов скважин (V_{III}).....	31
4.2 Обоснование объема сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения	31
4.3 Обоснование объема сжигания сырого газа при технологически неизбежном сжигании сырого газа (V_v).....	31
4.4 Объем сжигаемого газа при пуско-наладке оборудования (V_6).....	32
4.5 Объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7).....	32
4.6 Объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8).....	32
4.7 Объем сжигаемого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9).....	32
5 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА.....	26
6 БАЛАНС ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БИИКЖАЛ	28
7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА.....	29
8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ	35
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	32
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	42
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	65

2 ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Мунайбай (участок Бахыт) является ТОО «Lucent Petroleum», обладающий Контрактом № 317 от 07 апреля 1999г. на разведку и добычу углеводородов на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F; XXXI-14-A (частично), B, C (частично); XXX-15-D (частично), E (частично); XXXI-15-A (частично), B (частично) в Атырауской и Мангистауской областях Республики Казахстан сроком до 12.03.2026 г.

В соответствии с пунктом 10 статьи 120 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» согласно Дополнению №18 от 02.06.2025 года (гос. Регистрация №5471-УВС) проведено закрепление периода добычи по месторождению Мунайбай (участок Бахыт) Контракта №317 от 07 апреля 1999г. на разведку и добычу углеводородов на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F; XXXI-14-A (частично), B, C (частично); XXX-15-D (частично), E (частично); XXXI-15-A (частично), B (частично) в Атырауской и Мангистауской областях Республики Казахстан. Срок действия Контракта продлен до 12 марта 2048 года.

Нефтегазоносность месторождения Мунайбай установлена в 2008 г., когда при опробовании в скважине Восточный Мунайбай-1 (ВМ-1) притоки нефти и газа были получены сначала из триасовых, а затем из пермских отложений.

Пробная эксплуатация на месторождении Мунайбай не проводилась.

В настоящее время месторождение разрабатывается в соответствии с «Проектом разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» протокол ЦКРР РК № 57/24 от 21-22 ноября 2024 года, с утверждением технологических показателей до 31.12.2028 года, в данном проекте определены виды и объемы работ по разработке месторождения на весь период рентабельной добычи углеводородов, в том числе объем работ в подготовительный период.

При этом, в течение подготовительного периода в целях проведения доразведки месторождения Мунайбай, предусматривается бурение трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай и одной на участке Бахыт, опробование и испытание объектов при положительных результатах бурения оценочных скважин, расконсервация скважины Бахыт-1 БС, бурение двух эксплуатационных скважин на участке Бахыт, обустройство месторождения, первоначально предусматривающее строительство наземных объектов и трубопровод для транспортировки сырого газа с участка Бахыт на рынок для реализации.

Ввод в эксплуатацию промышленных объектов месторождения Мунайбай зависит от сроков завершения обустройства участков месторождения и предусмотрен в следующей последовательности:

- на участке Бахыт газоконденсатную залежь (горизонт Т-II) – в III квартале 2025 г.;

- на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (горизонт Т-Ша) и газоконденсатные залежи (горизонты КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – в III квартале 2028 г., после завершения строительства УКПГ и К (установки комплексной подготовки газа и конденсата), строительства УПН (установки подготовки нефти) и сбытового газопровода.

«Программа развития переработки сырого газа на месторождении Мунайбай (Участок Бахыт) на период с 2026-2028 год, с технологическими показателями разработки на период с 01.03.2026 по 31.12.2026 год» (Далее – «Программа») разрабатывается в первые.

В данной «Программе» актуализирована информация по текущему состоянию разработки месторождения Мунайбай (участок Бахыт) технологии сбора и подготовки нефти и газа, потреблению газа на собственные нужды.

На данный момент идет обустройство месторождения, планируется запуск месторождения с 01.07.2026 года, а также рассчитан баланс сырого газа с 01.07.2026 по 31.12.2026 год.

В «Приложении А» представлены копии разрешительных документов (Протокол ЦКРР РК»).

В «Приложении Б» представлены паспорта на основное технологическое оборудование и план-графики освоения скважин.

В «Приложении В» представлены планируемые объемы технологически неизбежного сжигания сырого газа.

Все прилагаемые к Программе документы соответствуют действительности и являются официальными.

ТОО «Lucent Petroleum» несет ответственность в соответствии с законодательством Республики Казахстан за достоверность представляемой (заполненной) информации.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

3.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Мунайбай расположено в пределах Юго-Восточной части Прикаспийской низменности в районе сора Мертвый Култук.

Административно территория месторождения находится на севере Мангистауской области Республики Казахстан и входит в состав Бейнеуского района (рис. 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Боранкул (Боранколь) – в 90 км к северо-востоку и районный центр – поселок городского типа Бейнеу – в 130 км к юго-востоку. Областной центр – город Актау – находится на расстоянии более 500 км к юго-западу от месторождения.

Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак – Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от месторождения. Ближайшими железнодорожными станциями являются упомянутые выше поселки Боранкул и Бейнеу.

Автомобильные дороги в районе работ редки и не имеют твердого покрытия, а обилие солончаков значительно затрудняет движение автотранспорта, особенно в период дождей. Ближайшая асфальтовая дорога, соединяющая станцию Опорная и поселок Сарыкамыс, находится на расстоянии 30 км по прямой к северу от месторождения. Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходят грейдерная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи.

В орографическом отношении район работ представляет собой пустынную приморскую равнину с полным отсутствием постоянной гидрографической сети (реки, родники). Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах минус 23 минус 25 м. Месторождение Мунайбай располагается в пределах сора Мертвый Култук, поверхность которого представлена песками и суглинками, покрытыми солончаками.

Климат района резко континентальный с жарким (до +40 °С) сухим летом и с холодной (до -30 °С), почти бесснежной зимой. Среднегодовое количество осадков не превышает 150 мм. Характерны сильные ветры, в основном северо-восточного направления, сопровождаемые летом песчаными бурями.

Растительный и животный мир района характерен для пустынь и полупустынь.

Ближайший пункт снабжения питьевой водой – поселок Сарыкамыс, куда вода поступает по водопроводу из Атырау. Через станцию Опорная проходит водовод волжской воды Астрахань – Мангистау, который может служить источником как технического, так и (после соответствующей очистки) питьевого водоснабжения.



Рисунок 3.1 – Обзорная карта

3.2 Основание для проектирования

- Кодекс РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗПК от 27 декабря 2017 года;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики РК № 239 от 15 июня 2018 года;
- Приказ Министра энергетики РК № 165 от 5 мая 2018 года «Об утверждении формы программы развития переработки сырого газа»;
- Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденная приказом Министра Энергетики РК № 164 от 5 мая 2018 года;
- Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах, утвержденные приказом Министра Энергетики РК № 140 от 25 апреля 2018 года;
- Дополнение №18 от 02.06.2025 года (гос. Регистрация №5471-УВС) к Контракту № 317 от 07 апреля 1999г. на разведку и добычу углеводородов на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F; XXXI-14-A (частично), B, C (частично); XXX-15-D (частично), E (частично); XXXI-15-A (частично), B (частично) в Атырауской и Мангистауской областях Республики Казахстан. Сроком до 12 марта 2048 года.

Разработка «Программы» выполнена с учетом следующих проектных документов:

- «Проект разработки месторождения Мунайбай » с технологическими показателями по рекомендуемому второму варианту (*Протокол ЦКРР РК № 57/24 от 21-22 ноября 2024 г.*), с утверждением технологических показателей разработки до 31.12.2028 года.
- «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай Мангистауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.12.2022 г.), Протоколу ГКЗ №2520-23-У от 07.02.2023 г.

3.3 Запасы нефти и газа

Впервые оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Мунайбай был проведен на основании результатов поисково-разведочных работ, проведенных в 2000-2008 гг., бурения и опробования разведочной скважины ВМ-1. Геологические и извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата были посчитаны и утверждены на участке Восточный Мунайбай по состоянию на 09.12.2009 г. (протокол ГКЗ № 890-09-П от 09.12.2009 г.).

В работе запасы нефти, газа и конденсата оценивались по 6 залежам – 3 нефтяным в отложениях нижнего-среднего триаса, 3 газоконденсатным в артинских отложениях нижней перми.

В 2020 г недропользователь получил разрешение компетентного органа на увеличение участка недр, включая площадь Бахыт, на которой в 2008-2009 гг. была пробурена скважина Бахыт-1.

На основании данных материалов переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д 2022 г., результатов бурения скважин 1- Восточный Мунайбай (ВМ-1), LP-3, Бахыт-1 и ее бокового ствола Бахыт-1 БС, проведенного комплекса исследований по ранее пробуренным скважинам, был составлен и утвержден «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай Мангистауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.12.2022 г.) с ТЭО КИ».

Согласно Протоколу ГКЗ № 2520-23-У от 07.02.2023 г. подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти и газа составили:

Участок Восточный Мунайбай	Участок Бахыт
<u>Нефти:</u> по категории C ₁ – 7194/2158 тыс. т; по категории C ₂ – 25126/5277 тыс. т.	<u>Свободного газа:</u> по категории C ₁ – 3450/2595 млн. м ³ ; по категории C ₂ – 11108/5843 млн. м ³ .
<u>Растворенного газа:</u> по категории C ₁ – 1483/444 млн. м ³ ; по категории C ₂ – 5184/1089 млн. м ³ .	<u>Сухого газа:</u> по категории C ₁ – 3281/2467 млн. м ³ ; по категории C ₂ – 10564/5558 млн. м ³ .
<u>Свободного газа:</u> по категории C ₁ – 6686/5402 млн. м ³ ; по категории C ₂ – 177/100 млн. м ³ .	<u>Конденсата:</u> по категории C ₁ – 1055/608 тыс. т; по категории C ₂ – 3395/1368 тыс. т.
<u>Сухого газа:</u> по категории C ₁ – 6426/5193 млн. м ³ ; по категории C ₂ – 170/96 млн. м ³ .	
<u>Конденсата:</u> по категории C ₁ – 1419/803 тыс. т; по категории C ₂ – 37/14 тыс. т.	

Утвержденные запасы углеводородов по горизонтам приведены в таблицах 3.3.1; 3.3.2; 3.3.3.

Таблица 3.3.1 – Месторождение Мунайбай. Подсчет запасов нефти и растворенного газа участка Восточный Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзв.нефг. толщина, м	Объем нефтенас. пород, тыс.м ³	Коэф-ты, д.ед.			Плотность нефти в поверхн. усл., г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геолог.запасы раств.газа, млн.м ³	Извлек.запасы раств.газа, млн.м ³
						пористости	Нефтенасыщенности	пересчетный							
Т-II	ВМ НЗ	C ₁	1737	9.6	16675	0.13	0.66	0.643	0.903	830	0.300	249	206.3	171	51
	ВМ ВНЗ	C ₁	1393	8.2	11423	0.13	0.66	0.643	0.903	569	0.300	171	206.3	117	35
	ВМ НЗ	C ₂	4102	9.7	39789	0.13	0.66	0.643	0.903	1981	0.210	416	206.3	409	86
	ВМ ВНЗ	C ₂	8713	4.4	38337	0.13	0.66	0.643	0.903	1909	0.210	401	206.3	394	83
	ВСЕГО Т-II	C ₁	3130	9.0	28098					1399		420		288	86
		C ₂	12815	6.1	78126					3890		817		803	169
Т-IIIa	ВМ НЗ	C ₁	4502	18.2	81936	0.12	0.85	0.643	0.892	4791	0.300	1437	206.3	988	296
	ВМ ВНЗ	C ₁	2020	8.5	17170	0.12	0.85	0.643	0.892	1004	0.300	301	206.3	207	62
	ВМ НЗ	C ₂	6702	17.8	119296	0.12	0.85	0.643	0.892	6976	0.210	1465	206.3	1439	302
	ВМ ВНЗ	C ₂	7339	8.8	64583	0.12	0.85	0.643	0.892	3776	0.210	793	206.3	779	164
	Итого Т-IIIa	C ₁	6522	15	99106					5795		1738		1195	358
		C ₂	14041	13.1	183879					10752		2258		2218	466
Т-IIIб	ВМ НЗ	C ₂	6314	6.9	43567	0.10	0.84	0.643	0.936	2201	0.210	462	206.3	454	95
	ВМ ВНЗ	C ₂	11692	3.1	36245	0.10	0.84	0.643	0.936	1831	0.210	385	206.3	378	79
	ВСЕГО Т-IIIб	C ₂	18006	4.4	79812					4032		847		832	174
Т-IV	ВМ НЗ	C ₂	5809	13.3	77260	0.09	0.85	0.643	0.936	3555	0.210	747	206.3	733	154
	ВМ ВНЗ	C ₂	9540	6.6	62964	0.09	0.85	0.643	0.936	2897	0.210	608	206.3	598	126
	ВСЕГО Т-IV	C ₂	15349	9.1	140224					6452		1355		1331	280
Итого по триасовым залежам	C ₁									7194		2158		1483	444
	C ₂									25126		5277		5184	1089

Таблица 3.3.2 – Месторождение Мунайбай. Подсчет запасов нефти и растворенного газа участка Восточный Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Участок /блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начальн. пластовое давление, атм	Поправка		Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³	КИГ	Извлекаемые запасы пластового газа, млн м ³	Мольная доля сухого газа, д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³	Потенц. содерж. стабил. конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения конден.	Начальные запасы конденсата, тыс.т		
										на отклон. от закона Бойля-Мариотта	температурная										геол.	извл.	
Т-II	Бахыт	Г	C ₁	1953	24.6	48044	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	1445	0.752	1087	0.951	1374	1033	305.8	0.576	442	255	
		ГВ	C ₁	5510	12.1	66671	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	2005	0.752	1508	0.951	1907	1434	305.8	0.576	613	353	
		Г	C ₂	706	25.1	17721	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	533	0.526	280	0.951	507	267	305.8	0.403	163	66	
		ГВ зап	C ₂	1946	2.4	4670	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	140	0.526	74	0.951	133	70	305.8	0.403	43	17	
		ГВ цент	C ₂	429	12.4	5320	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	160	0.526	84	0.951	152	80	305.8	0.403	49	20	
		ГВ вост	C ₂	6447	8.3	53510	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	1609	0.526	846	0.951	1530	805	305.8	0.403	492	198	
		Всего	C ₁	7463	15.4	114715								3450		2595		3281	2467			1055	608
			C ₂	9528	8.5	81221								2442		1284		2322	1222			747	301
Т-IIIa	Бахыт	ГЗ	C ₂	8366	12.9	107921	0.11	0.78	450	0.870	0.761	0.97	2676	0.526	1408	0.951	2545	1339	305.8	0.403	818	330	
		ГВЗ	C ₂	12110	5.2	62972	0.11	0.78	450	0.870	0.761	0.97	1561	0.526	821	0.951	1485	781	305.8	0.403	477	192	
		Всего	C ₂	20476	8.3	170893								4237		2229		4030	2120			1295	522
Т-IIIб	Бахыт	ГЗ	C ₂	393	23.0	9039	0.11	0.88	450	0.870	0.761	0.97	253	0.526	133	0.951	241	127	305.8	0.403	77	31	
		ГВЗ	C ₂	6756	9.9	66884	0.11	0.88	450	0.870	0.761	0.97	1871	0.526	984	0.951	1779	936	305.8	0.403	572	231	
		Всего	C ₂	7149	10.6	75923								2124		1117		2020	1063			649	262
Т-IV	Бахыт	ГЗ	C ₂	154	22.0	3388	0.11	0.86	450	0.870	0.761	0.97	93	0.526	49	0.951	88	46	305.8	0.403	28	11	
		ГВЗ	C ₂	7854	10.3	80896	0.11	0.86	450	0.870	0.761	0.97	2212	0.526	1164	0.951	2104	1107	305.8	0.403	676	272	
		Всего	C ₂	8008	10.5	84284								2305		1213		2192	1153			704	283
ИТОГО триас		C ₁											3450		2595		3281	2467		0.576	1055	608	
		C ₂											11108		5843		10564	5558			3395	1368	

