

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ТОО «JASYL ENERGY»

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

**Вице-министр энергетики
Республики Казахстан**

ТОО «Jasyl Energy»

_____ **З.А. Рзиева**

_____ **А.Ж. Жамауов**

«_____» _____ **2025 г.**

«_____» _____ **2025 г.**

ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА
ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАЙЧУНАС ЗАПАДНЫЙ
НА 2026-2027 ГГ.

**Начальник отдела
по разработке проектов
ТОО «JASYL ENERGY»**

С.Ю. Чеботарев

г. Атырау, 2025 г.

1 СОДЕРЖАНИЕ

2	ВВЕДЕНИЕ	3
3	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	6
3.1	Общие сведения о месторождении	6
3.2	Основание для проектирования	7
3.3	Запасы нефти и газа	7
3.4	Физико-химические свойства и состав нефти и газа	8
3.5	Текущее состояние разработки	11
3.6	Технологические проектные показатели разработки	13
3.7	Газовый фактор	13
3.8	Прогноз добычи нефти и газа	13
3.9	Существующая система сбора, подготовки и транспорта готовой продукции	14
3.10	Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа	18
4	ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА	19
4.1	В период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})	19
4.2	При технологически неизбежном сжигании (V_V)	19
4.3	При проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V_6)	19
4.4	При эксплуатации технологического оборудования (V_7)	19
4.5	При технологическом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)	19
4.6	При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)	19
5	ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	20
6	БАЛАНС СЫРОГО ГАЗА	22
7	ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА	23
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	24
	ПРИЛОЖЕНИЕ А – Копии разрешительных документов и отчет об исполнении Программы развития переработки сырого газа	25
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Спецификация, паспорта, план-графики технического обслуживания и ремонтных работ технологического оборудования	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет объемов сжигания сырого газа	58

2 ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Jasyl Energy» является недропользователем месторождения Байчунас Западный, расположенного в Атырауской области, на основании Контракта № 1117 от 04 марта 2003 г. на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично). Срок действия Контракта – до 04.03.2034 г. Период добычи по месторождению Байчунас Западный, согласно Дополнения № 27 к Контракту № 1117 (рег. № 5344-УВС от 19.06.2024 г.), истекает 31.12.2029 г.

Право недропользования по Контракту № 1117 перешло к ТОО «Jasyl Energy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» (прежние наименования ТОО «Самек Интернешнл» и ТОО «Манаш Петролеум») на основании Дополнения № 27 (рег. № 5344-УВС от 19.06.2024 г.).

Месторождение Байчунас Западный открыто в 2012 г. по результатам поисковых работ. Первооткрывательницей месторождения является скважина БЧЗ-1, в которой в августе 2012 года получен приток нефти из юрских отложений. При проведении поисково-оценочных работ на месторождении было пробурено 2 поисковые скважины (БЧЗ-1 и БЧЗ-2) и 1 оценочная скважина БЧЗ-3. Оценочная скважина БЧЗ-3, в связи с отсутствием продуктивных горизонтов, ликвидирована. По результатам бурения скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-2 установлена нефтегазоносность юрских (Ю-IV (пачка б), Ю-V) и триасовых (Т-I, Т-II, Т-III) горизонтов.

С конца 2013 г. месторождение находилось во временной консервации.

В 2014 г. впервые была проведена оперативная оценка запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.02.2014 г. Запасы приняты на Государственный баланс РК (Протокол ГКЗ РК №1418-14-П от 27.05.2014г.). Запасы нефти по категории С₁ оценены только по продуктивному горизонту Ю-V, который выделен как объект для дальнейшего проведения пробной эксплуатации.

В 2014 г. был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный», утвержденный КГиН МИР РК (Письмо № 27-5-1309-и от 14.11.2014 г.) на период 01.01.2015-28.02.2017 гг. Работы по Проекту не проводились вследствие высокого экономического риска по причине незначительности подтвержденных запасов углеводородов и резкого падения мировых цен на нефть в этот период.

В 2019 г. для ввода месторождения в пробную эксплуатацию был подготовлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный по состоянию на 01.01.2019 г.», утвержденный ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК № 13/6 от 12-13 сентября 2019 г.) на период 01.09.2019-29.04.2021 гг. В период пробной эксплуатации предусматривалась расконсервация

и ввод в эксплуатацию одной пробуренной поисковой скважины (БЧЗ-1) с 14 октября 2019 г. с целью изучения добычных возможностей скважины и реализации комплекса исследовательских работ.

Параллельно с проведением пробной эксплуатации было предусмотрено завершение работ по «Проекту оценочных работ месторождений Байчунас Западный и Ескене Северный в пределах блока Е» (Протокол ЦКРР МНГ РК № 37/14 от 18.07.2013 г., Письмо КГиН МИиНТ РК исх. № 17-04-1611 от 26.08.2013 г.), включающих в себя бурение трех независимых оценочных скважин БЧЗ-4 и БЧЗ-6 в 2020 г. и БЧЗ-7 в 2021 г., с последующим их испытанием в случае выявления в их разрезе продуктивных залежей.

В период с 14.10.2019 г. по 31.12.2020 г. работы по пробной эксплуатации на месторождении Байчунас Западный не проводились. Фактически пробная эксплуатация была начата 07.03.2021 г. после завершения обустройства и расконсервации скважины БЧЗ-1. В связи с завершением периода разведки по Контракту №1117 и сроков реализации согласованного «Проекта пробной эксплуатации...» работы по пробной эксплуатации были приостановлены с 30.04.2021 г.