Таблица 3.3.3 – Месторождение Мунайбай. Подсчет запасов нефти и растворенного газа участка Восточный Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Участок /блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзв. газонас. толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начальн. пластовое давление, атм	Поправка			Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³	КИГ	Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м ³	Мольная доля сухого газа, д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³	Потенц. содерж. стабильн. конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения конден.	Начальные запасы конденсата, тыс.т	
										на отклон. от закона Бойля-Мариотта	температурная											геол.	извлек.
КТ-I-верх	II	Г	C ₁	454	40.1	18205	0.08	0.84	536.8	0.813	0.735	0.97	381	0.808	308	0.961	366	296	212.2	0.566	81	46	
		ГВ	C ₁	5153	19.6	100999	0.08	0.84	536.8	0.813	0.735	0.97	2112	0.808	1706	0.961	2030	1640	212.2	0.566	448	254	
		Всего C ₁		5607	21.3	119204								2493		2014		2396	1936			529	300
	III	Г	C ₁	1540	26.0	40040	0.07	0.89	536.8	0.813	0.735	0.97	776	0.808	627	0.961	746	603	212.2	0.566	165	93	
		ГВ	C ₁	7716	14.4	111110	0.07	0.89	536.8	0.813	0.735	0.97	2154	0.808	1740	0.961	2070	1673	212.2	0.566	457	259	
		Всего C ₁		9256	16.3	151150								2930		2367		2816	2276			622	352
Итого КТ-I-верхний	C ₁		14863	18.2	270355								5423		4381		5212	4212			1151	652	
КТ-I-нижний	II	Г	C ₁	676	35.3	23863	0.09	0.69	554.4	0.800	0.734	0.97	468	0.808	378	0.961	450	364	212.2	0.566	99	56	
		ГВ	C ₁	1489	18.6	27695	0.09	0.69	554.4	0.800	0.734	0.97	543	0.808	439	0.961	522	422	212.2	0.566	115	65	
		Всего C ₁		2165	23.8	51558								1011		817		972	786			214	121
	III	Г	C ₁	584	17.5	10220	0.08	0.65	554.4	0.800	0.734	0.97	168	0.808	136	0.961	161	130	212.2	0.566	36	20	
		ГВ	C ₁	441	11.6	5116	0.08	0.65	554.4	0.800	0.734	0.97	84	0.808	68	0.961	81	65	212.2	0.566	18	10	
		Всего C ₁		1025	15.0	15336								252		204		242	195			54	30
Итого КТ-I-нижний	C ₁		3190		66894								1263		1021		1214	981			268	151	
КТ-IIa	II	Г	C ₂	1305	4.3	5612	0.07	0.61	569	0.787	0.733	0.97	76	0.565	43	0.961	73	41	212.2	0.396	16	6	
		ГВ	C ₂	2846	2.6	7400	0.07	0.61	569	0.787	0.733	0.97	101	0.565	57	0.961	97	55	212.2	0.396	21	8	
		Всего C ₂		4151	3.1	13011								177		100		170	96			37	14
ИТОГО пермь			C ₁										6686	0.808	5402		6426	5193		0.566	1419	803	
			C ₂											177		100		170	96			37	14

3.4 Физико-химические свойства газа и конденсата месторождения

Свойства пластового газа

Физико-химические свойства флюидов месторождения Мунайбай рассматриваются отдельно по участкам Восточный Мунайбай и Бахыт.

После выполнения отчёта «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» [18] по участку Бахыт дополнительно изучены: 2 поверхностные пробы конденсата и проба газа сепарации из Т-IV горизонта из бокового ствола скважины Бахыт-1БС. Исследования проведены в ТОО «Стратум КЭР».

Всего по состоянию изученности на 01.01.2024 г. по участку Восточный Мунайбай изучены 3 пробы пластовой нефти горизонта Т-Ша, 1 проба пластового газа горизонта P1a (КТ-I верхний – КТ-I нижий), 13 проб дегазированной нефти горизонтов Т-II, Т-Ша, Т-Шб+ТIV, 4 пробы конденсата горизонта P1a (КТ-I верхний – КТ-I нижний), 5 проб нефтяного газа горизонта Т-Ша и 6 проб свободного газа нижнепермских газоконденсатных залежей.

По участку Бахыт изучены 1 проба пластового газа, 5 проб конденсата и 5 проб свободного газа триасовых газоконденсатных залежей Т-I, Т-Шб и Т-IV. (табл. 3.4.1).

Свойства пластовой нефти

По состоянию на 01.01.2024 г. триасовые продуктивные горизонты участка Восточный Мунайбай представлены исследованием 3-х проб пластовой нефти продуктивного горизонта Т-Ша: 2-я параллельными пробами из скважины ВМ-1 (ИП – 4028,0-4056,0 м) и 1-й из скважины LP-3.

Свойства пластовой нефти, полученные в 2019 г. по скважине LP-3 существенно отличаются от полученных ранее по скважине ВМ-1 в 2008 г. Нефть менее газонасыщена, плотность и вязкость как в пластовых, так и в поверхностных условиях значительно больше.

Полученные параметры не использовались для характеристики физико-химических свойств пластовой нефти.

Физико-химические свойства пластовой нефти триасовых горизонтов оценены по результатам исследований 2-х параллельных проб из скважины ВМ-1, отобранных при опробовании продуктивного горизонта Т-Ша

Таблица 3.4.1

№ скважины	ВМ-1		Среднее по скважине ВМ-1	LP-3*
	Интервал перфорации, м	4028,0-4056,0		4061,0-4095,0
Продуктивный горизонт	Т-IIIa			Т-IIIa
Дата отбора	27.09.2008			29.07.2019
Глубина отбора, м	3800			4061
Исполнитель	АО НИПИнефтегаз			ТОО Стратум КЭР
№ пробы	1	2		1.01
Параметры				
Давление пластовое, МПа	48,5			59,02
Температура пластовая, °С	111,7			118
Давление насыщения нефти газом, МПа	22,56	23,39	22,98	19,93
Газосодержание, м ³ /т	205,35	207,28	206,32	89,52
Газосодержание, м ³ /м ³	179,08	180,77	179,93	81,62
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д. ед.	1,544	1,568	1,556	1,232
Усадка, %	35,22	36,22	35,72	18,80
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ МПа	7,94	7,73	7,84	4,10
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, × 10 ⁻⁴ 1/МПа	16,84	17,27	17,06	18,83
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,15	0,14	0,15	1,55
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	638,1	630,6	634,4	810,8
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	0,872	0,870	0,871	0,912
Плотность газа при 20 °С, кг/м ³	0,984	0,986	0,985	0,864
Примечание: * - данные не учитываются				

Свойства и состав пластового газа

Участок Бахыт

Физико-химические свойства пластового газа триасовых газоконденсатных залежей участка Бахыт по состоянию изученности на 01.01.2024 г. оценены по результатам исследований глубинной пробы из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации – 3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0 м, продуктивный горизонт Т-II)

Термодинамические PVT-исследования проведены в лаборатории ТОО «СтратумКЭР» («Везерфорд-КЭР»).

Давление начала конденсации составляет 41,54 МПа, КГФ (конденсато-газовый фактор) – 261,47 см³/м³, объёмный коэффициент пластового газа – 0,00342 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3125 г/см³, вязкость газа при пластовых условиях – 0,0386 мПа*с. Мольное содержание компонентов группы C₅₊ в пластовом газе составляет 4,88 %, потенциальное содержание конденсата в пластовом газе – 305,77 г/м³ пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9512 д.ед.

Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 1,0487 д.ед, поправка на отклонение пластового газа от закона Бойля-Мариотта – 0,954 д.ед. Потенциальное содержание этана в пластовом газе составляет 62,54 г/м³, пропана – 40,21 г/м³, бутанов – 29,48 г/м³.

Таблица 3.4.2 Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скважины	Бахыт-1БС
1	2
Интервал перфорации, м	3735,0–3742,0; 3749,0–3755,0; 3766,0–3775,0
Продуктивный горизонт	Т-II
Дата отбора пробы	30.09.2022
Место отбора пробы, м	3640,0
Тип пробы	глубинная
№ пробы	1.03
Исполнитель	ТОО «Стратум КЭР»
Параметры:	
Давление пластовое, МПа	41,75
Температура пластовая, °С	111
Контактная конденсация (при постоянной массе)	
Давление начала конденсации, МПа	41,54
Давление максимальной конденсации, МПа	13,78
Коэффициент сверхсжимаемости при $P_{пл}$, д.ед.	1,0487
Коэффициент сверхсжимаемости при $P_{нк}$, д.ед.	1,0463
Плотность пластового флюида, г/см ³	0,3125
Плотность при $P_{нк}$, г/см ³	0,3117
Однократное разгазирование	
Газосодержание, м ³ /м ³	3824,49
Конденсато-газовый фактор, см ³ /м ³	261,47
Объёмный коэффициент V_o , д.ед.	13,069
Объёмный коэффициент газа V_g , д.ед.	0,00342
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8118
Дифференциально-ступенчатая конденсация (при постоянном объёме)	
Давление максимальной конденсации, МПа	13,78
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8178
Вязкость пластового газа	
Вязкость пластового газа, мПа·с	0,0386
Вязкость при $P_{нк}$, мПа·с	0,0385
Расчитанные параметры	
Доля сухого газа, д.ед.	0,9512
Потенциальное содержание C_{5+} , г/м ³	305,77

Таблица 3.4.3 Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Компонентный состав пластового газа

№ скважины	Бахыт-1БС		
1	2		
Интервал перфорации, м	3735,0–3742,0; 3749,0–3755,0; 3766,0–3775,0		
Продуктивный горизонт	Г-II		
Дата отбора пробы	30.09.2022		
Место отбора пробы, м	3640		
Тип пробы	глубинная		
№ пробы	1.03		
Исполнитель	ТОО «Стратум-КЭР»		
Тип флюида	Газ однократного разгазирования	Конденсат	Пластовый газ
Компонент	% мольн.		
Сероводород H ₂ S	0,000	0,000	0,00
Углекислый газ CO ₂	1,396	0,000	1,364
Азот N ₂	2,152	0,000	2,104
Метан C ₁	85,166	0,000	83,237
Этан C ₂	5,119	0,000	5,003
Пропан C ₃	2,247	0,000	2,197
и-Бутан iC ₄	0,422	0,033	0,413
н-Бутан nC ₄	0,824	0,000	0,805
и-Пентан iC ₅	0,298	0,123	0,294
н-Пентан nC ₅	0,336	0,194	0,333
Гексан C ₆	0,677	0,795	0,68
Гептан C ₇	1,282	3,002	1,321
Октан C ₈	0,066	5,604	0,191
Нонан C ₉	0,012	4,804	0,121
Декан C ₁₀	0,002	4,666	0,108
Ундекан C ₁₁	0,001	4,129	0,094
Додекан C ₁₂	0,000	3,519	0,08
Тридекан C ₁₃	-	8,953	0,203
Тетрадекан C ₁₄	-	11,505	0,26
Пентадекан C ₁₅	-	9,358	0,212
Гексадекан C ₁₆	-	7,487	0,17
Гептадекан C ₁₇	-	6,499	0,147
Октадекан C ₁₈	-	5,305	0,12
Нонадекан C ₁₉	-	4,178	0,095
Эйкозан C ₂₀	-	3,194	0,072
Генэйкозан C ₂₁	-	2,500	0,057
Докозан C ₂₂	-	2,106	0,048
Трикозан C ₂₃	-	1,836	0,042
Тетракозан C ₂₄	-	1,730	0,039
Пентакозан C ₂₅	-	1,683	0,038
Гексакозан C ₂₆	-	1,294	0,029
Гептакозан C ₂₇	-	0,983	0,022
Октакозан C ₂₈	-	0,843	0,019
Нонакозан C ₂₉	-	0,646	0,015
Триаконтан C ₃₀	-	3,033	0,069
Молярная масса, г/моль	20,561	217,061	25,01

Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по состоянию на 01.01.2024 г. исследовано 13 проб нефти в поверхностных условиях.

В результате анализа полученных данных отбракованы пробы нефти из скважины LP-3 от 06.09.2018 г., 21.01.2019 г. и 27.07.2019 г. с завышенными значениями плотности и вязкости. Две из этих проб содержали 30 % об. воды. Либо наличие связанной воды, либо потеря более лёгких компонентов в процессе обезвоживания могло стать причиной таких значений.

Значения отбракованных проб нефти не учитывались при усреднении данных.

Физико-химические свойства дегазированной нефти продуктивных горизонтов триасовых отложений участка Восточный Мунайбай оценены по результатам исследований 10 проб нефти из скважин VM-1 и LP-3 как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Продуктивный горизонт Т-II

Свойства нефти горизонта Т-II оценены по результатам исследований единичной пробы из скважины VM-1 (ИП – 3857-3875 м).

По плотности нефть относится к типу битуминозной нефти, значение плотности нефти при температуре 20 °С составляет 0,9031 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 39,80 мм²/с, при 50 °С – 15,80 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 1,61 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 3,92 % масс.

Свойства нефти горизонта Т-IIIа оценены по результатам исследований 8 проб из скважин VM-1 (ИП – 4032,0-4052,0; 4028,0-4056,0 м) и LP-3 (ИП – 4061,0-4095,0 м).

По плотности нефть относится к типу тяжёлой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,8921 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 40,17 мм²/с, при 50 °С – 11,61 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 0,87 % масс. (малопарафинистая нефть), асфальто-смолистых веществ – 16,65 % масс. (высокосмолистая). Температура застывания нефти – минус 28 °С.

Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 1,19 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – порядка 4 ppm, сероводород отсутствует. Молекулярный вес в среднем составляет 254 г/моль, кислотное число - 0,04 мг КОН/г.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 64 °С, выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 37 % об.

Продуктивные горизонты Т-IIIб+Т-IV

Свойства нефти оценены по результатам исследований единичной пробы из скважины VM-1 (ИП – 4149-4209 м).

По плотности нефть относится к типу битуминозной нефти, значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,9357 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 277,7 мм²/с, при 50 °С – 54,87 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 1,10 % масс. (малопарафинистая нефть), асфальто-смолистых веществ – 18,40 % масс. (высокосмолистая). Температура застывания нефти – минус 33 °С.

Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 1,35 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – порядка 9 ppm, сероводород отсутствует. Молекулярный вес составляет 299 г/моль, кислотное число – 0,03 мг КОН/г.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 90 °С, выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 25 % об.

Исследование дегазированной нефти на предмет содержания металлов показало незначительное их содержание, не представляющее промышленного значения.