В 2021 г. в связи с продлением периода разведки до 29.04.2023 г. в рамках Дополнения № 22 к Контракту № 1117 (рег. № 4959-УВС-МЭ от 02.09.2021 г.) и для завершения ранее запланированных работ в рамках «Проекта пробной эксплуатации...», разработано «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации горизонта Ю-V месторождения Байчунас Западный», и утверждено ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК № 15/7 от 22 июля 2021 г.) на период 01.09.2021-29.04.2023 гг. Пробная эксплуатация месторождения Байчунас Западный была возобновлена с 15 сентября 2021 г. и проводилась до 29 апреля 2023 г.

В 2022-2023 гг. был составлен отчет «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Байчунас Западный Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.05.2023 г. и утвержден ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК № 2565-23-У от 21 июня 2023 г.), на основании которого в 2023 г. был выполнен «Проект разработки месторождения Байчунас Западный по состоянию на 01.05.2023 г.», с утверждением технологических показателей разработки на 2024-2025 гг. (Протокол ЦКРР РК № 48/13 от 15 февраля 2024 г.). При этом, в связи с завершением срока проведения пробной эксплуатации с 30.04.2023 г. месторождение было введено во временную консервацию до завершения оформления Контракта на добычу УВС на месторождении Байчунас Западный, разработки проектной документации и получения необходимых разрешений на сжигание газа.

В рамках Дополнения № 26 к Контракту № 1117 (рег. № 5277-УВС от 17.10.2023 г.) по месторождению Байчунас Западный был закреплен участок добычи с подготовительным периодом сроком до 17.10.2026 г.

Фактически в промышленную разработку месторождение Байчунас Западный было введено в апреле 2024 г. вводом из консервации скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2 и БЧЗ-4.

В действующие периоды пробной эксплуатации и на этапе промышленной разработки недропользователем ежегодно разрабатывались и утверждались Рабочей группой МЭ РК «Программы развития переработки сырого газа» и Корректировки к ним. Последняя Корректировка «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 год была разработана в 2024 г. и утверждена Протоколом РГ МЭ РК № 23/4-3 от 01.11.2024 г.

В 2025 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный», в рамках которого утверждены технологические показатели по уточненному варианту разработки на 2025-2027 гг. (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.).

В настоящей «Программе развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на 2026-2027 гг.» (далее – «Программа») рассмотрено текущее состояние разработки месторождения, представлены фактические данные по показателям разработки, выполнен расчет объемов использования газа на собственные нужды промысла и технологически неизбежного сжигания газа, а также составлен Баланс сырого газа на 2026-2027 гг.

В Приложении А представлены копии разрешительных документов (Протокол ЦКРР РК и Рабочей группы МЭ РК) и Отчет о выполнении программы развития переработки сырого газа за 2024 г.

В Приложении Б представлены Паспорта на основное технологическое оборудование и План-графики проведения плановых ремонтных работ (ППР).

В Приложении В приведены расчеты объемов сжигания сырого газа.

Все прилагаемые к настоящей Корректировке Программы документы соответствуют действительности и являются действительными.

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

3 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

3.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 — Обзорная карта

На его территории район работ находятся нефтяные месторождения Доссор, Байчунас, Искене и др. Имеются магистральные линии водопровода, нефтепровода, газопровода, проходящие через Доссор, Макат, Кульсары на нефтеперерабатывающие заводы городов Атырау, Самара.

Электроснабжение на месторождении осуществляется за счет автономных источников – газопоршневого электрогенератора (ГПЭС) и резервного дизельного электрогенератора.

3.2 Основание для проектирования

- ✓ Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.;
- ✓ Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. № 239;
- ✓ Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 05.05.2018 г. № 165 «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 Республики Казахстан от 05.05.2018 г. № 164;
- ✓ Контракт на разведку и добычу углеводородного сырья № 1117 от 04.03.2003 г. со сроком действия до 04.03.2034 г.;
- ✓ «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный» с утверждением технологических показателей на 2025-2027 гг. (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.);
- ✓ «Корректировка Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 год (Протокол РГ МЭ РК № 23/4-3 от 01.11.2024 г.).

3.3 Запасы нефти и газа

В 2022-2023 гг. ТОО «КЭР» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Байчунас Западный Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 01.05.2023 г. и утвержден Протоколом ГКЗ РК № 2565-23-У от 21.06.2023 г.). В целом по месторождению подсчитанные запасы составили:

нефти:

C_1 - геологические – 92 тыс. т, извлекаемые – 36 тыс. т.

C_2 – геологические – 39 тыс. т, извлекаемые – 8 тыс. т.

растворенного газа:

C_1 - геологические – 22,7 млн.м³, извлекаемые – 8,9 млн.м³;

C_2 - геологические – 8 млн.м³, извлекаемые – 1,8 млн.м³.

газа газовой шапки по категории C_1 - 1 млн.м³:

C_1 - геологические – 3 млн.м³, извлекаемые – 2,5 млн.м³.

3.4 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Изучение физико-химических свойств нефти, растворенного и свободного газа месторождения Байчунас Западный проведено в рамках отчета «Проект разработки месторождения Байчунас Западный по состоянию на 01.05.2023 г.».

Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по результатам лабораторных исследований одной пробы из скважины БЧЗ-1 (горизонт Ю-V) и одной рекомбинированной пробы из скважины БЧЗ-2 (горизонт Ю-IV пачка Б).

Горизонт Ю-IVБ. Свойства нефти изучены по одной рекомбинированной пробе из скважины БЧЗ-2.

Газосодержание составляет 346,1 м³/т, объемный коэффициент - 1,644 д.ед, пересчетный коэффициент составляет 0,608. Вязкость нефти в пластовых условиях равен 0,35 мПа·с. Значение давления насыщения нефти газом 38,2 МПа при пластовой температуре 39,6 °С было отбраковано, т.к. оно превышает пластовое давление. Для условий газонефтяных залежей с небольшой газовой шапкой нефть является насыщенной и соответственно давление насыщения будет равно пластовому давлению, которое составляет 12,28 МПа.

Горизонт Ю-V. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины БЧЗ-1.

Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,661 г/см³, газосодержание – 203,74 м³/т, объемный коэффициент - 1,462, пересчетный коэффициент составляет 0,684. Вязкость нефти в пластовых условиях равен 0,59 мПа·с, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 41,8 °С составляет 11,5 МПа, пластовое давление – 13,64 МПа.

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб, отобранных из юрских и триасовых отложений. Ниже приводится характеристика состава и свойств нефти по горизонтам.

Горизонт Ю-IVБ. Блок I. Свойства нефти изучены по 2 пробам из скважины БЧЗ-2.

Плотность нефти при 20 °С изменяется 0,805 г/см³ до 0,810 г/см³, в среднем составляет 0,808 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 1,08 % масс, малосернистая (0,065 % масс), парафинистая – 4,61 % масс. Температура застывания нефти до минус 32 °С, начала кипения – 88 °С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 5,29 мм²/сек, нефть с повышенной вязкостью. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С – 31 % об, керосиновых до 300 °С – 63 % об.

Горизонта Ю-V. Блок I. Свойства нефти изучены по 4 пробам из скважины БЧЗ-1.

Плотность нефти при 20 °С изменяется 0,785 г/см³ до 0,805 г/см³, в среднем составляет 0,794 г/см³, нефти относятся к легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол

силикагелевых 1,08 % масс, малосернистая (0,06 % масс), парафинистая – 5,12 % масс. Температура застывания нефти ниже минус 20 °С, начала кипения – 61,7 °С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 3,72 мм²/сек, нефть относится к маловязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С – 31,3 % об, керосиновых до 300 °С – 65,7 % об.

Блок III. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины БЧЗ-4.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,804 г/см³, нефть относится к легкой. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 1,23 % масс, малосернистая (0,09 % масс), высокопарафинистая – 5,33 % масс. Температура застывания нефти минус 29 °С, начала кипения – 80 °С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 3,49 мм²/сек, нефть относится к маловязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С – 33,0% об, керосиновых до 300 °С – 58,5% об.

Горизонт Т-I. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины БЧЗ-2.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,8107 г/см³, нефть относится к легкой. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 1,3 % масс, малосернистая (0,09 % масс), парафинистая – 4,65 % масс. Температура застывания нефти минус 28 °С, начала кипения – 110 °С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 4,79 мм²/сек, нефть относится к маловязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С – 28% об, керосиновых до 300 °С – 64 % об.

Горизонт Т-III. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины БЧЗ-2.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,8007 г/см³, нефть относится к легкой. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 1,1 % масс, малосернистая (0,08 % масс), парафинистая – 3,27 % масс. Температура застывания нефти минус 20 °С, начала кипения – 100 °С. Кинематическая вязкость при 20 °С составляет 3,7 мм²/сек, нефть относится к маловязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С – 32% об, керосиновых до 300 °С – 63 % об.

Состав и свойства растворенного в нефти газа

Компонентный состав выделившегося газа изучен по 2 пробам из скважин: БЧЗ-2 (горизонт Ю-IV пачка Б) и БЧЗ-1 (горизонт Ю-V).

Горизонт Ю-IVБ. По пробе из скважины БЧЗ-2 содержание метана составляет 69,02% мол, этана – 9,74 % мол, пропана – 7,548 % мол, бутана – 9,27 % мол, пентана – 2,507 % мол, азота – 1,027 % мол, углекислого газа – 0,735 % мол. Относительная плотность газа по воздуху – 0,715.

Горизонт Ю-V. **Блок I.** По пробе из скважины БЧЗ-1 содержание метана составляет 59,265 % мол, этана – 13,964 % мол, пропана – 10,307 % мол, бутана – 8,483 % мол, пентана – 3,207 % мол, азота – 0,133 % мол, углекислого газа – 3,359 % мол. Относительная плотность газа по воздуху – 0,980.

Компонентный состав выделившегося газа приведен в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Компонентный состав выделившегося газа м. Байчунас Западный

№скв.	Интервал перфорации,м	Блок	Содержание компонентов, % мол.											Плотность газа по воздуху	Дата отбора	Организация исполнитель	
			метан CН ₄	этан C ₂ H ₆	пропан C ₃ H ₈	i-бутан H ₄ C ₁₀	n-бутан H ₄ C ₁₀	i-пентан C ₅ H ₁₂	n-пентан C ₅ H ₁₂	гексан C ₆ H ₁₄	гептан C ₇ H ₁₆	октан C ₈ H ₁₈	углекислый газ CO ₂				азот N ₂
			Горизонт Ю-IV пачка Б														
БЧЗ-2	1166,0-1168,0	I	69,02	9,74	7,548	5,955	3,315	2,49	0,017	0,053	0,097	0,002	0,735	1,027	0,715	26.04.2023г	ТОО "КазНИГРИ"
Горизонт Ю-V																	
БЧЗ-1	1184,7-1190,7	I	59,265	13,964	10,307	3,868	4,615	2,530	0,677	1,106	0,319	0,039	3,359	0,133	0,980	24.10.2012	ТОО "КазНИГРИ"

В скважине БЧЗ-2 при опробовании верхней части разреза получен приток газа дебитом 92,9 тыс. м³/сут, с небольшим количеством нефти. По данным ГИС опробованный интервал (1161,5-1164,0 м) характеризуется как газовый. При испытании скважины, из трехфазного сепаратора была отобрана и проанализирована проба газа по компонентному составу газа.