Свойства конденсата в поверхностных условиях

Участок Бахыт

По участку Бахыт в 2022 г. отобраны и изучены 3 пробы конденсата из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации: 3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0 м, горизонт Т-II).

Плотность конденсата в среднем составляет 0,7979 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 1,95 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – 0,11 % масс. (малопарафинистый), массовое содержание общей серы в конденсате – 0,095 % масс. (малосернистый), смол силикагелевых – 0,76 % масс., асфальтены отсутствуют. Температура застывания низкая и находится в области ниже минус 23 °С. Меркаптаны и сероводород отсутствуют.

Температура начала кипения конденсата – 60 °С, объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С составляет 82 % об.

Таблица 3.4.5 Месторождение Мунайбай. Физико-химические свойства конденсата по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скв.	Залежь	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Место отбора проб	Плотность при 20°C, кг/м³	Вязкость кинематическая, мм²/с при температуре				Вода, % об.	Хлористые соли, мг/дм³	Содержание. % масс.					Содержание меркаптанов, ррп	Содержание сероводорода, ррп	Молекулярный вес, г/моль	Температура, °С			Выход фракций, % об. до температуры			Исполнитель
						20°C	30°C	40°C	50°C			парафина	асфальтены	смолы	серы	механические примеси				застывания	плавления парафина	начало кипения	100°C	200°C	300°C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Горизонт Т-II (участок Бахыт)																										
Бахыт-1БС	Т-II	3733,0-3742,0;	30.09.2022	устье	0,7843	1,45	1,21	-	-	отс.	12,17	0,22	отс.	1,52	0,080	0,001	отс.	отс.	-	-60	52,8	50	8	55	78	КМГ Инжиниринг
Бахыт-1БС	Т-II	3749,0-3755,0;	01.10.2022	устье	0,7934	1,65	1,41	1,24	1,10	0,12	42,6	отс.	отс.	отс.	0,087	0,025	-	-	-	<-24	-	69	10	56	86	ТОО Стратум КЭР
Бахыт-1БС	Т-II	3766,0-3775,0	30.09.2022	устье	0,8159	2,75	2,29	1,94	1,67	отс.	отс.	-	-	-	0,118	0,025	-	-	-	-23	-	-	-	-	-	ТОО Стратум КЭР
Среднее по Т-II					0,7979	1,95	1,64	1,59	1,39	0,04	18,257	0,11	отс.	0,760	0,095	0,017	отс.	отс.	-	<-23	52,8	60	9	56	82	
Горизонт Т-IV (участок Бахыт)																										
Б-1БС	Т-IV	4007,0-4011,0;	05.03.2023	устье	0,8158	2,87	2,34	2,00	1,72	2,2	19823	1,40	1,4	0,120	1,91	0,025	0,0	0,0	-	-23	-	72	3,5	43	68	ТОО Стратум КЭР
		4012,0-4017,0;			0,8292	4,49	3,35	2,74	2,29	1,8	19256	2,090	0,091	1,7	0,229	0,040	0,0	0,0	-	-21	-	78	2	31	57	
Среднее по Т-IV		4030,0-4036,0;			0,8225	3,68	2,84	2,37	2,00	2,00	19540	1,750	1,11	1,550	2,100	0,03	0,00	0,00	-	-22	-	75	3	37	63	
Горизонт P _{1a} (участок Восточный Мунайбай)																										
ВМ-1	КТ-Иниж	4465,0-4505,0	12.03.2009	устье	0,8205	2,13	1,78	-	1,32	13,3	62,0	0,90	1,5*	-	0,25	0,00	3,0	2,0	-	-36	-	78	2	48	75,5	АО НИПИнефтегаз
ВМ-1	КТ-Иверх	4388,0-4431,0	24.03.2009	-	0,8183	2,10	-	-	-	51,0	1,0	4,7*	отс.	-	0,29	-	-	-	-	-	67	10	50	80	Толкын-нефтегаз	
LP-3	КТ-Иверх	откр. ствол	14.07.2018	устье	0,8126	1,87	1,62	1,37	1,21	75,0	-	0,50	отс.	отс.	0,37	0,00	247,3	81,2	141,9	-25	-	71	10	59	82	ТОО Везерфорд КЭР
	КТ-Иниж	4300,0-4560,0	16.07.2018		0,8080	1,97	1,70	1,49	1,32	0,0	-	1,43	отс.	отс.	0,36	0,03	250,1	96,3	139,7	-25	-	66	14	56	82	
Среднее по P _{1a}					0,8149	2,02	1,70	1,43	1,28	34,8	31,5	0,94	отс.	отс.	0,32	0,01	166,8	59,8	140,8	-29	-	71	9	53	80	
Примечание: * - отбракованные значения																										

Горизонт Т- IV

Горизонт Т-IV представлен результатами исследований 2-х проб конденсата, отобранных из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации: 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м) 05.03.2023 г.

Плотность конденсата составляет 0,8225 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 3,68 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – 1,75 % масс. (парафинистый), массовое содержание общей серы в конденсате – 0,21 % масс.(малосернистый), смол силикагелевых – 1,55 % масс., асфальтенов – 0,11 % масс. Температура застывания – минус 22 °С. Меркаптаны и сероводород отсутствуют.

Температура начала кипения конденсата – 75 °С, объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С составляет 63 % об.

Таблица 3.4.6 Месторождение Мунайбай. Средние значения параметров конденсата

Параметры	Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Т-II (участок Бахыт)				
Плотность при температуре 20°С, г/см ³	1	3	0,7843-0,8159	0,7979
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	1	3	1,45-2,75	1,95
		2	1,10-1,67	1,39
Вязкость кинематическая при 50°С, мм ² /с	1	2	1,10-1,67	1,39
Температура застывания, °С	1	3	(-60) - (-23)	<-23
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	3	0,08-0,118	0,095
-парафинов	1	2	0-0,22	0,11
-асфальтенов	1	2	-	отс.
-смола	1	2	0-1,52	0,76
Температура начала кипения, °С	1	2	50-69	60
Выход фракций до 300°С, % об.	1	2	78-86	82
Горизонт Т-IV (участок Бахыт)				
Плотность при температуре 20°С, г/см ³	1	2	0,8158-0,8292	0,8225
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	1	2	2,87-4,49	3,68
		2	1,72-2,29	2,00
Вязкость кинематическая при 50°С, мм ² /с	1	2	1,72-2,29	2,00
Температура застывания, °С	1	2	-23(-21)	-22
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	2	0,191-0,229	0,21
-парафинов	1	2	1,40-2,09	1,75
-асфальтенов	1	2	0,09-0,12	0,11
-смола	1	2	1,40-1,70	1,55
Температура начала кипения, °С	1	2	72-78	75
Выход фракций до 300°С, % об.	1	2	57-68	63
Горизонт P_{1a} (участок Восточный Мунайбай)				
Плотность при температуре 20°С, г/см ³	2	4	0,8080-0,8205	0,8149
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	2	4	1,87-2,13	2,02
		3	1,21-1,32	1,28
Вязкость кинематическая при 50°С, мм ² /с	2	3	1,21-1,32	1,28
Температура застывания, °С	2	3	(-36) - (-25)	-29
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	2	4	0,25-0,37	0,32
-парафинов	2	6	0,50-1,43	0,94
-асфальтенов	2	3	-	отс.
-смола	1	2	-	отс.
Температура начала кипения, С	2	4	66-78	71
Выход фракций до 300°С, % об.	2	4	76-82	80

Компонентный состав газа*Свободный газ*

По участку Бахыт рассматриваются 5 проб газа: 3 устьевые пробы свободного газа из скважины Бахыт-1, полученного при испытании в 2009 г. объекта в интервале 3872,0-3968,0 м, соответствующего горизонту Т-Шб, 2 устьевые пробы из скважины Бахыт-1БС от 02.10.2022 г., с интервалов перфорации 3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0 м горизонта Т-II и от 05.03.2023 г., с интервалов перфорации 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м горизонта Т-IV.

Одна из проб от 07.03.2009 г. отбракована из-за значительного содержания азота и кислорода (вероятно попадание воздуха в пробу).

По горизонту Т-II содержание метана составляет 88,714 % мольн., этана – 4,548 % мольн., пропана – 2,185 % мольн., бутанов – 0,846 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 0,329 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 1,287 % мольн., азота – 2,091 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,769 кг/м³.

По горизонту Т-Шб содержание метана в среднем составляет 88,442 % мольн., этана – 5,322 % мольн., пропана – 2,489 % мольн., бутанов – 0,371 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 0,352 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,58 % мольн., азота – 2,346 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,766 кг/м³.

Для расчётов потенциального содержания компонентов по горизонту Т-II принимается компонентный состав пластового газа (табл. 2.3.5). По горизонту Т-Шб рекомендуется использовать значения по аналогии с Т-II.

По горизонту Т-IV содержание метана составляет 91,232 % мольн., этана – 3,634 % мольн., пропана – 0,907 % мольн., бутанов – 0,392 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 0,562 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,503 % мольн., азота – 2,769 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,742 кг/м³.

Таблица 3.4.7 Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Компонентный состав свободного газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скв.	Бахыт-1			Бахыт-1БС	Бахыт-1БС	Среднее значение
Продуктивный горизонт	Т-IIIб			Т- II	Т-IV	
Интервал испытаний/ опробования, м	3872,0–3968,0			3735,0–3742,0; 3749,0–3755,0; 3766,0–3775,0	4007,0–4011,0; 4012,0–4017,0; 4030,0–4036,0; 4038,0–4044,0	
Дата отбора	06-12.03.2009	07.03.2009	07.03.2009*	02.10.2022	05.03.2023	
Содержание компонентов, % мольн.						
Сероводород, ppm	-	1,400	1,400	-	0,00	1,400
Кислород	-	-	2,975	-	-	-
Углекислый газ	0,970	0,190	0,092	1,287	0,503	0,580
Азот	3,710	0,981	11,497	2,091	2,769	2,346
Метан	89,560	87,323	78,810	88,714	91,232	88,442
Этан	4,760	5,884	3,833	4,548	3,634	5,322
Пропан	0,650	4,328	2,070	2,185	0,907	2,489
Изо-бутан	0,060	0,318	0,165	0,306	0,135	0,189
Н-бутан	0,090	0,471	0,283	0,54	0,257	0,281
Изо-пентан	0,050	0,130	0,081	0,149	0,091	0,090
Н-пентан	0,050	0,129	0,079	0,137	0,11	0,090
Гексан и высшие	0,100	0,245	0,124	0,043	0,361	0,173
Плотность газа, кг/м ³	0,742	0,790	0,810	0,769	0,742	0,766
Исполнитель	НИПИ нефтегаз	Толкыннефтегаз		КМГ Инжиниринг	Стратум-КЭР	
Примечание: * - отбракованная проба						

3.5 Текущее состояние разработки месторождения

На сегодняшний день действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Мунайбай», (Протокол ЦКРР РК № 57/24 от 21-22.11.2024 г.) с утверждением технологических показателей до 31.12.2028 года.

По состоянию на 01.03.2026г. на месторождении Мунайбай (участок Бахыт) пробуренный фонд скважин составляет 1 ед..В таблице 3.5.1 представлена характеристика фонда скважин.

Таблица 3.5.1 – Характеристика фонда скважин месторождения Мунайбай (участок Бахыт)

№№ п/п	Состояние фонда скважин	Количество скважин, ед.	Номера скважин
1	В консервации:	1	Бахыт-1БС
2	В бездействии (ожидание ввода в эксплуатацию)	0	
3	Действующие (фонтанный способ)	0	
Всего пробурено:		1 ед.	

3.6 Технологические проектные показатели разработки

Настоящая «Программа...» разработана на основе «Проекта разработки месторождения Мунайбай», утвержденного Протоколом ЦКРР РК № 57/24 от 21-22.11.2024г.

В таблице 3.6.1 представлены утвержденные проектные технологические показатели по добыче конденсата и газа месторождения Мунайбай (участок Бахыт) на период с 01.07 по 31.12.2026 год.

Таблица 3.6.1 - Утвержденные проектные показатели по добыче конденсата и газа на период с 01.07 по 31.12.2026 год

Наименование	2026	с 01.07 по 31.12.2026 год (184 дня)
Добыча конденсата, т	31 500	15 879
Добыча газа, м ³	103 200 000	54 024 110

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

В «Проекте разработки месторождения Мунайбай» по участку Бахыт, горизонт Т-II приняты:

- содержание стабильного конденсата – 305,8 г/м³.
- конденсатогазовый фактор – 261,47 см³/м³.
- газосодержание – 3 824,49 м³/м³.

Данные будут обновляться по результатам бурения новых скважин и отбора новых проб, для сопоставления фактических и проектных показателей

В таблице 3.7.1 представлены проектные и фактические показатели добычи конденсата и газа за период 2022-2026* гг.

Таблица 3.7.1 – Фактические показатели в целом по месторождению

Показатели	Ед. изм.	Год									
		2022		2023		2024		2025		2026*	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча конденсата,	тыс. т	0,187	0,0709	-	-	-	-	-	-	-	-
Добыча газа	млн м ³	0,765	0,3226	-	-	-	-	-	-	-	-
Конденсатогазовый фактор	т/м ³	4 090	4 550	-	-	-	-	-	-	-	-

*Примечание: *Данные приведены по состоянию на 01.03.2026 г.*

3.8 Прогноз добычи конденсата и попутного газа рамках утвержденных проектных документов

Настоящая программа разработана на основе «Проекта разработки месторождения Мунайбай», утвержденного Протоколом ЦКРР РК № 57/24 от 21-22.11.2024 г.

В таблице 3.8.1 представлен прогноз по добыче конденсата и газа на месторождении Мунайбай (участок Бахыт) на период с 01.07 по 31.12.2026 год.