По компонентному составу содержание метана составляет 84,79 % мол, этана – 7,34 % мол, пропана – 2,32 % мол, бутана – 0,97 % мол, пентана – 0,28 % мол.; неуглеводородные компоненты: азот – 1,87 % мол, углекислый газ – 2,44 % мол. Относительная плотность газа по воздуху – 0,6658. Компонентный состав газа скважины БЧЗ-2 представлен в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 - Компонентный состав газа скважины БЧЗ-2

№скв.	Горизонт, пачка	Интервал перфорации, м	Компонентный состав газа, % мол										Плотность газа по воздуху	Дата отбора	Исполнитель
			метан	этан	пропан	изобутан	норм.бутан	изопентан	норм. пентан	гексан	азота	углекисл.газ			
БЧЗ-2	Ю-IV, Б	1161,5-1164,0	84,79	7,34	2,32	0,67	0,30	0,27	0,01	0	1,87	2,44	0,6658	12.07.2013	ТОО «КазНИГРИ»

В 2021 г. ТОО «КазНИГРИ» определен компонентный состав устьевого газа в скважине БЧЗ-1. Результаты компонентного состава устьевого газа представлены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 - Результаты компонентного состава устьевого газа скважины БЧЗ-1

Компоненты	Об. %	Масс. %	Мол. %
Сероводород	0,000	0,000	0,000
Кислород	1,025	2,766	1,024
Двуокись углерода	1,279	2,508	1,281
Азот	1,810	2,252	1,755
Метан	85,129	71,964	85,026
Этан	4,601	6,166	4,622
Пропан	3,191	6,271	3,233
изо-Бутан	1,065	2,759	1,093
н-Бутан	1,279	3,313	1,316
изо-Пентан	0,490	1,575	0,512
н-Пентан	0,121	0,389	0,128
Гексаны	0,010	0,036	0,010
Гептаны	0,000	0,001	0,000
Октаны	0,000	0,000	0,000
Нонаны	0,000	0,000	0,000
Всего	100	100	100

В 2012-2013 гг. из сепаратора отобраны и проанализированы пробы газа в скважине БЧЗ-1. Результаты компонентного состава газа из сепаратора представлены в таблице 3.4.4.

Таблица 3.4.4- Компонентный состав газа скважины БЧЗ-1

Скважина БЧЗ-1		Скважина БЧЗ-1	
Горизонт Ю-V		Горизонт Ю-V	
Интервал перфорации 1184,7-1190,7м		Интервал перфорации 1174-1182 м	
Место отбора пробы: сепаратор		Место отбора пробы: сепаратор	
Ртруб=55бар, Рзатруб=2,7бар		Давление в сепараторе: 3 бар	
Дата отбора:18.10.2012г ТОО "КазНИГРИ"		Дата отбора: 27.01.2013г ТОО "КазНИГРИ"	
Метан	71,2	Метан	72,74
Этан	14,16	Этан	15
Пропан	6,5	Пропан	5,63
Изо-Бутан	1,43	Изо-Бутан	1,93
Н-Бутан	1,32	Н-Бутан	1,14
Изо-Пентан	0,37	Изо-Пентан	0,54
Н-Пентан	0,08	Н-Пентан	0,09
Гексан+в	0,01	Гексан+в	0,02
Азот	4,59	Азот	0,55
Углекислый газ	0,34	Углекислый газ	2,36
Итого	100	Итого	100
Плотность газа, кг/м ³ (расчетная)	0,9195	Плотность газа, кг/м ³ (расчетная)	0,9283
Плотность газа по воздуху	0,763	Плотность газа по воздуху	0,7703
Вязкость газа, мПа*с (расчетная)	0,0118	Вязкость газа, мПа*с (расчетная)	0,0116
Молярная масса, г/моль	23,062	Молярная масса, г/моль	22,18

В 2023 г. ТОО «КазНИГРИ» определен компонентный состав устьевого газа в скважине БЧЗ-2. Результаты компонентного состава устьевого газа представлены в таблице 3.4.5.

Таблица 3.4.5 - Результаты компонентного состава устьевого газа скважины БЧЗ-2

Компоненты	Об. %	Масс. %	Мол. %
Сероводород	0,000	0,000	0,000
Кислород	0,007	0,013	0,007
Двуокись углерода	0,579	1,351	0,580
Азот	1,420	2,109	1,416
Метан	86,607	73,663	86,487
Этан	7,254	11,564	7,288
Пропан	2,461	5,752	2,494
изо-Бутан	0,921	2,837	0,945
н-Бутан	0,272	0,839	0,280
изо-Пентан	0,456	1,747	0,478
н-Пентан	0,004	0,017	0,005
Гексаны	0,004	0,018	0,004
Гептаны	0,008	0,042	0,009
Октаны	0,005	0,033	0,007
Нонаны	0,002	0,015	0,000
Всего	100,000	100,000	100,000

3.5 Текущее состояние разработки

Пробная эксплуатация месторождения Байчунас Западный (горизонт Ю-V) проводилась в период 07.03-29.04.2021 г. и в период 15.09.2021-29.04.2023 гг. скважиной БЧЗ-1. В скважинах БЧЗ-2 и БЧЗ-4 в этот период было проведено кратковременное опробование продуктивных объектов.

В 2023 г. выполнен и утвержден «Проект разработки месторождения Байчунас Западный по состоянию на 01.05.2023 г.», на основании которого утверждены технологические показатели разработки на 2024-2025 гг. (Протокол ЦКРР РК № 48/13 от 15 февраля 2024 г.). Согласно Проекту, разработка месторождения предусмотрена двумя эксплуатационными объектами: I объект – горизонт Ю-V; II объект – горизонт Ю-IVб.

В промышленную разработку месторождение Байчунас Западный было введено 21 апреля 2024 г. вводом из консервации скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2 и БЧЗ-4, при этом после расконсервации скважины БЧЗ-4 был получен приток 100 % воды.

Продукция скважины БЧЗ-1 после вывода из консервации за короткий период времени (2 месяца) полностью обводнилась и, как по БЧЗ-4, после обводнения продукции, признаки УВС, в том числе попутный газ, отсутствовали. В период с июня 2024 г. по апрель 2025 г. по скважине БЧЗ-1 проводились неоднократные геолого-технические мероприятия по ликвидации возможных источников водопроявлений и вызову притока, в результате которых в конце апреля 2025г. был получен переливающий приток нефти с газом с низким содержанием воды.

В 2025 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный», на основании которого утверждены технологические показатели по уточненному варианту разработки на 2025-2027 гг. (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.).

Фонд скважин

По состоянию на 01.08.2025 г. пробуренный фонд скважин на месторождении Байчунас Западный составляет 5 ед., в т.ч.: действующих добывающих - 2 ед.; в бездействии (в ожидании работ по ликвидации водопроявлений) – 1 ед.; нагнетательная – 1 ед.; ликвидирована – 1 ед. (таблица 3.5.1).

Скважины БЧЗ-1 и БЧЗ-4 оборудованы винтовыми штанговыми насосными установками (ВШНУ), скважина БЧЗ-2 – фонтанная.

Таблица 3.5.1 - Фонд скважин по состоянию на 01.08.2025 г.

Наименование		Объект (горизонт)		Всего по месторождению
		I объект	II объект	
		Горизонт Ю-V	Горизонт Ю-IVб	
Фонд добывающих скважин	Всего: в т.ч.:	БЧЗ-1, БЧЗ-4	БЧЗ-2	3
	действующие	БЧЗ-1	БЧЗ-2	2
	в бездействии	БЧЗ-4	-	1
Фонд нагнетательных скважин	Всего: в т.ч.:	БЧЗ-6	-	1
	действующие	БЧЗ-6	-	1
В ликвидации		БЧЗ-3	-	1
Весь пробуренный фонд		БЧЗ-1, БЧЗ-4, БЧЗ-3, БЧЗ-6	БЧЗ-2	5

3.6 Технологические проектные показатели разработки

Проектные технологические показатели разработки приняты в соответствии с утвержденным в 2025 г. «Анализом разработки месторождения Байчунас Западный» с технологическими показателями по уточненному варианту разработки на 2025-2027 гг. (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.).

В таблице 3.6.1 представлены проектные технологические показатели по добыче нефти и газа на месторождении Байчунас Западный на 2026-2027 гг.

Таблица 3.6.1 - Утвержденные проектные технологические показатели по м. Байчунас Западный

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча газа, млн м ³	Ввод скважин из бурения, ед.
2026	5,15	1,878	0
2027	4,57	1,705	0

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

Фактическое значение газового фактора за время проведения пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный, при эксплуатации скважины БЧЗ-1, изменялось от 103,8 до 428,3 м³/т при проектном значении на уровне 208 м³/т. Большой диапазон изменения газового фактора связан с проведением исследовательских работ, при которых забойное давление при эксплуатации скважины было как выше давления насыщения нефти газом, так и ниже.

Принятое значение газового фактора в рамках «Проекта разработки месторождения Байчунас Западный» на 2024 год составляет 203,5 м³/т. В рамках «Анализа разработки месторождения Байчунас Западный» принятое значение газового фактора на 2025 год составляет 468,3 м³/т, на 2026 год - 364,7 м³/т. Ежегодное изменение среднего газового фактора в целом по месторождению связано с объемами добычи из горизонта Ю-IVБ скважиной БЧЗ-2, где фактически будет производиться отбор и растворенного газа, и газа газовой шапки, и их долей от общей добычи по месторождению.

В таблице 3.7.1 представлены значения проектных и фактических газовых факторов по месторождению Байчунас Западный, а также их динамика, в период 2020-2025 гг.

Таблица 3.7.1 - Сравнение проектных и фактических значений газового фактора по месторождению Байчунас Западный

Газовый фактор, м ³ /т	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Проект	207,8	208,5	207,8	208,0	203,5	468,3
Факт*	0	221,7	428,3	103,8	121,2	299,6

* - факт за январь-июль 2025 г.

3.8 Прогноз добычи нефти и газа

Прогнозные объемы добычи нефти и газа на 2026-2027 гг. приняты согласно «Анализа разработки месторождения Байчунас Западный» (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.) и приведены в таблице 3.8.1.

Таблица 3.8.1 - Прогноз добычи нефти и газа

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча газа, млн м ³	Ввод скважин из бурения, ед.
2026	5,15	1,878	0
2027	4,57	1,705	0

3.9 Существующая система сбора, подготовки и транспорта готовой продукции

По состоянию на 01.08.2025 г. на месторождении Байчунас Западный всего пробурено 5 скважин: БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3, БЧЗ-4 и БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-3, в связи с отсутствием продуктивных горизонтов, ликвидирована.

Ранее при пробной эксплуатации скважины БЧЗ-1 и испытании скважин БЧЗ-2 / 4 сбор и отгрузка добытой продукции осуществлялась по упрощенной схеме, предусматривающей сбор, дегазацию добытой жидкости и отгрузку ее через наливной стояк в автоцистерны для дальнейшей транспортировки и подготовки на действующей УПН на месторождении Восточный Макат (участок Жана Макат). В феврале-марте 2021 г. был произведен пуск в эксплуатацию УПН на месторождении Байчунас Западный.