Таблица 3.8.1 - Прогноз по добыче конденсата и попутного газа на период с 01.07 по 31.12.2026 год

Год	Добыча конденсата	Конденсатогазовый фактор	Добыча газа
	т	м ³ /т	м ³
2026	31 500	3 276,1	103 200 000
с 01.07 по 31.12.2026 год (184 дня)	15 879	3 276,1	54 024 110

Таблица 3.8.2 - Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Вариант 2. IV объект (Т-II) триасовый горизонт – газоконденсатная залежь. Характеристика основного фонда скважин и основных технологических показателей разработки по отбору газа и конденсата

Годы	Бурение скважин, ед.	Ввод скважин в эксплуатацию, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд действующих добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.	Пластовое давление, МПа	Давление на устье, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут	
								нач.	тек.												
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3226	0,01	0	0	0,0709	0	0	0	0	0	0	0
2025	1	2	1	2	2	2	30,8	1,2	1,2	31,1	1,2	0,009	9,4	9,5	0,009	42,5	20,4	37,5	127,9	39,1	
2026	1	1	0	3	13	3	103,2	4,0	4,0	134,3	5,2	0,039	31,5	41,0	0,039	42,5	20,4	37,5	125,3	38,3	
2027	0	0	0	3	13	3	115,8	4,5	4,7	250,1	9,6	0,072	35,4	76,4	0,072	42,4	20,3	37,4	117,1	35,8	
2028	1	1	0	4	17	4	133,3	5,1	5,7	383,4	14,8	0,111	40,8	117,2	0,111	42,3	20,2	37,3	115,7	35,4	
2029	1	1	0	5	22	5	167,7	6,5	7,6	551,1	21,2	0,160	51,3	168,5	0,160	41,9	20,0	36,9	113,2	34,6	
2030	0	0	0	5	22	5	177,1	6,8	8,7	728,2	28,1	0,211	54,1	222,6	0,211	41,4	19,8	36,4	107,5	32,9	
2031	0	0	0	5	22	5	168,2	6,5	9,0	896,4	34,5	0,260	43,1	265,7	0,252	40,8	19,4	35,8	102,1	26,2	
2032	0	0	0	5	22	5	159,8	6,2	9,4	1056,2	40,7	0,306	40,2	305,9	0,290	40,0	19,0	35,0	97,0	24,4	
2033	0	0	0	5	22	5	151,8	5,9	9,9	1208,0	46,6	0,350	37,3	343,2	0,325	39,2	18,6	34,2	92,2	22,7	
2034	0	0	0	5	22	5	144,2	5,6	10,4	1352,2	52,1	0,392	34,6	377,8	0,358	38,2	18,0	33,2	87,6	21,0	
2035	0	0	0	5	22	5	137,0	5,3	11,0	1489,3	57,4	0,432	32,0	409,8	0,388	37,2	17,5	32,2	83,2	19,4	
2036	0	0	0	5	22	5	128,9	5,0	11,7	1618,2	62,4	0,469	29,2	439,0	0,416	36,1	16,9	31,1	78,3	17,7	
2037	0	0	0	5	22	5	118,2	4,6	12,1	1736,3	66,9	0,503	25,9	464,9	0,441	34,9	16,2	29,9	71,7	15,7	
2038	0	0	0	5	22	5	108,4	4,2	12,6	1844,8	71,1	0,535	22,9	487,8	0,462	33,6	15,5	28,6	65,8	13,9	
2039	0	0	0	5	22	5	98,1	3,8	13,1	1942,8	74,9	0,563	19,9	507,7	0,481	32,3	14,8	27,3	59,6	12,1	
2040	0	0	0	5	22	5	87,5	3,4	13,4	2030,4	78,2	0,589	17,1	524,7	0,497	31,0	14,1	26,0	53,2	10,4	
2041	0	0	0	5	22	5	78,1	3,0	13,8	2108,5	81,3	0,611	14,6	539,3	0,511	29,7	13,4	24,7	47,4	8,9	
2042	0	0	0	5	22	5	69,8	2,7	14,3	2178,3	83,9	0,631	12,4	551,7	0,523	28,4	12,7	23,4	42,4	7,5	
2043	0	0	0	5	22	5	62,3	2,4	14,9	2240,6	86,3	0,649	10,6	562,3	0,533	27,1	12,0	22,1	37,8	6,4	
2044	0	0	0	5	22	5	55,6	2,1	15,7	2296,1	88,5	0,666	9,0	571,3	0,542	25,7	11,3	20,7	33,7	5,5	
2045	0	0	0	5	22	5	49,6	1,9	16,6	2345,7	90,4	0,680	7,6	578,9	0,549	24,4	10,6	19,4	30,1	4,6	
2046	0	0	0	5	22	5	44,3	1,7	17,8	2390,0	92,1	0,693	6,4	585,3	0,555	23,1	9,8	18,1	26,9	3,9	
2047	0	0	0	5	22	5	39,5	1,5	19,3	2429,6	93,6	0,704	5,4	590,8	0,560	21,8	9,1	16,8	24,0	3,3	
2048	0	0	0	5	22	5	32,8	1,3	19,9	2462,4	94,9	0,714	4,2	595,0	0,564	20,5	8,4	15,5	19,9	2,6	

3.9 Система сбора и подготовки газа

На дату составления программы система промыслового сбора на месторождении Мунайбай (участок Бахыт) отсутствует.

Проект обустройства месторождения был направлен на государственную экспертизу 30 декабря 2025 года.

Подписаны меморандумы на продажу газа и на переработку жидких газоконденсатных углеводородов с ТОО «Varro Operating Group» и «QazaqGaz».

Для обеспечения подачи первого газа в 2026 году принято решение по поэтапному вводу месторождения Мунайбай (участок Бахыт) в эксплуатацию с запуском скважин (Бахыт-1БС и ВН-3, ВН-2) и соответствующих вспомогательных коммуникаций 2026 г. и оставшихся скважин (ВН-5, ВН-6) в период 2027–2028 гг.

Этап – I

Система сбора подготовки и транспортировки продукции

На первом этапе продукция газоконденсатных скважин участка Бахыт по отдельным коллекторам поступает на входной манифольд газоизмерительной станции (трехфазный тестовый сепаратор), где происходит поскваженный замер дебита добываемой продукции. Далее газоконденсатная смесь подается под собственным давлением (~60 бар.) по газопроводу (Ø 8", ~22 км) на узел учета газа (УУГ), который будет установлен рядом с точкой врезки в систему газовых коллекторов на месторождении Толкын. Система газовых коллекторов принадлежит и управляется третьей стороной - компанией «Nobilis & Varro Operating Group LLP» (N&VOG). После учета газ направляется по газопроводу (Ø 20", 50 км) на Боранкольский газоперерабатывающий завод (БГПЗ) для дальнейшей переработки и поставки товарного газа в систему магистрального газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ) в КС Опорная, а стабильный газовый конденсат (КГС) перекачивается в резервуарный парк хранения компании N&VOG, где КГС хранится и далее транспортируется железнодорожными цистернами для реализации на рынке.

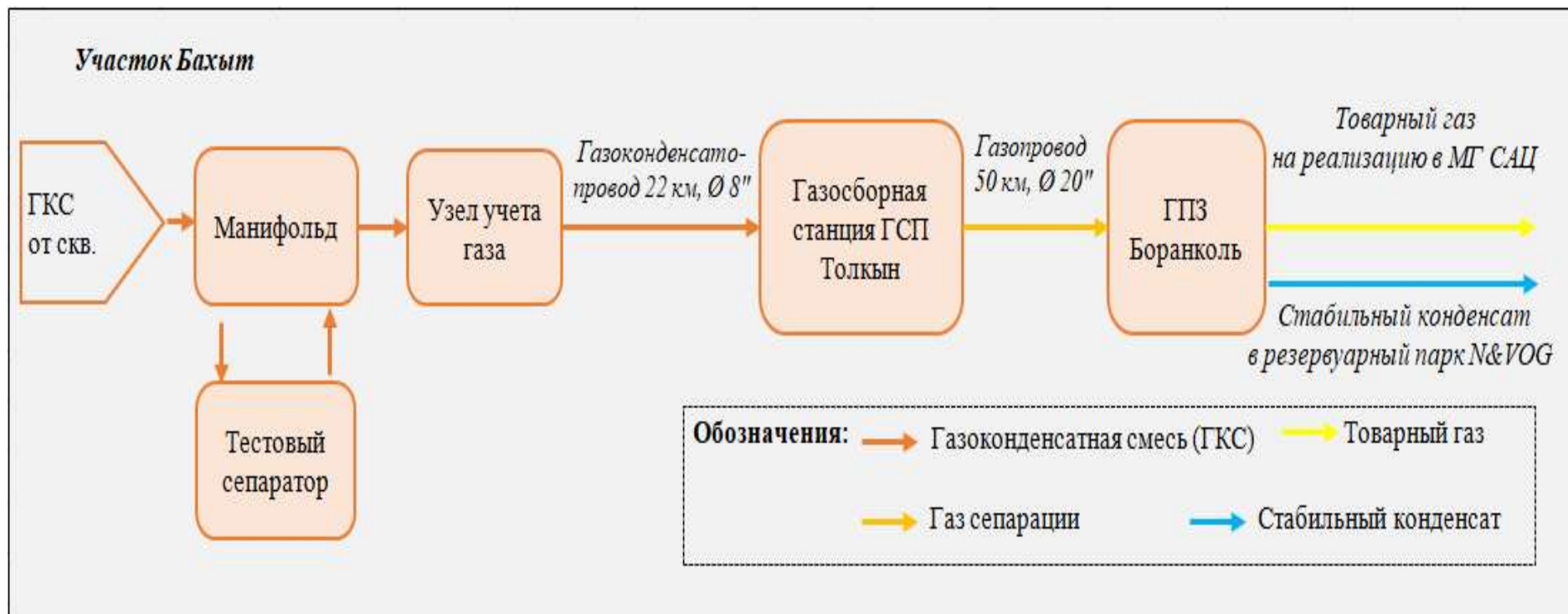


Рисунок 2 – Принципиальная схема сбора и подготовки Бахыт Этап I

Этап –II**Система сбора подготовки и транспортировки продукции**

На втором этапе газ с участка Бахыт больше не поставляется на месторождение Толкын. Для транспортировки газа вводится новый газопровод (Ø 8", 13 км) до участка Восточный Мунайбай.

Для переработки добываемого газа и конденсата и сырой нефти на территории Восточного Мунайбая будут построены установки комплексной переработки газа (УКПГ) и переработки нефти (УПН). Для реализации товарного газа будет построен газопровод (Ø 16", 105 км) от участка Восточный Мунайбай до системы магистрального газопровода САЦ в КС Опорная.

Продукция газоконденсатных скважин участка Восточный Мунайбай по отдельным коллекторам поступает на входной манифольд газоизмерительной станции (трехфазный тестовый сепаратор), затем направляется на блок учета и разделения УКПГ и далее в двухфазный сепаратор, где выделяется свободный газ и жидкость (смесь конденсата и воды). Свободный газ направляется на установку сероочистки для улавливания H₂S и далее на установку осушки газа, для получения товарного газа.

Очищенный и осушенный товарный газ подается под собственным давлением (~60 бар) по газопроводу (Ø 16", 105 км) на узел учета газа компании ТОО «Lucent Petroleum», который будет установлен вблизи точки врезки в систему магистрального газопровода САЦ в КС Опорная. Объем и качество товарного газа измеряются с помощью узла фискального учета.

Большая часть пропан-бутановой фракции сырого газа отделяется в процессе переработки через блок осушки (блок низкотемпературной сепарации) и смешивается с товарным газом. Затем оставшаяся низкопропановая и бутановая фракция отделяется через блок стабилизации конденсата, сжимается и перекачивается обратно на начальную стадию переработки. Максимальный суточный объем выработки СУГ, по расчетам, составляет около 5 тонн в пик добычи газа, что делает его нерентабельным для поставки на рынок в качестве товарного продукта.

Отделившаяся смесь нестабильного конденсата направляется в блок стабилизации конденсата, после чего направляется в резервуарный парк хранения стабильного конденсата, где установлена слово-наливная эстакада для заполнения автоцистерн. Стабильный конденсат перевозится автотранспортом и перегружается в резервуарный парк, управляемый компанией N&VOG. Конденсат хранится в резервуарах, затем перегружается в железнодорожные цистерны для продажи на экспорт и внутренний рынок.

Продукция нефтяных скважин участка Восточный Мунайбай по индивидуальным выкидным линиям поступает на входной манифольд, после на блок учета (тестовый

сепаратор), после замера НГС поступает на УПН, где производится разделение нефти и воды, далее подготовленная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти.

Выделившийся попутный газ частично направляется на выработку электроэнергии, и остальная часть газа на входной компрессор УКПГ.

Отделившаяся вода с УКПГ и УПН собирается в резервуарах для хранения воды, а затем транспортируется водовозами на ближайший полигон для утилизации.

Газопровод (Ø 8", 22 км), который использовался для подачи газа с участка Бахыт до нефтесборной станции месторождения Толкын на 1-этапе, будет переоборудован в нефтепровод.

От УПН Восточный Мунайбай будет проложен новый нефтепровод (Ø 6", 13 км) для врезки в переоборудованный нефтепровод (Ø 8", 22 км), таким образом товарная нефть участка Восточный Мунайбай с УПН будет перекачиваться на пункт сбора нефти месторождения Толкын, откуда она сначала перекачивается по существующему трубопроводу (Ø 12", 50 км) на УПН Боранколь, а затем по другому нефтепроводу (Ø6", 18 км) в резервуарный парк расположенный на КС Опорная, где она хранится и перекачивается либо в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (КТО), либо перегружается в ж/д цистерны для реализации.

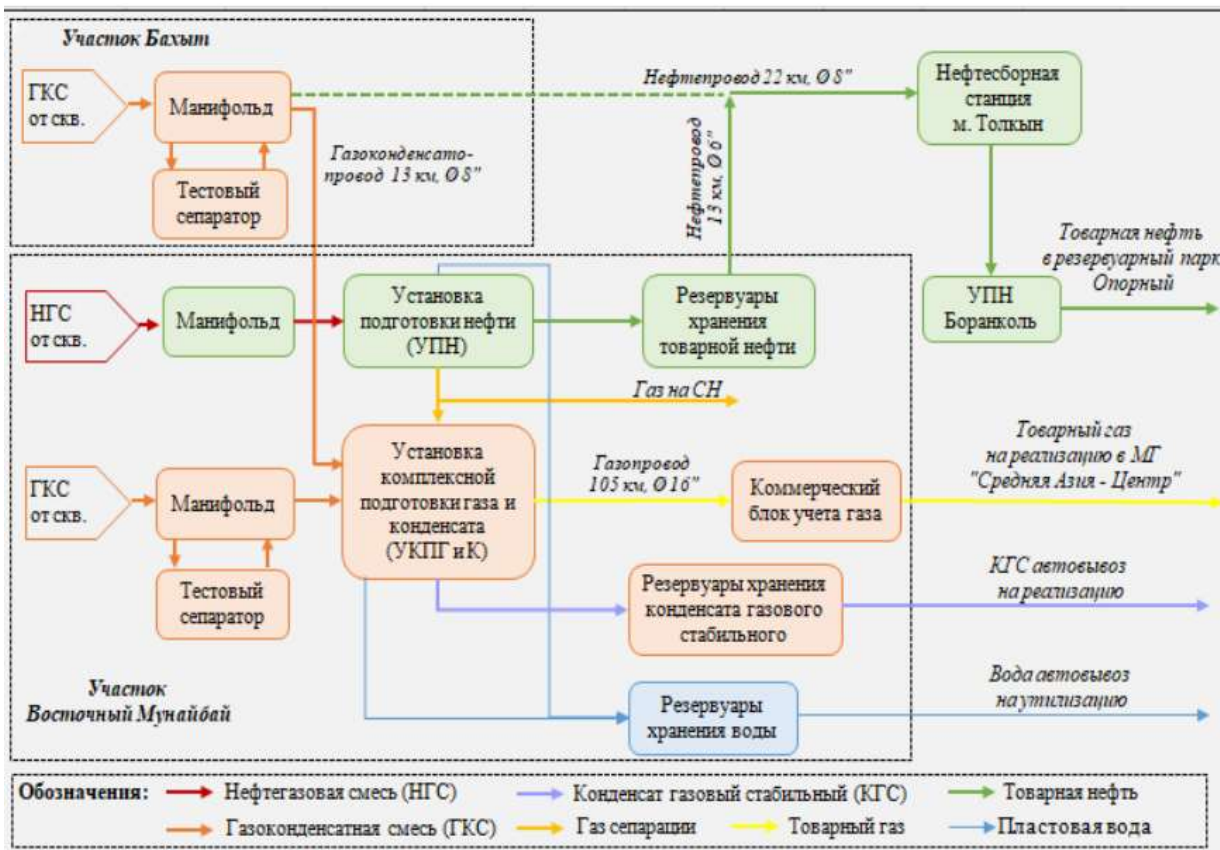


Рисунок 3 - Принципиальная схема сбора и подготовки Восточный Мунайбай и Бахыт Этап II