Промышленная разработка месторождения Байчунас Западный предусмотрена путем эксплуатации добывающих скважин БЧЗ-1 / 2 / 4 и нагнетательной скважины БЧЗ-6. Также предусмотрено подключение ранее ликвидированной скважины БЧЗ-3 после восстановления путем зарезки бокового стола, в случае вскрытия продуктивных горизонтов и последующего проведения испытания продуктивных объектов.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ø 80 мм;
- Манифольд;
- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.;
- Насосная станция для ППД -1ед.;
- Насос НБ-125ИЖ– 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв)– 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м³ – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и технологических трубопроводов – 1 ед.;
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.;

- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50 м³-1ед., резервуар РГСН-75 м³ (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м³ (пластовая вода) – 2 ед., Емкость РГСВ-100 м³ (вода для пожаротушения) – 2 ед.;
- Газовый генератор электричества (ГПЭС) мощностью 400 кВА - 2 ед.;
- Дизель-генератор мощностью 360 кВА - 1 ед.;
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. (Q=100 м³/час, H=25 м, N=11 кВт*час) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем;
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2– 2 ед.;
- Емкость для хранения дизельного топлива для ДЭС V=25 м³ – 1 ед.

Описание технологического процесса

Сбор и транспорт нефти на месторождении Байчунас Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объём сепаратора V = 6.5 м³ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (газовая косвенного нагрева) где нагревается до $\approx 80^{\circ}\text{C}$. Хим. реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м³ для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м³ (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м³ для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

В первичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ и НГСВ 2-1,4-1200, V=6,5 м³, направляется под собственным давлением на ПП-0.63А для подогрева и далее на емкости РГСН-75 м³ (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину БЧЗ-6 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды

химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти и воды (подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина), двух газовых генераторов электричества (ГЭС) с мощностью 400 кВА и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Аварийный сброс с СППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор.

Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки продукции скважин месторождения Байчунас Западный, с учетом подключения новых проектных скважин и организацией системы ППД водой, приведена на рисунке 3.2.

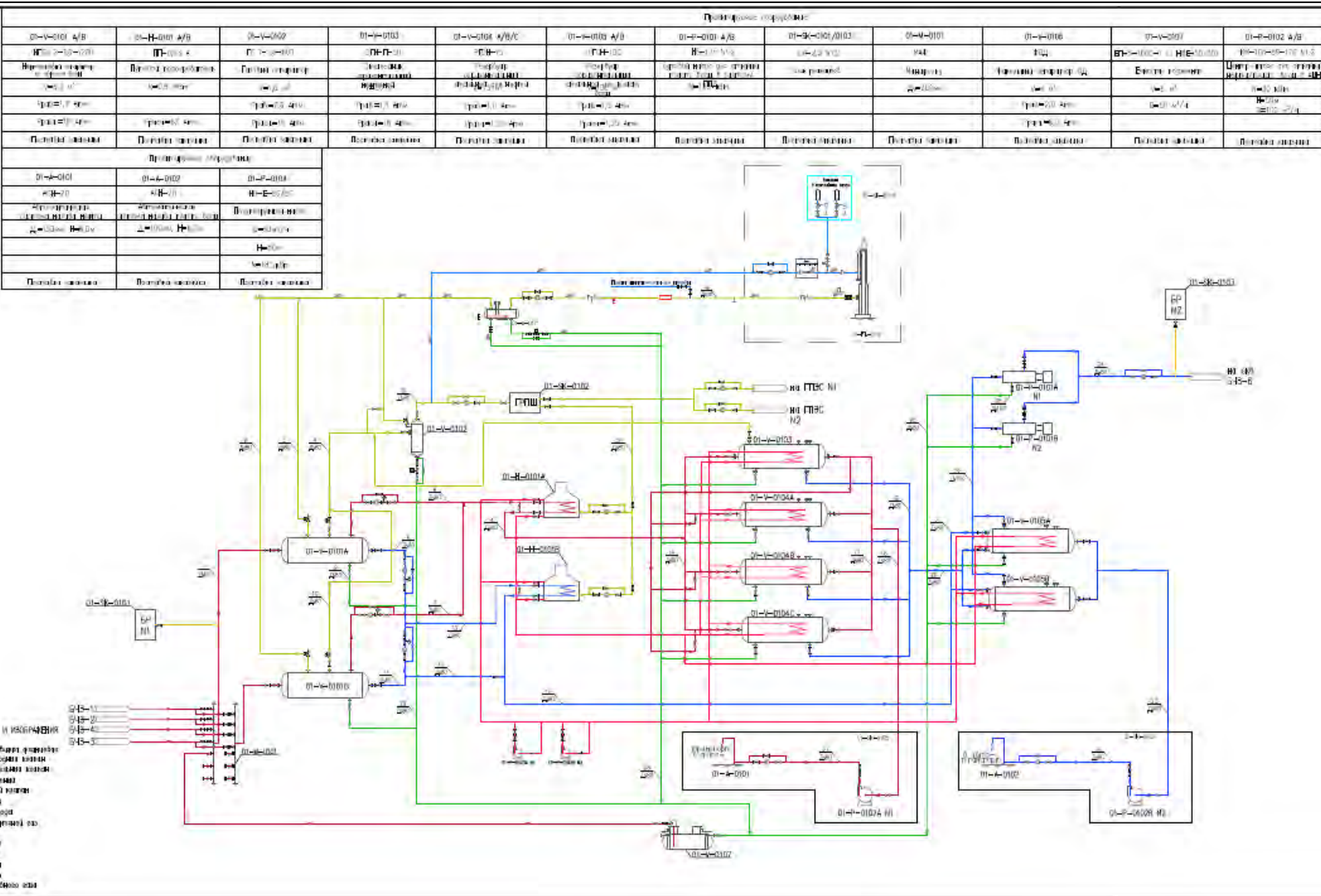


Рисунок 3.2 - Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки продукции скважин месторождения Байчунас Западный

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

Фактически пробная эксплуатация месторождения Байчунас Западный (горизонт Ю-V) проводилась в период 07.03-29.04.2021 г. и в период 15.09.2021-29.04.2023 гг. скважиной БЧЗ-1. В это время использование сырого газа производилось в полном соответствии с проектными решениями, утвержденными в рамках выполняемых «Программ развития переработки попутного газа...», где предусмотрено использование части объемов добытого сырого газа на собственные нужды (подогреватель ПП-0,63А) и сжигание излишков сырого газа.

В 2023 г. выполнен и утвержден «Проект разработки месторождения Байчунас Западный по состоянию на 01.05.2023 г.», на основании которого утверждены технологические показатели разработки на 2024-2025 гг. (Протокол ЦКРР РК № 48/13 от 15 февраля 2024 г.).

В 2024 и 2025 гг. на основании утвержденного Проекта разрабатывались «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный». Проектными решениями «Программы...» предусматривалось использование добытого сырого газа для собственных нужд в виде топлива для подогревателя входящей жидкости ПП-0.63А, подогревателя нагнетаемой воды и обогрева, и для газопоршневых генераторов электричества (ГПЭС-1,-2). Технологически неизбежное сжигание сырого газа было предусмотрено только при эксплуатации факельной установке в дежурном режиме.

В таблице 3.10.1 представлена динамика утилизации сырого газа по месторождению за последние 5 лет.

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

Наименование	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
Добыча газа, м ³	0	489 322	235 637	197 325	339 712	645 116
Использование сырого газа на собственные нужды, м ³	0	42 509	102 519	49 916	309 355	620 611
Сожжено газа на факелах, м ³	0	446 813	133 118	147 409	30 357	24 505
Утилизация, %	0	8,6	43,5	25,2	91,1	96,2

* - факт за январь-июль 2025 г.

Отчет об исполнении Программ развития переработки сырого газа по месторождению Байчунас Западный за 2025 г. по форме №1-ФОП, утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 05 мая 2018 года № 166, приведен в Приложение А.

4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

4.1 В период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})

Месторождение Байчунас Западный с 2024 г. находится в промышленной разработке. Период пробной эксплуатации окончен, сжигание сырого газа не предусмотрено.

$$2026 / 2027 \text{ год } V_{IV} = 0 \text{ м}^3$$

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

В период промышленной разработки месторождения Байчунас Западный технологически неизбежное сжигание газа будет производиться только при эксплуатации факельной установки в дежурном режиме, объем сжигания газа определятся паспортными характеристиками установленной факельной установки. Сжигание сырого газа составит:

$$2026 / 2027 \text{ год } V_V = 43\,800 \text{ м}^3$$

4.3 Обоснование объема сжигания газа при проведении пуско-наладочных работ технологического оборудования (V_6)

На 2026-2027 гг. сжигание сырого газа при проведении пуско-наладочных работ технологического оборудования не предусмотрено.

$$2026 / 2027 \text{ год } V_6 = 0 \text{ м}^3$$

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

Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования определяется техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования, м^3 .

Объем сжигания сырого газа по данной категории составит.

$$2026 / 2027 \text{ год } V_7 = 43\,800 \text{ м}^3$$

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

На 2026-2027 гг. сжигание сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования не предусмотрено.

$$2026 / 2027 \text{ год } V_8 = 0 \text{ м}^3$$

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

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

$$2026 / 2027 \text{ год } V_9 = 0 \text{ м}^3$$

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

С начала промышленной разработки месторождения сырой газ используется для собственных нужд в виде топлива в подогревателе входящей жидкости ПП-0.63А (с апреля 2024 г.), в подогревателе ПП-0.63А для нагнетаемой воды и обогрева (с октября 2024 г.) на УПН и в газопоршневых генераторах электричества САТ CG132-12 (ГПЭС-1 с июня 2024 г., ГПЭС-2 с сентября 2024 г.).

Выкопировки из паспортов газопотребляющего оборудования с техническими характеристиками и режимная карта подогревателя нефти представлены в Приложении Б.

Согласно паспортным данным технологического оборудования расход газа составит:

- для подогревателя ПП-0.63А – не более 100 м³/час;
- для газопоршневого генератора электричества САТ CG132-12 – не более 150 м³/час.

Расчеты потребления сырого газа на 2026-2027 гг. приведены в таблице 5.1. В расчетах потребления сырого газа для подогревателей входящей жидкости и газопоршневых генераторов приняты среднечасовые расходы сырого газа, которые включают в себя сезонные или пиковые колебания расхода газа.

Таблица 5.1 - Объемы потребления сырого газа на собственные нужды на 2026-2027 гг.

Источники потребления газа	Кол-во, ед.		Время работы		Расход газа	
	в работе	в резерве	ч/год	день/год	м ³ /час	м ³ /год
на 2026 год						
Подогреватель ПП-0.63А (вх. жидкость)	1	1	8 328	347	68,0	566 304
Подогреватель ПП-0.63А (нагнет. вода)	1	-	4 368	182	29,56	129 096,0
ГПЭС-1	1	-	4 392	183	130,0	570 960,0
ГПЭС-2	1	-	4 368	182	130,0	567 840,0
ИТОГО в 2026 году						1 834 200,0
на 2027 год						
Подогреватель ПП-0.63А (вх. жидкость)	1	1	8 328	347	68,0	566 304,0
Подогреватель ПП-0.63А (нагнет. вода)	1	-	4 368	182	29,23	127 696,0
ГПЭС-1	1	-	4 392	155	130,0	483 600,0
ГПЭС-2	1	-	4 368	155	130,0	483 600,0
ИТОГО в 2027 году						1 661 200,0

Технологическая схема переработки сырого газа на УПН месторождения Байчунас Западный приведена на рисунке 5.1.