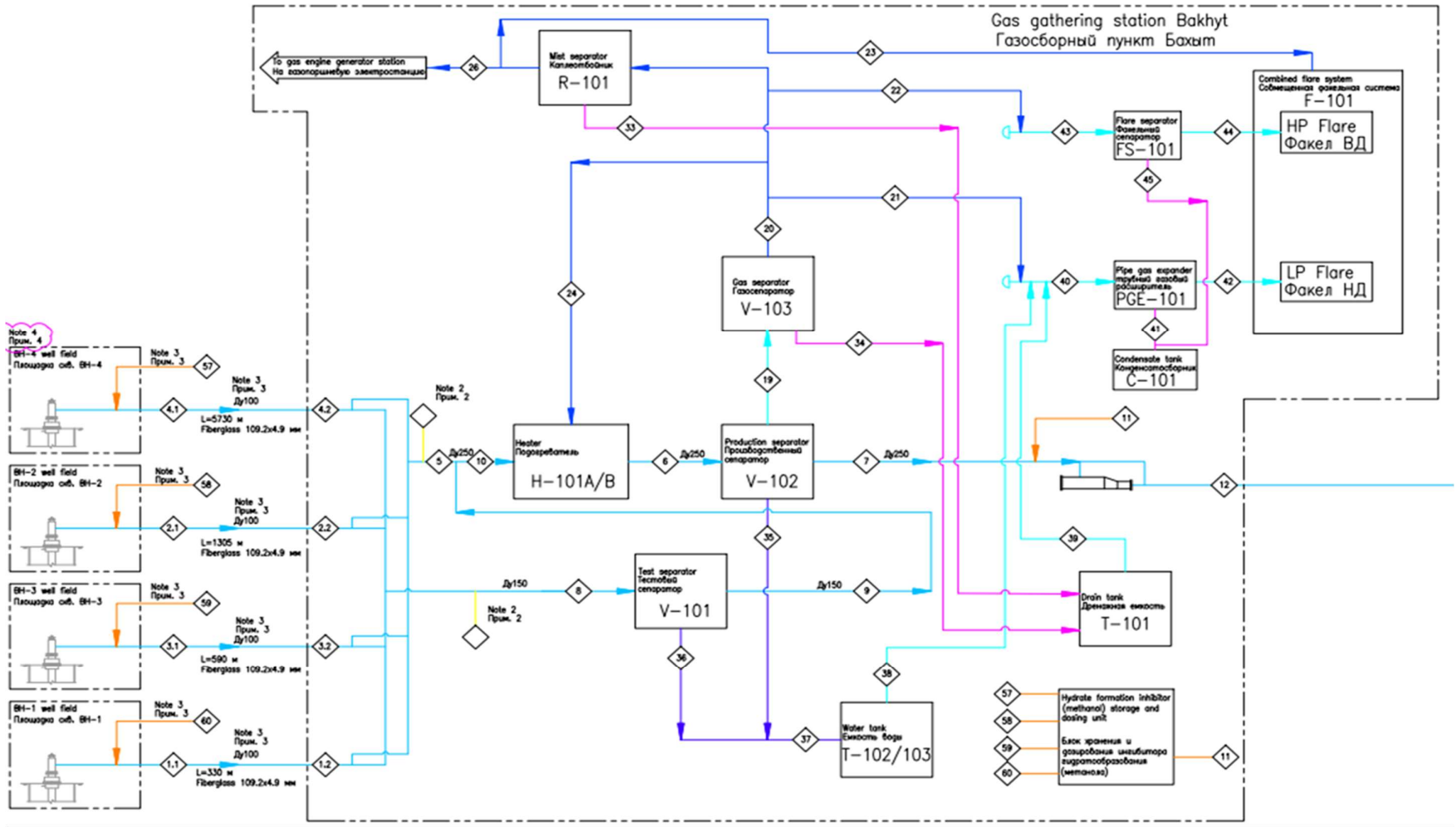


Рисунок 3 - Технологическая схема системы сбора и транспортировки скважинной продукции месторождения Мунайбай (участок Бахыт) – согласно разрабатываемого Проекта обустройства – I этап

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

Динамика объемов утилизации сырого газа за последние 5 лет по месторождению представлена в таблице 3.10.1

За последние 5 лет вопросы утилизации / сжигания сырого газа на месторождении Мунайбай (участок Бахыт) были произведены в 2022 г во время испытания скважины Бахыт-1БС в период действия контракта на разведку и добычу до 12.03.2023 г.

В связи с тем, что месторождение новое и вводится в эксплуатацию с 2026 года, динамика за последние 5 лет отсутствует.

Испытание проводилось согласно - Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ14VPC00018243 от 14.09.2022 г. и KZ90VPC00019106 от 21.12.2022 г.

Таблица 3.10.1 - Переработка и утилизация сырого газа на месторождении за последние 5 лет.

Наименование	ед. изм.	Год					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026*
Добыча сырого газа	тыс. м ³	0	0,3226	0	0	0	0
Добыча конденсата	тыс. м ³	0	0,0709	0	0	0	0
Сожжено газа на факелах	тыс. м ³	0	0,3226	0	0	0	0

*Данные приняты по состоянию на 01.03.2026 года

4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА 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.

В данном разделе обоснования и 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 2018 г., далее Методика).

Согласно Главы 2 (пункт 6) Методики, расчетный объем сжигаемого сырого газа (V_{II}) определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом используемого/утилизируемого сырого газа, в том числе объемом перерабатываемого сырого газа, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{II} = V_I - (V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5) \quad (1)$$

где: V_{II} – общий объем сжигаемого сырого газа, m^3 ;

V_I – общий объем добытого сырого газа, m^3 ;

$(V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5)$ – объем используемого/утилизируемого газа, m^3 , в т.ч.:

V_1 – объем сырого газа, используемый на собственные технологические нужды (объем газа, используемый на устьевых нагревателях, печах подогрева, в котельных и ином оборудовании, потребляющем газ), m^3 . Расчетный объем сырого газа на собственные технологические нужды определяется исходя из технических характеристик и продолжительности эксплуатации технологического оборудования.

V_2 – объем сырого газа на технологические потери (потери при технологических процессах добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки сырого газа), m^3 ;

V_3 – объем сырого газа, используемый для выработки электроэнергии, определяется исходя из количества выработанной электроэнергии и удельного расхода газа на единицу электроэнергии, согласно паспортам и технических характеристик используемого оборудования, m^3 ;

V_4 – объем сырого газа для обратной закачки в пласт, определяется из технических характеристик, паспортов и продолжительности эксплуатации оборудования, m^3 ;

V_5 – объем сырого газа, используемый для переработки на газоперерабатывающей установке или газоперерабатывающем заводе, определяется исходя из объемов реализованного товарного и сжиженного газов и технологических потерь при переработке, транспортировке до магистрального газопровода, m^3 .

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

Месторождение находится на стадии промышленной эксплуатации, поэтому сжигание сырого газа при испытании объектов скважин не предусматривается.

$$V_{III} = 0 \text{ м}^3;$$

4.2 Обоснование объема сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения

Месторождение находится на стадии промышленной эксплуатации, поэтому сжигание сырого газа при пробной эксплуатации не предусматривается.

$$V_{IV} = 0 \text{ м}^3;$$

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

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

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9 \quad (2)$$

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

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

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

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

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

2026 год (с 01.03 по 31.12) $V_v = 3\,334\,974,1\,m^3$;

4.4 Объем сжигаемого газа при пуско-наладке оборудования (V_6)

Объемы ТНС сырого газа при освоении скважин после бурения на 2026 год составит.

2026 год (с 01.03 по 31.12) $V_6 = 3\,134\,929,3\,m^3$;

4.5 Объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7)

Для обеспечения надежности производства, в соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», (пункт 2.216) и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации факельных систем» (пункты 2.4, 5.24 и 10.2) на установках обязательно предусматриваются дежурные горелки. Объем ТНС газа при эксплуатации технологического оборудования на расчетный период производится не будет:

2026 год (с 01.07 по 31.12) $V_7 = 200\,044,8\,m^3$;

4.6 Объем сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)

В связи с тем, что месторождение новое и вводится в эксплуатацию с июля 2026 года, ППР не предусмотрен

2026 год (с 01.07 по 31.12) $V_8 = 0\,m^3$;

4.7 Объем сжигаемого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)

по категории V_9 в расчетный период сжигание сырого газа не предусмотрено.

2026 год (с 01.07 - 31.12) $V_9 = 0 \text{ м}^3$.

5 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА

Как отмечалось в предыдущих разделах Программы, в соответствии с Проектом разработки и Проектом обустройства месторождения вся продукция скважин будет направлена на перерабатывающие мощности БГПЗ.

Месторождение будет разрабатываться на естественном режиме без поддержания давления, также на I этапе не предусматривается обратная закачка газа в пласт.

Предусматриваются технологии утилизации сырого газа на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева конденсата и газопоршневых электростанциях

В соответствии с существующим положением проекта обустройства в системе сбора и подготовки на данном этапе разработки основными объектами потребления сырого газа на промысле месторождения будут являться:

- Печи подогрева – 2 ед;
- Газопоршневые электростанции (ГПЭС) – 2 ед.

Таблица 5.1 – Расход газа на собственные нужды на период 01.07 по 31.12.2026 год

№ пп	Название оборудования	Количество	Расход газа, м ³ /час	2026 год		Расход на собственные нужды, м ³
				Время работы оборудования		
				дней	часов	
1	Печь подогрева	2	100,0	184	4 416	441 600,0
2	Газопоршневая электростанция	2	85,0	184	4 416	375 360,0
Итого						816 960,0

Примечание: Расход газа принят не превышающих паспортные данные.

6 БАЛАНС ГАЗА

Таблица – 6.1 Баланс сырого газа по месторождению Мунайбай (участок Бахыт) на период с 01.03 по 31.12.2026 год.

Год	Прогнозные показатели по добыче газа, м ³	Прогнозные показатели по добыче конденсата, т	Использование сырого газа на собственные нужды, м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа (V _v), м ³						Отправка сырого газа на БГПЗ м ³	Отправка конденсата на БГПЗ т	Утилизация
				При освоении скважин и пусконаладочных работах технологического оборудования		При эксплуатации технологического оборудования	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	Технологически неизбежное сжигание газа			
				При освоении скважин с 01.03 по 31.12	При пусконаладочных работах с 01.07 по 31.12							
				V ₆								
2026 год	52 024 110	15 879	816 960,0	2 685 900,0	449 029,3	200 044,8	0	0	3 334 974,1	47 872 175,9	15 879,0	93,6
				3 134 929,3								

Примечание:

Освоение скважин планируется на период с 01.03 по 31.12.2026 год, а запуск месторождения на период с 01.07 по 31.12.2026 год

7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА

На первом этапе продукция газоконденсатных скважин участка Бахыт будет поставляться на месторождение Толкын.

На втором этапе газ с участка Бахыт больше не поставляется на месторождение Толкын. Для транспортировки газа вводится новый газопровод (Ø 8", 13 км) до участка Восточный Мунайбай.

IV объект разработки (Т-II) газоконденсатная залежь - разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 4 вертикальных скважин и расконсервацией 1 существующей скважины (Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит – 5 ед. Ввод скважины (Бахыт-1 БС) в эксплуатацию планируется в III квартале 2025 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2025 г. – 1 скважина, в 2026 г. – 1 скважина, в 2028 г. – 1 скважина, в 2029 г. – 1 скважина. Размещение скважин – избирательная с расстоянием 1100 м. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день месторождение Мунайбай (участок Бахыт) разрабатывается в соответствии с действующим проектным документом «Проект разработки месторождения Мунайбай» с технологическими показателями по второму варианту (*Протокол ЦКРР РК № 57/24 от 21-22.11.2024 г.*)

Согласно разработанной Программе, весь объем добываемого газа на участке Бахыт будет поставляться на газосборную станцию ГСП Толкын, за исключением сжигания на факельной установке.

Объемы неизбежного технологического сжигания сырого газа:

- на период с 01.03 по 31.12.2026 год – 3 334 974,1 м³;

Утилизация сырого газа составит

- на период с 01.03 по 31.12.2026 год – 93,5 %

В «Программу» могут быть внесены изменения, обусловленные фактическими объемами добычи природного газа и результатами реализации отдельных пунктов программы.

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

№ 17-1-0/8011-вн от 23.12.2024

**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

57/24

21-22 ноября 2024 года

Председательствовал:

Арымбек К.Б.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан
---------------------	---

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Зкрия Б.Ж., Галиев Е.Ф., Герштанский О.С., Утегалиев С.А., Хасанов Б.К., Тналиев М.М., Буркитов У.О., Бегимбетов О.Б., Абытов Ф.Х.
Принимали участие посредством видео - конференции	Куандыков Б.М., Балыкбаев Р.А., Досмухамбетов М.Д., Абдирахманов Н.Б., Жалдай Н.К.
Отсутствовали	Исказиев К.О., Утеев Р.Н.

Наименование недропользователя: ТОО «Lucent Petroleum»
Дата, номер и срок действия контракта: Контракт на разведку и добычу углеводородов на площади в пределах блоков XXX-13-F (частично), 14-D (частично), E, F; XXXI-14-A (частично), B, C (частично); XXX-15-D (частично), E (частично); XXXI-15-A (частично), B (частично) в Атырауской и Мангистауской областях Республики Казахстан №317 от 07 апреля 1999 г. Срок действия подготовительного периода 12 марта 2026 г.
Наименование проектной организации: АО «НИПИнефтегаз»
Наименование проектного документа: «Проект разработки месторождения Мунайбай»
Независимые эксперты: Калмуратов Н.Э., Науенов А.Ж.
Текущее состояние: В 2009 г. составлен «Проект поисково-разведочных работ на площади Мунайбай» (протокол МТД «Запказнедра» № 91/2009 от 02.04.2009 г.). В 2011 г. составлено «Дополнение к проекту поисковых работ на площади Мунайбай» (протокол ЦКРР РК №13 от 26.08.2011 г.). В 2012 г. составлено «Дополнение к проекту оценочных работ по площади Мунайбай в пределах контрактной территории ТОО «Lucent Petroleum». В 2017 г. составлено «Дополнение к проекту оценочных работ по площади Мунайбай в пределах контрактной территории ТОО «Lucent Petroleum». В 2019 г. составлен «Проект разведочных работ (оценочный этап) на площади Мунайбай» (протокол ЦКРР РК №14/19 от 03-04.10.2019 г.). В 2020 г. составлено «Дополнение к проекту разведочных работ (оценочный этап) на площади Мунайбай» (протокол ЦКРР РК № 5/4 от 09.10.2020 г.). В 2022 г. выполнен «Отчет о результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ ЗД 2009-2012 г., выполненных на площади Мунайбай и о результатах сейсморазведочных работ МОГТ ЗД, выполненных на прилегающей площади Бахыт в 2021 г.» (протокол МТД «Запказнедра» №64\2022 от 10.11.2022 г.).

Дата: 24.11.2024 09:01. Копия электронного документа. Версия СЭД. ДокументID: 7.21.1. Положительный результат проверки ЭЦП

<p>В 2023 г. утвержден «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» (протокол ГКЗ РК №2520-23-У от 07.02.2023 г.).</p> <p>По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении Мунайбай пробурено 4 скважины (М-10, ВМ-1, LP-3, Бахыт-1) и боковой ствол Бахыт-1 БС.</p>
<p>Принципиальные положения проектного документа:</p> <p>Вариант 1 (базовый) предусматривает разработку залежей на режиме истощения пластовой энергии с бурением 20 вертикальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 22 ед.</p> <p>Вариант 2 (рекомендуемый) предусматривает разработку залежей на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола в среднем 800 м и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед. В целях интенсификации добычи предусмотрено проведение многостадийного ГРП во всех скважинах.</p> <p>Добыча до 2058 года.</p> <p>Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 1 485 143,22 тыс.тенге.</p> <p>Вариант 3 предусматривает разработку с ППД путем закачки воды на I объекте (нефтяная залежь (Т-Ша) и закачку газа в газоконденсатные залежи III объекта (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) и IV объекта (Т-II) с бурением 33 ед., из них 29 добывающих и 4 нагнетательные скважины и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3 и вывод из консервации 1 скважина Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 35 ед.</p> <p>Вариант 4 соответствует 2 варианту по газоконденсатным залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует 2 варианту, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).</p>
<p>Рекомендации и замечания:</p> <p>Независимый эксперт Калмуратов Н.Э.:</p> <p>отметил, что отсутствие обустройства не позволило провести полноценные исследования активности водоносного горизонта, а гидродинамические характеристики пластов основаны только на результатах испытаний и опробования четырех скважин, включая боковой ствол скважины Бахыт-1;</p> <p>отметил, что проведение исследований методом МУО и КВД происходило в условиях ограниченного времени притока, что не позволило получить долгосрочные данные добычи и замеров давления для оценки потенциала упругой энергии пласта;</p> <p>отметил, что в проекте разработки прогнозные показатели для газоконденсатных залежей (объекты III и IV) были рассчитаны с использованием системы уравнений, описывающих взаимодействие «пласт-скважина» и замыкающих соотношений для разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Для нефтяных залежей (объекты I и II) коэффициент извлечения нефти (КИН) рассчитывался по формуле упругого режима эксплуатации. Однако, текущая методика расчета не может считаться технически обоснованной для прогнозирования долгосрочных показателей разработки;</p> <p>отметил, что недропользователь по результатам сейсмических исследований, бурения 4-х поисковых и оценочных скважин и их опробования/результатов ГДИ, PVT данных, находится в процессе создания собственной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) по основным объектам разработки;</p> <p>отметил, что в ГГДМ проектные скважины были размещены на геологической модели, однако, добыча газа задана без ограничений, то есть без учета пропускной способности наземной инфраструктуры, кроме того, отсутствуют VFP-таблицы. Из-за ограниченности входных данных и отсутствия продолжительного периода добычи прогнозные расчеты</p>

Дата: 24.11.2024 09:01. Копия электронного документа. Версия СЭД. ДокументID: 7121. Положительный результат проверки ЭЦП

обладают значительной долей неопределенности. ГГДМ концептуально может быть использована как инструмент для стратегического прогноза в краткосрочной перспективе;

отметил, что до 2028 г. недропользователь намерен активно проводить доразведку месторождения. В целом, соотношение запасов нефти категории С₁ к категории С₂ составляет 22% к 78%. Основная часть запасов нефти сосредоточена в триасовых залежах, что указывает на недостаточную степень их разведанности;

отметил, что значительная часть запасов жидких углеводородов (нефти и конденсата) на месторождении относится к категории С₂, которая составляет 75% геологических запасов (28 558 тыс. т) и 65% извлекаемых запасов (6 659 тыс. т);

отметил, что на 2025–2026 г.г. запланировано бурение трех оценочных скважин (LP-6, LP-10, ВН-4), которые имеют потенциал для открытия новых залежей и увеличения границ горного отвода. Кроме того, на проектные добывающие скважины LP-2 и LP-4, ввод которых запланирован на 2027 г. для разработки пермских отложений, также возложены задачи по доразведке продуктивных триасовых горизонтов Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб и Т-IV;

отметил, что к настоящему моменту, ПР-2024 г. месторождение по причине отсутствия обустройства, подошло без периода пробной эксплуатации, не изучены активность водоносного горизонта, гидродинамические данные пластов основаны на результатах опробования и испытания четырех скважин, включая боковой ствол Бахыт-1, нет длительных данных добычи/замеров давления для оценки потенциала упругой энергии пласта;

отметил, что одновременное начало промышленной разработки газоконденсатной залежи участка Бахыт и проведение работ по доразведке участка Восточный Мунайбай позволит ускорить как завершение работ по доизучению месторождения в целом, так и максимально эффективно ввести в разработку газоконденсатные залежи, учитывая сложность ввода в разработку капиталоемких объектов обустройства, подготовки и транспортировки газа;

рекомендует согласовать представленный ПР-2024 г. с рекомендуемыми объемом доразведки, исследовательских работ и технологическими показателями на период с 2024 по 2027 г.г. включительно;

рекомендуется к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан.

Независимый эксперт Науkenov A.Ж.:

отметил, что геологические запасы по категории С₂ преобладают, что говорит о необходимости проведения работ по доразведке;

отметил, что согласно представленным данным пластовое давление на основных объектах разработки I, III и IV составляет 42,5, 52,0 и 59,0 МПа, соответственно. По остальным объектам данные в проекте не указаны;

отметил, что договор залога с банком второго уровня по ликвидации отсутствует;

отметил, что имеется малое количество относительно площади месторождения исследований керна и глубинных проб пластовых флюидов;

рекомендует недропользователю провести рекомендованные проектантом все мероприятия по доразведке с бурением оценочных и эксплуатационных скважин, в которых запланированы исследовательские работы с отбором керна и глубинных проб пластовых флюидов;

рекомендует недропользователю продолжить отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов (газ, нефть, вода) по залежам из пробуренных скважин;

рекомендует недропользователю провести ГДИС методом КВД и МУО;

рекомендует недропользователю дальнейшее изучение месторождения с учетом данных новых скважин с последующей увязкой с данными сейсмических исследований, построить геолого – гидродинамическую модель, что в конечном итоге отразится на рациональной разработке месторождения и себестоимости добываемой продукции;

рекомендует при получении притока при освоении скважин, рекомендованных по данным, ГИС продуктивных интервалов, особое внимание обратить на вторичные методы воздействия на пласт (ГРП и т.д.);

рекомендует в течение начального этапа разработки месторождения (2026-2029 гг.) выполнить программу экспериментальных работ по скважинам II и III эксплуатационных объектов по оценке возможности формирования зон накопления конденсата в призабойной зоне пласта и степени их влияния на продуктивность скважин, уточнения рационального значения депрессии на пласт;

рекомендует недропользователю в 2027 г. после бурения 7 эксплуатационных и 3 оценочных скважин, которых необходимо пробурить до 01.07.2027 г., с проведением всех исследовательских работ, согласно данному проекту, разработать и представить ЦКРР РК отчет «Анализ разработки месторождения Мунайбай» до конца 2027 г.;

рекомендуется к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что в пределах месторождения Мунайбай выделяются два участка – Восточный Мунайбай и Бахыт; по структуре является сложным с аномально высоким пластовым давлением по всем продуктивным залежам;

отметила, что месторождение недоизучено и в пробной эксплуатации не пребывало;

отметила, что, учитывая низкую проницаемость пласта и вязкость 0,15 мПа*с, темп отбора от извлекаемых отборов составляет 8,6 %, что вызывает сомнение по достижению представленных технологических показателей;

отметила информацию недропользователя, что в период разведки выполнено 14 гидродинамических исследований, из них на участке Восточный Мунайбай 3 МУО и 9 КВД, на участке Бахыт 1 МУО и 1 КВД;

отметила информацию недропользователя, что участок Бахыт (газоконденсатная залежь) вводится в промышленную эксплуатацию в 3 квартале 2025 года, участок Восточный Мунайбай в 3 квартале 2028 года;

отметила, что в рамках представленного Проекта разработки месторождения предусматривается на участке Бахыт в 2025 г. бурение 1 добывающей скважины, 1 оценочной скважины (ВН-4, 4000 м.) и ввод 1 скважины (Бахыт-1 БС) из консервации, в 2026 г. бурение 1 добывающей скважины, в 2027 г. 3 добывающих скважин (в том числе бурение бокового ствола в скв. LP-3), в 2028 г. 1 добывающую скважину и т.д.; на участке Восточный Мунайбай в 2025-2026 г.г. бурение по 1 оценочной ед. (LP-6 и LP-10 по 5150м.) и в 2027 г. бурение трех горизонтальных ед. с проведением многостадийного ГРП и т.д.;

отметила, что добываемый газ на участке Бахыт будет поставляться на газосборную станцию ГСП Толкын;

отметила информацию недропользователя, что в 2028 г. на участке Восточный Мунайбай предусмотрено строительство УПН и УКПГ;

рекомендует недропользователю активизировать работу по реализации запланированных мероприятий;

рекомендует недропользователю переход на этап добычи осуществить после проработки с компетентным органом предложения в контракт на недропользование №317 от 7.04.1999 г.;

рекомендует согласовать «Проект разработки месторождения Мунайбай» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту:

с 01.01.2025 г. до 12.03.2026 г.

с 12.03.2026 г. до 31.12.2028 г. при условии закрепления периода добычи в установленном законодательством порядке.

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** «Проект разработки месторождения Мунайбай» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту:
с 01.01.2025 г. до 12.03.2026 г.,
с 12.03.2026 г. до 31.12.2028 г. при условии закрепления периода добычи в установленном законодательством порядке.

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

К. Арымбек

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

А. Тлегенова

Согласовано

23.12.2024 16:11 Зкрия Бахтияр Жанатович

Подписано

23.12.2024 20:46 Арымбек Құдайбергел Берікұлы



Министерство энергетики Республики Казахстан - Куатова Ж.К.

Дата: 24.12.2024 09:01. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentlog 7.22.1. Положительный результат проверки ЭЦП

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Паспорта и план-график технического обслуживания и ремонтных работ
технологического оборудования

1) Технические характеристики газопоршневой электростанции

Газопоршневая электрогенераторная установка CG132B-08, единичной мощностью 400кВт, напряжением 0.4кВ, в контейнерном исполнении / CG132B-08 gas piston power generator set, with a rated power of 400 kW, voltage of 0.4 kV, in a container design.



Основные технические характеристики комплекта оборудования электростанции / Main technical characteristics of the power plant equipment set:

	Параметр Parameter	Ед. изм. Unit	Значение/описание Value/Description	
1	Газопоршневая электрогенераторная установка CG132B-08			
	Gas piston generator set CG132B-08			
	Нагрузка, % / Load, %	100	75	50
	Электрический КПД, % / Electric efficiency, %	43.0	41.8	39.4
	Тепловой КПД, % / Thermal efficiency, %	44.2	45.5	47.6
	Режим эксплуатации установки / Operating mode of the unit	Для постоянного электроснабжения / For continuous power supply		
	Исполнение / Design	Всепогодный технологический контейнер / All-weather process container		
	Электрогенераторная установка Cat® / CAT® electric generator unit	CG132B-08		

Электрическая мощность установки / Electric power of the unit	В соответствии со стандартом ISO8528-1 / In accordance with ISO8528-1 standard	
Электрическая мощность установки / Electric power of the unit	кВт / kW	400
Модель и тип генератора / Generator model and type	Marelli MJB 355 MA4 или аналог, 3-х фазный, синхронный / Marelli MJB 355 MA4 or equivalent, three-phase, synchronous	
Линейное напряжение / Line voltage	кВ / kV	0.4
Номинальный ток фазы / Nominal phase current	А / A	581.3
Частота / Frequency	Гц / Hz	50
Коэффициент мощности / Power factor	Cosφ / Cosφ	1.0
Модель и тип двигателя / Engine model and type	CG132B-08, 4-тактный, V-образный 8-цилиндровый / G132B-08, 4-stroke, V-type, 8-cylinder	
Тип топливной системы и регулятор оборотов / Fuel system and speed regulation type	Электронный регулятор / Electronically controlled carburetor	
Тип системы охлаждения / Cooling system type	Автономная водовоздушная с радиатором на крыше контейнера / Water-air cooling with a radiator on the container roof Примечание: при температуре окружающего воздуха выше 40 °C ожидается снижение мощности установки на 5–7 %. / Note: At ambient temperatures above 40°C, a reduction in plant power of 5–7% is expected.	
Система подачи воздуха / Air supply system	Наддув / Supercharged	
Номинальные обороты двигателя / Engine rated speed	об/мин / rpm	1 500
Бортовая сеть / On-board network	V/ V	24
Рабочий объем двигателя / Engine displacement	Л / liters	17.5
Объем масляного бака / Oil tank volume	Л / liters	320
Расход масла / Oil consumption	г/кВт.ч / g/kWh	0,1

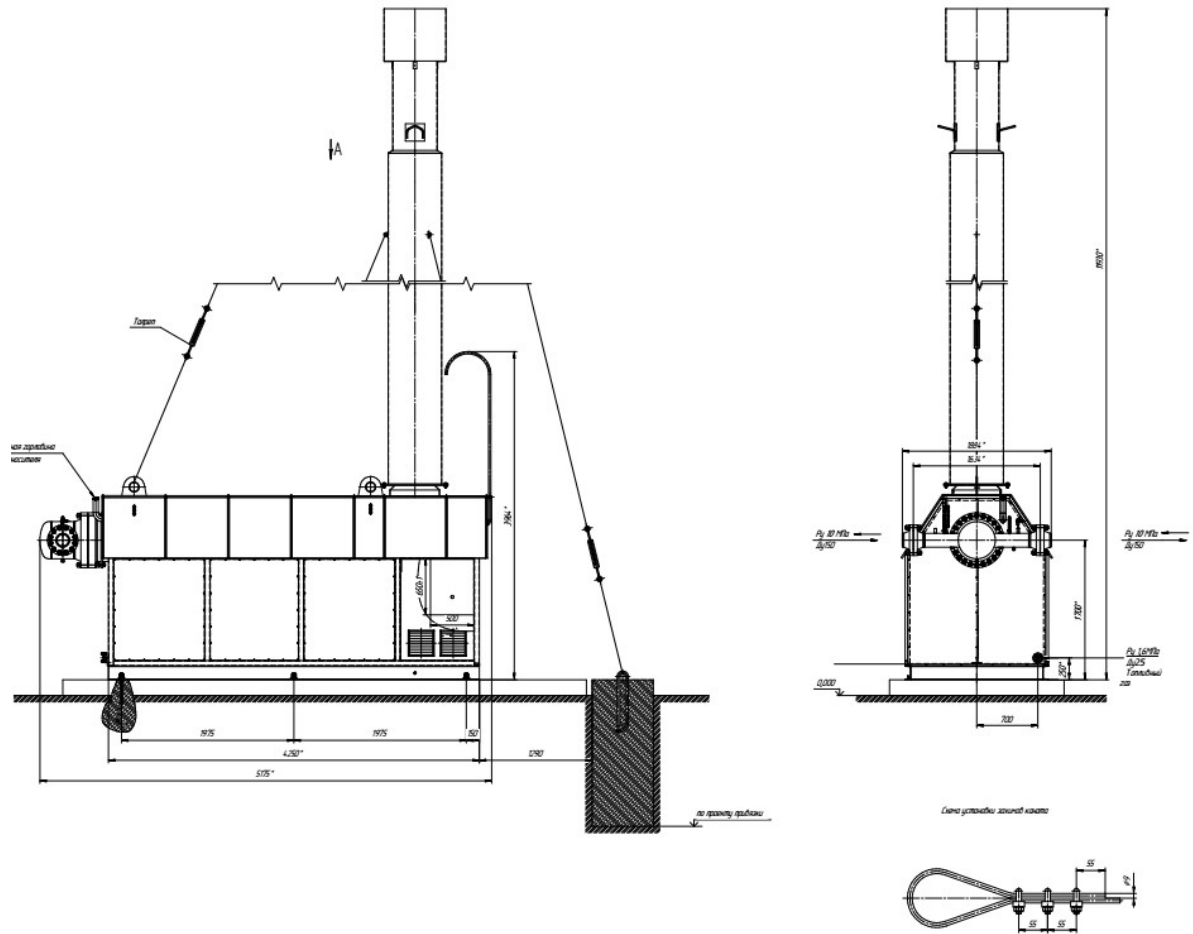
	Интервал замены смазочного масла / Oil change interval	Моточасы / operating hours	4 000
	Топливная система / Fuel system	Карбюраторная с электронным управлением / Carburetor with electronic control	
	Расход топлива при 100% / 75% / 50% нагрузки / Fuel consumption at 100% / 75% / 50% load	Куб.м./час / Cubic meters/hour	86.27 / 66.6 / 47.12
	Параметры стандартного топливного газа / Standard Fuel Gas Parameters	<ul style="list-style-type: none"> • Природный газ / Natural gas • Тепловая проводимость 10.78 кВтч/Нм³ / with thermal conductivity of 10.78 kWh/Nm³ • Плотность газа 0.84 кг/Нм³ / gas density 0.84 kg/Nm³ • Метановое число 67 / methane number 67 • Входное давление газа должно обеспечиваться со стороны Покупателя в диапазоне от 100 до 150 мбар на входе в газопоршневую электростанцию. / inlet pressure 100-150 mbar supplied by the buyer 	
	Силовое распределительное оборудование / Power distribution equipment	<ul style="list-style-type: none"> • Силовой защитный выключатель / Power circuit breaker, • Отходящий фидер потребителя подключается к клеммам силового выключателя / incoming feeder connected to its terminals 	
2	Описание комплекта поставки CG132B-08 / Delivery set description		
	Всепогодный технологический контейнер / Weatherproof technological container	<ul style="list-style-type: none"> • Погодозащищенный утепленный контейнер, в комплектности: / Additional features and components included: - Цельносварной утепленный контейнерный модуль с находящимся в нем оборудованием выполнен в соответствии с требованиями ПУЭ, нормами технологического проектирования станций / Fully welded insulated container with equipment meeting PUE and station design standards - Радиатор охлаждения смонтирован на крыше контейнера / Radiator mounted on container roof - Металлическая конструкция, утеплитель из негорючего материала 100 мм, пароизоляция / Metal structure, 100 mm non-combustible insulation, vapor barrier - Внутренняя отделка стен – металлический профлист, антикоррозионное порошковое покрытие / Interior wall lining – metal profile sheet, anti-corrosion powder coating - Пол утеплен, внутренне покрытие – металлический профлист 3 мм / Interior wall lining – metal profile sheet, anti-corrosion powder coating - Металлическая, огнеупорная дверь с врезным замком / Insulated steel fire door with lock 	

1) Технические характеристики печи подогрева

Приложение №1

Технические характеристики

Максимальная производительность по газу, тыс.нм ³ /час, не менее	30
Входное давление газа, МПа, не более	10,0
Номинальный расход топливного газа не более, кубов в час	150
Температура газа на входе в подогреватель, °С, не ниже	-20
Перепад температур на входе и на выходе подогревателя, °С, не менее	35
***Давление топливного газа на входе в газорегулирующий блок подогревателя, МПа	0,1...1,2
Давление топливного газа на газогорелочное устройство подогревателя, кПа	70,0±5
Минимальное значение расхода топливного газа при максимальной производительности, нм ³ /час	68±2
КПД Подогревателя, %, не менее	92
Напряжение питания подогревателя, V	220
Напряжение резервного питания подогревателя, V	24
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	150
Объем теплоносителя, л, не более	4 300
Рабочий диапазон температуры окружающей среды, °С	от -55 до +60
Масса подогревателя (без теплоносителя), кг, не более	5 000
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	5 175
ширина	1 938
высота (без дымохода и свечей газовых)	2 325



«Утверждаю»:



**ПЛАН ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИНЫ ВН-1ST
Участок Бахыт**

г. Актау - 2026 г.

Недропользователь: ТОО «Lucent Petroleum»

Площадь горного отвода: 171,05 км² расположенный в Бейнеуском районе Мангистауской области.

Стадия/Цель: Ввод скважины в эксплуатацию после кислотной обработки.

Контракт: №5471-УВС от 5471-УВС.

Месторождение (структура): Участок Бахыт.

Скважина и географические координаты: ВН-1СТ, 45°41'17.1 N, 53° 40' 31.7 E

I. План подготовительных работ для проведения освоения скважины.

1. Завоз и монтаж: выкидных линий, трапного хозяйства, тестового сепаратора, замерные емкости, факельная линия, ГНКТ, жидкий азот, вода, кислота.
2. Монтаж и обвязка емкостей для сбора жидкости со скважины после сепарации в объеме 50м³
3. Монтаж и обвязка технологических емкостей для сбора жидкости
4. Монтаж и обвязка емкостей для сбора нефти, конденсата и жидкости (пластовой воды) после отстоя в объеме 150 м³

Таблица 1 – Данные по скважине

Фактическая	
Конец бурения	11.11.2022
Фактическая глубина	4125 м
Проектный горизонт	Т-II (Нижний Триас)
Пластовое давление	420 Бар.
Пластовая температура	111 °С

Таблица 2 – Конструкция скважины

Направление Ø426 мм	0-52 м
Кондуктор Ø324 мм	0-797 м
Тех. колонна Ø244,5 мм	0-1500 м
Экс. колонна Ø178 мм	0-3801 м
Хвостовик Ø127 мм	3643-4122 м

Таблица 3 - Устьевое оборудование

№	Наименование	Тип
1	Подъемный агрегат	Буровая установка ZJ-40
2	Колонная головка	Колонная головка: внутренняя резьба 18 3/4" Батресс x 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²). Колонная катушка: 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²) x 13 5/8" 10000 psi (700 кг/см ²). Трубная головка: 13 5/8" 1000 psi (700 кг/см ²) x 11 " 10000 psi (700 кг/см ²). Трубодержатель 10000 psi для НКТ 2 7/8". Адаптер фланец: 11" 10000 psi (700кг/см ²) x 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²).
3	Фонтанная Арматура	АФК1-65/65x70 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²)

Таблица 4 – Объекты освоения

№	Фактический	
1	Объект I (Т-II Триас)	3730-3775 м.

II. План мероприятий для проведения освоения скважины.

№	Проводимые работы	Кол-во суток	Ответственные
1	Провести инструктаж по ТБ и предупреждению ГНВП при освоении скважины.		ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
2	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки, произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С помощью канатно-тросовой установки извлечь пробку из посадочного Х-ниппеля на глубине 3633 м. После завершения работ демонтировать канатно-тросовую установку и стравить газ на линию отжига.	1	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
3	Выполнить монтаж установки ГНКТ и произвести опрессовку до 690 бар. Выполнить кислотную обработку интервала 3730–3775 м с использованием ГНКТ в соответствии с программой работ. Провести освоение скважины путем замещения технологического раствора на азот. Открыть скважину и направлять продукцию в предназначенные емкости для сбора отработанной кислоты. При появлении признаков газа направлять поток на линию отжига.	2	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
4	Проводить отжиг газа через регулируемый штуцер с периодическим контролем значения рН. При достижении рН = 7 закрыть скважину на фонтанной арматуре.	7,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
5	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки и произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С использованием канатно-тросовой установки установить глубинные манометры напротив верхнего интервала перфорации для регистрации кривой восстановления давления (КВД). По истечении 96 часов извлечь манометры, демонтировать канатно-тросовую установку и произвести стравливание газа на линию отжига.	4	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
6	Итого расчет затрат времени, сутки	14,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация

Таблица расчета объема попутного газа, сжигаемого в факелах при освоении скважины ВН-1СТ

№	Объект	Ожидаемый дебит газа после обработки, м ³ /сут	Период освоения	Количество дней	Объем сжигания газа, м ³
1	2	3	4	5	6
ВН-1СТ	Т-П	125 300	Апрель 2026 г.	7,145 (171,49 часов)	895 300

Количество дней по видам работ:

- Подготовительные работы – 3 суток, без сжигания газа
- Вызов притока и освоение скважины – 7,145 суток (171,49 часов), со сжиганием газа
- КВД – 4 суток, без сжигания газа

Итого: период на кислотную обработку и освоение – 14,145 суток (339,49 часов).

«Утверждаю»:


Технический директор
Асангалиев А.Б.
ТОО «Lucent Petroleum»
25.08.2026 г.



**ПЛАН ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИНЫ ВН-2
Участок Бахыт**

г. Актау - 2026 г.

Недропользователь: ТОО «Lucent Petroleum»

Площадь горного отвода: 171,05 км² расположенный в Бейнеуском районе Мангистауской области.

Стадия/Цель: Ввод скважины в эксплуатацию после кислотной обработки.

Контракт: №5471-УВС от 5471-УВС.

Месторождение (структура): Участок Бахыт.

Скважина и географические координаты: ВН-2, 45°40' 52.2 N, 53° 41' 22.7 E

I. План подготовительных работ для проведения освоения скважины.

1. Завоз и монтаж: выкидных линий, трапного хозяйства, тестового сепаратора, замерные емкости, факельная линия, ГНКТ, жидкий азот, вода, кислота.
2. Монтаж и обвязка емкостей для сбора жидкости со скважины после сепарации в объеме 50м³
3. Монтаж и обвязка технологических емкостей для сбора жидкости
4. Монтаж и обвязка емкостей для сбора нефти, конденсата и жидкости (пластовой воды) после отстоя в объеме 150 м³

Таблица 1 – Данные по скважине

Проектная	
Конец бурения	Ноябрь 2026 г.
Проектная глубина	3811 м.
Проектный горизонт	Т-II (Нижний Триас)
Пластовое давление	420 Бар
Пластовая температура	111 °С

Таблица 2 – Проектная конструкция скважины

Направление Ø508 мм	0-50 м
Кондуктор Ø340 мм	0-520 м
Тех. колонна Ø244,5 мм	0-2000 м
Экс. колонна Ø178 мм	0-3811 м

Таблица 3 - Устьевое оборудование

№	Наименование	Тип
1	Подъемный агрегат	Буровая установка ZJ-40
2	Колонная головка	Колонная головка: внутренняя резьба 18 3/4" Батресс x 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²). Колонная катушка: 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²) x 13 5/8" 10000 psi (700 кг/см ²). Трубная головка: 13 5/8" 1000 psi (700 кг/см ²) x 11 " 10000 psi (700 кг/см ²). Трубодержатель 10000 psi для НКТ 2 7/8". Адаптер фланец: 11" 10000 psi (700кг/см ²) x 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²).
3	Фонтанная Арматура	АФК1-65/65x70 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²)

Таблица 4 – Объекты освоения

№	Проектный	
1	Объект 1 (Т-II Триас)	3700-3800 м.

II. План мероприятий для проведения освоения скважины.

№	Проводимые работы	Кол-во суток	Ответственные
1	Провести инструктаж по ТБ и предупреждению ГНВП при освоении скважины.		ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
2	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки, произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С помощью канатно-тросовой установки извлечь пробку из посадочного X-ниппеля. После завершения работ демонтировать канатно-тросовую установку и стравить газ на линию отжига.	1	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
3	Выполнить монтаж установки ГНКТ и произвести опрессовку до 690 бар. Выполнить кислотную обработку с использованием ГНКТ в соответствии с программой работ. Провести освоение скважины путем замещения технологического раствора на азот. Открыть скважину и направлять продукцию в предназначенные емкости для сбора отработанной кислоты. При появлении признаков газа направлять поток на линию отжига.	2	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
4	Проводить отжиг газа через регулируемый штуцер с периодическим контролем значения pH. При достижении pH = 7 закрыть скважину на фонтанной арматуре.	7,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
5	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки и произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С использованием канатно-тросовой установки установить глубинные манометры напротив верхнего интервала перфорации для регистрации кривой восстановления давления (КВД). По истечении 96 часов извлечь манометры, демонтировать канатно-тросовую установку и произвести стравливание газа на линию отжига.	4	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
6	Итого расчет затрат времени, сутки	14,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация

Таблица расчета объема попутного газа, сжигаемого в факелах при освоении скважины ВН-2

№	Объект	Ожидаемый дебит газа после обработки, м³/сут	Период освоения	Количество дней	Объем сжигания газа, м³
1	2	3	4	5	6
ВН-2	Т-II	125 300	Декабрь 2026 г.	7,145 (171,49 часов)	895 300

Количество дней по видам работ:

- Подготовительные работы – 3 суток, без сжигания газа
- Вызов притока и освоение скважины – 7,145 суток (171,49 часов), со сжиганием газа
- КВД – 4 суток, без сжигания газа

Итого: период на кислотную обработку и освоение – 14,145 суток (339,49 часов).

«Утверждаю»:



Технический директор
Асангалиев А.Б.
ТОО «Lucent Petroleum»



23.09.2026 г.

**ПЛАН ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИНЫ ВН-3
Участок Бахыт**

г. Актау - 2026 г.

Недропользователь: ТОО «Lucent Petroleum»

Площадь горного отвода: 171,05 км² расположенный в Бейнеуском районе Мангистауской области.

Стадия/Цель: Ввод скважины в эксплуатацию после кислотной обработки.

Контракт: №5471-УВС от 5471-УВС.

Месторождение (структура): Участок Бахыт.

Скважина и географические координаты: ВН-3, 45°41'4.5 N, 53° 40' 55.2 E

I. План подготовительных работ для проведения освоения скважины.

1. Завоз и монтаж: выкидных линий, трапного хозяйства, тестового сепаратора, замерные емкости, факельная линия, ГНКТ, жидкий азот, вода, кислота.
2. Монтаж и обвязка емкостей для сбора жидкости со скважины после сепарации в объеме 50м³
3. Монтаж и обвязка технологических емкостей для сбора жидкости
4. Монтаж и обвязка емкостей для сбора нефти, конденсата и жидкости (пластовой воды) после отстоя в объеме 150 м³

Таблица 1 – Данные по скважине

Проектная	
Конец бурения	Май 2026 г.
Проектная глубина	3811 м.
Проектный горизонт	Т-II (Нижний Триас)
Пластовое давление	420 Бар
Пластовая температура	111 °С

Таблица 2 – Проектная конструкция скважины

Направление Ø508 мм	0-50 м
Кондуктор Ø340 мм	0-520 м
Тех. колонна Ø244,5 мм	0-2000 м
Экс. колонна Ø178 мм	0-3811 м

Таблица 3 - Устьевое оборудование

№	Наименование	Тип
1	Подъемный агрегат	Буровая установка ZJ-40
2	Колонная головка	Колонная головка: внутренняя резьба 18 3/4" Батресс x 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²). Колонная катушка: 18 3/4" 5000 psi (350 кг/см ²) x 13 5/8" 10000 psi (700 кг/см ²). Трубная головка: 13 5/8" 1000 psi (700 кг/см ²) x 11 " 10000 psi (700 кг/см ²). Трубодержатель 10000 psi для НКТ 2 7/8". Адаптер фланец: 11" 10000 psi (700кг/см ²) x 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²).
3	Фонтанная Арматура	АФК1-65/65x70 2 9/16" 10000 psi (700 кг/см ²)

Таблица 4 – Объекты освоения

№	Проектный	
1	Объект I (Т-II Триас)	3700-3800 м.

II. План мероприятий для проведения освоения скважины.

№	Проводимые работы	Кол-во суток	Ответственные
1	Провести инструктаж по ТБ и предупреждению ГНВП при освоении скважины.		ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
2	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки, произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С помощью канатно-тросовой установки извлечь пробку из посадочного X-ниппеля. После завершения работ демонтировать канатно-тросовую установку и стравить газ на линию отжига.	1	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
3	Выполнить монтаж установки ГНКТ и произвести опрессовку до 690 бар. Выполнить кислотную обработку с использованием ГНКТ в соответствии с программой работ. Провести освоение скважины путем замещения технологического раствора на азот. Открыть скважину и направлять продукцию в предназначенные емкости для сбора отработанной кислоты. При появлении признаков газа направлять поток на линию отжига.	2	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
4	Проводить отжиг газа через регулируемый штуцер с периодическим контролем значения pH. При достижении pH = 7 закрыть скважину на фонтанной арматуре.	7,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
5	Выполнить монтаж канатно-тросовой установки и произвести опрессовку до 500 бар. Выполнить шаблонирование скважины. С использованием канатно-тросовой установки установить глубинные манометры напротив верхнего интервала перфорации для регистрации кривой восстановления давления (КВД). По истечении 96 часов извлечь манометры, демонтировать канатно-тросовую установку и произвести стравливание газа на линию отжига.	4	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация
6	Итого расчет затрат времени, сутки	14,145	ТОО «Lucent Petroleum», Подрядная организация

Таблица расчета объема попутного газа, сжигаемого в факелах при освоении скважины ВН-3

№	Объект	Ожидаемый дебит газа после обработки, м³/сут	Период освоения	Количество дней	Объем сжигания газа, м³
1	2	3	4	5	6
ВН-3	Т-II	125 300	Июнь 2026 г.	7,145 (171,49 часов)	895 300

Количество дней по видам работ:

- Подготовительные работы – 3 суток, без сжигания газа
- Вызов притока и освоение скважины – 7,145 суток (171,49 часов), со сжиганием газа
- КВД – 4 суток, без сжигания газа

Итого: период на кислотную обработку и освоение -14,145 суток (339,49 часов).

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет сжигания сырого газа

По месторождению Мунайбай расчеты приведены в соответствии с:

«Проектом разработки месторождения Мунайбай» с технологическими показателями второму варианту (Протокол ЦКРР РК № 57/24 от 21-22.11.2024 г.);

1. Обоснование нормативов и объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа, V_v , м³ на период с 01.03 по 31.12.2026 год.

Согласно п.16 главы 5 данной Методики объем технологически неизбежного сжигания определяется по формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9 \quad (1)$$

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;

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, м³;

V_9 – норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, м³.

Таблица 1.1 – Объем технологически неизбежного сжигания газа V_v

Наименование категории норматива и объема сжигания сырого газа	Категория по «Методике...»	Объем технологически неизбежного сжигания газа, V_v , м ³
		2026 год с 01.03 по 31.12
Норматив и объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования	V_6	3 134 929,3
Норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования	V_7	200 044,8
Норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	V_8	0
Норматив и объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования	V_9	0
ИТОГО:	V_v	3 334 974,1

2. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, V_6 , м³

Расчет объемов сжигания сырого газа при освоении скважин (V_6) произведены согласно, «Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденная приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 164 от «05» мая 2018 г., по следующей формуле:

$$V_6 = D * T,$$

где:

V_6 - объем сжигания сырого газа при освоении объектов скважин, м³;

D - дебит скважин (объем добытого газа за одни сутки), т/сут.;

T - количество дней испытаний объектов скважин, сут.

1) Объемы сжигания сырого газа при освоении скважин:

- при освоении скважины № ВН-1СТ

Согласно Плана работ по освоению скважины ВН-1СТ в 2026 г. планируется добыть и сжечь на факеле 895 300 м³ сырого газа:

$$V_6 = D * T = 125\,300 \text{ м}^3/\text{сут} * 7,145 \text{ сут} = 895\,300 \text{ м}^3.$$

- при освоении скважины № ВН-2

Согласно Плана работ по освоению скважины № ВН-2 в 2026 г. планируется добыть и сжечь на факеле 895 300 м³ сырого газа:

$$V_6 = D * T = 125\,300 \text{ м}^3/\text{сут} * 7,145 \text{ сут} = 895\,300 \text{ м}^3.$$

- при освоении скважины №ВН-3

Согласно Плана работ по освоению скважины № ВН-3 в 2026 г. планируется добыть и сжечь на факеле 895 300 м³ сырого газа:

$$V_6 = D * T = 127\,900 \text{ м}^3/\text{сут} * 7,145 \text{ сут} = 895\,300 \text{ м}^3.$$

Всего при освоении скважин в 2026 году по проекту прогнозируется добыть и сжечь на факеле 2 685 900 м³ сырого газа.

$$2026 \text{ год с } 01.03 \text{ по } 31.12 \text{ } V_6 = 2\,685\,900 \text{ м}^3$$

Таблица 2.1– Объемы сжигания газа при освоении скважин (V_6)

№	Месторождение	Номера скважин	Суточный дебит, м ³ /сут	Кол-во дней освоения	Объем сжигания, м ³	
1	Мунайбай (участок Бахыт)	с 01.03 по 31.12.2026 год				
		ВН-1СТ	125 300	7,145	895 300	
		ВН-2	125 300	7,145	895 300	
		ВН-3	125 300	7,145	895 300	
		Итого				2 685 900

2) Объемы сжигания сырого газа при пусконаладочных работах на месторождении

В 2026 году планируется запуск нового оборудования согласно Разработанной ПСД.

При пусконаладочных работах будет произведено опорожнение сосудов работающих под давлением и газопроводов:

- Опорожнение сырого газа от площадок скважин ВН-1, ВН-2, ВН-3 и выкидных трубопроводов с давления срабатывания ESDV (Система защиты от превышения давления) (90 бар) до атмосферного;

- Опорожнение сырого газа с магистрального трубопровода с рабочего давления (90 бар) до 10 бар. (для предотвращения образования гидратации);

В связи с тем, что месторождение новое и впервые вводится в эксплуатацию, количество опорожнений при пусконаладочных работах планируется поводить в количестве 9 раз.

Геом. объем сосудов работающих под давлением и газопроводов приведены ниже:

• **Площадки скважин ВН-1; ВН-3; ВН-2 – 0,0746 м³ (1 этап)**

- Обвязка устья скважин и трубы до выкидной линии: диаметр/длинна труб 89 мм x 12м, – 0,0746м³;

• **Выкидные трубопроводы со скважин ВН-1, ВН-3, ВН-2 до ГСП – 17,84 м³ (2200 м).**
Диаметр трубы/длинна 101,6мм x 2200м – 17,84 м³.

• **ГСП – 39,07 м³.**

- Обвязка труб, диаметр/длинна 152,4мм x 219 м, 254мм x 82 м – 8,15 м³;

- Входной нагреватель – 20 м³;

- Камера скребка – 0,54 м³;

- Тестовый сепаратор 3-фазный – 10 м³.

• **Магистральный трубопровод от ГСП до КУУГ (коммерческого узла учета газа) – 732,53 м³.**

- Трубопровод, диаметр/длинна трубы 203,2мм x 22 600м – 732,7 м³.

• **КУУГ врезка в газопровод – 122,99 м³**

- Обвязка труб, диаметр/длинна 50,8мм x 186 м, 101,6мм x 72 м, 152,4мм x 177 м, 203,2мм x 178 м, 254мм x 91 м, 355,6мм x 90 м, 406,4мм x 70 м – 32,59 м³;

- Эксплуатационный сепаратор 3-х фазный – 10 м³;

- Входной нагреватель – 20 м³;

- Камера скребка – 0,40 м³;

- Пробкоуловитель 2-х фазный – 60 м³.

Объемы сжигания при опорожнении приведены в таблице В1 и В2.

Таблица В1 – Объем сжигаемого газа при опорожнении сосудов, работающих под давлением при пусконаладочных работах

Сосуды, работающие под давлением	Геометрический объем, $((\pi \cdot (D)^2)/4) \cdot L,$ м ³	Раб параметры			Количество опорожнений в год	Объем сжигания, м ³
		Температура, Т (°С)	Давление, Р (кг/см ²)	Кэффиц. Сжимаемости, Z		
Эксплуатационный сепаратор -3х фазный	10,0	20	61,2	0,998	9	5 141,1
Входной нагреватель	20,0	20	61,2	0,998	9	10 282,2
Камера скребка	0,4	20	61,2	0,998	9	205,6
Пробкоуловитель 2-х фазный	60,0	20	61,2	0,998	9	30 846,8
ИТОГО						46 475,7

Таблица В2 – Объем сжигаемого газа при опорожнении газопроводов при проведении пусконаладочных работах

Позиция на чертеже	Газовые трубопроводы	Техн. Характеристики	Длина, м	Геометрический объем, $((\pi \cdot (D)^2)/4) \cdot L$, м ³	Раб параметры			Кол-во опорожнений в год	Объем сжигания, м ³
					Температура, Т (°С)	Давление, Р (кг/см ²)	Кэффиц. Сжимаемости, Z		
1	Обвязка устья скважин и трубы до выкидной линии:	Труба 89	12,0	0,747	25	61,1	0,998	9	38,4
2	Выкидные трубопроводы со скважин ВН-1, ВН-3, ВН-2 до ГСП	Труба 101,6	2 200	17,83	25	61,1	0,998	9	9 165,1
3	Магистральный трубопровод от ГСП до КУУГ	Труба 203,2	22 600	732,53	25	61,1	0,998	9	376 602,9
КУУГ врезка в газопровод									
4	Обвязка труб	Труба 0,0508	186	0,38	25	61,1	0,998	9	193,7
4.1	Обвязка труб	Труба 0,1016	72	0,58	25	61,1	0,998	9	299,9
4.2	Обвязка труб	0,1524	177	3,24	25	61,1	0,998	9	1 659,2
4.3	Обвязка труб	0,2032	178	5,77	25	61,1	0,998	9	2 966,2
4.4	Обвязка труб	0,254	91	4,61	25	61,1	0,998	9	2 369,4
4.5	Обвязка труб	0,3556	90	8,93	25	61,1	0,998	9	4 592,9
4.6	Обвязка труб	0,4064	70	9,08	25	61,1	0,998	9	4 665,9
Итого									402 553,6

$$2026 \text{ год } V_6 = 2\,685\,900 + 46\,475,7 + 402\,553,6 = 3\,134\,929,3 \text{ м}^3.$$

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

1) на месторождении Мунайбай (участок Бахыт):

3.1) Сжигание на дежурной горелке

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

Расчет газа на эксплуатацию факела определяют расчетом или принимают в соответствии с технологическим регламентом, Расход газа на факел $Q_{\text{ф}}$ определяют по формуле:

$$Q_{\text{ф}} = Q_{\text{зат}} + Q_{\text{д.г.}} \text{ где:}$$

$Q_{\text{ф}}$ - расход газа на факел, м^3 ;

$Q_{\text{зат}}$ - объем затворного (продувочного) газа, подаваемого в факельную систему для предотвращения попадания в нее воздуха, м^3 ;

$Q_{\text{д.г.}}$ - объем газа, подаваемого на дежурные горелки, м^3 .

Для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы на месторождениях предусмотрена эксплуатация их в дежурном режиме.

1) Исходя из паспортных данных потребление сырого газа дежурной горелкой ($Q_{\text{д.г.}}$) составит:

Таблица 3.1– Объемы сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V_7), на дежурных горелках на период с 01.07.2026 по 31.12.2026 года

Период	Место установки	Факельная установка УФ-С-30-300-100-У1	Кол-во дней работы факела в году	Кол-во дежурных горелок	Расход газа $\text{м}^3/\text{час}$	Итого, м^3
с 01.07 по 31.12.2026 года (184 дня)	Месторождение Мунайбай (участок Бахыт)	ФВД	184	1	0	0
	Газосборный пункт Бахыт	ФНД	184	1	0	0
	Итого					0

Примечания:

1) Для бесперебойной работы факельной установки F-101 типа УФ-С-30-300-100-У1 проектом предусматривается установка блока баллонов топливного газа и панель управления розжигом, к оторые входят в комплект поставки совмещенной факельной установки.

2) Во избежание образования взрывоопасной смеси предусматривается непрерывная подача продувочного газа в начало факельного коллектора ВД и НД.

Согласно расчетных данных расход продувочного газа для:

ФВД составляет – 42,1 м³/час;

ФНД составляет – 3,2 м³/час.

Объем сжигаемого газа при продувках факельной системы приведен в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Объем продувочного сырого газа на период с 01.07 по 31.12.2026 год

Период	Место установки	Наименование факельной установки	Кол-во дней работы факела в году	Кол-во коллекторов	Расход газа м ³ /час	Итого, м ³
с 01.07 по 31.12.2026 года (184 дня)	Месторождение Мунайбай (участок Бахыт)	ФВД	184	1	42,1	185 913,6
		ФНД	184	1	3,2	14 131,2
	Газосборный пункт Бахыт	Итого				200 044,8

3) Объем сжигаемого газа при эксплуатации технологического оборудования V₇ будет определяться, исходя из суммы объемов затворного газа, подаваемого в факельную систему и объема газа дежурных горелок, по формуле:

$$V_7 = Q_3 + Q_{д.г.}$$

$$2026 \text{ год } V_7 = 200\,044,8 + 0,0 = 200\,044,8 \text{ м}^3$$

4. Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V₈)

В связи с тем, что месторождение новое и вводится в эксплуатацию с марта 2026 года, ППР не предусмотрен:

$$2026 \text{ год с } 01.07 \text{ по } 31.12 \text{ } V_8 = 0 \text{ м}^3.$$

5. Обоснование объема сжигания газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V₉)

В связи с тем, что месторождение новое и вводится в эксплуатацию с марта 2026 года, сжигание сырого газа по данной категории не предусмотрено:

$$2026 \text{ год с } 01.07 \text{ по } 31.12 \text{ } V_9 = 0 \text{ м}^3.$$