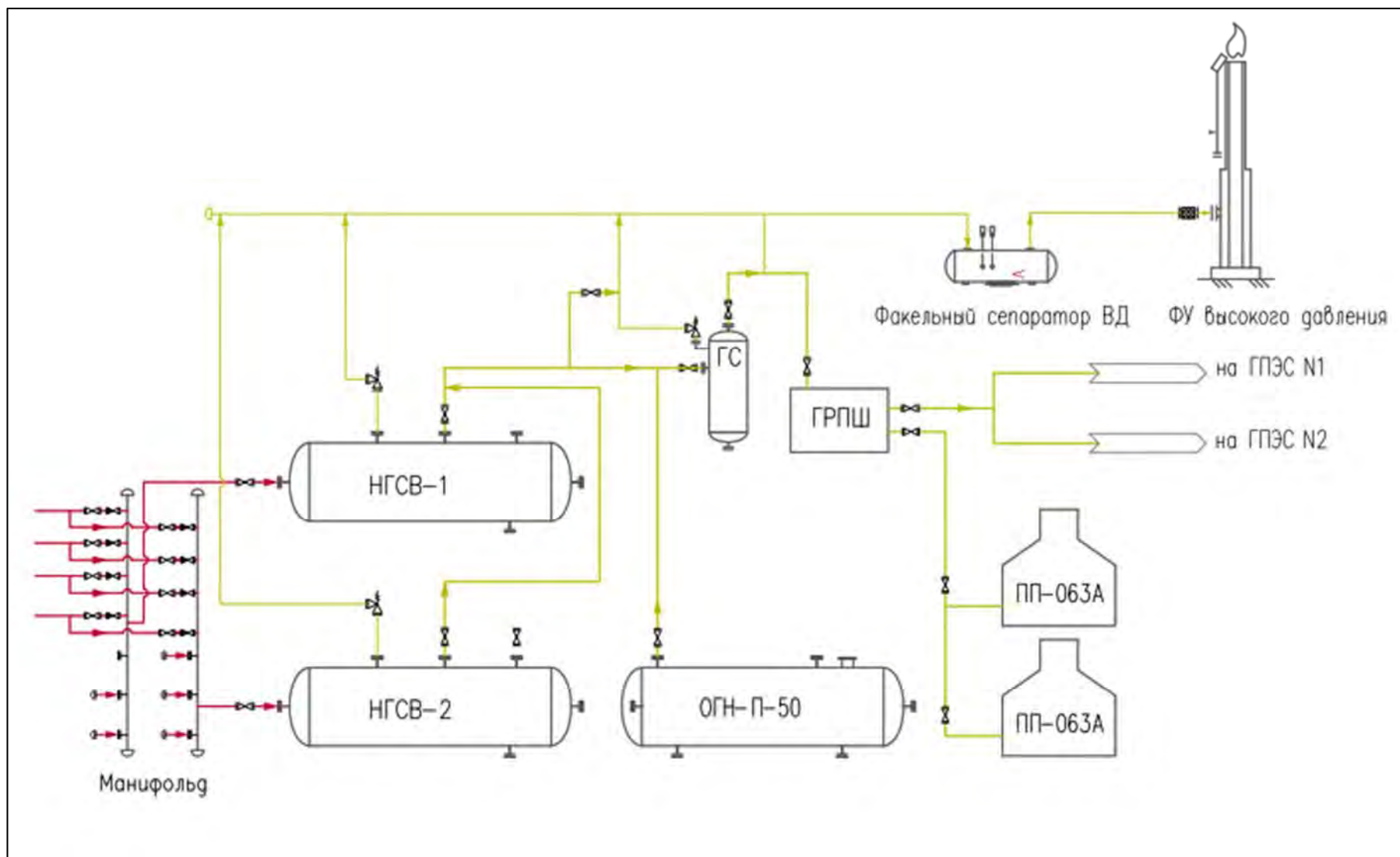


Рисунок 5.1 - Технологической схема переработки сырого газа на УПН месторождения Байчунас Западный

6 БАЛАНС СЫРОГО ГАЗА

В таблице 6.1 представлен Баланс сырого газа по месторождению Байчунас Западный на 2026-2027 гг., рассчитанный в соответствии с ожидаемыми объемами добычи сырого газа и объемами потребления сырого газа на собственные нужды промысла.

Таблица 6.1 – Баланс сырого газа по месторождению Байчунас Западный на 2026-2027 гг.

Год	Добыча сырого газа, м ³	Потребление сырого газа на собственные нужды, м ³	Объём технологически неизбежного сжигания сырого газа, м ³					Утилизация, %
	V _I	V _I	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _V	
2026	1 878 000	1 834 200	0	43 800	0	0	43 800	97,7
2027	1 705 000	1 661 200	0	43 800	0	0	43 800	97,4

7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА

По результатам проведенных геолого-разведочных работ, на данной стадии изученности, месторождение Байчунас Западный характеризуется незначительными запасами нефти и газа.

Дальнейшая оценка запасов углеводородов месторождения Байчунас Западный будет проведена по результатам эксплуатации месторождения Байчунас Западный.

Таким образом, дальнейшие планы по переработке сырого газа напрямую связаны с возможным приростом запасов углеводородов по месторождению, увеличением объемов добычи нефти, попутной воды и сырого газа по результатам работ по доразведке месторождения, что в свою очередь потребует задействование дополнительного технологического оборудования потребляющего сырой газ в качестве топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей «Программе развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на 2026-2028 гг.» рассмотрено текущее состояние разработки месторождения, представлены фактические данные по показателям разработки, выполнен расчет объемов использования газа на собственные нужды и технологически неизбежного сжигания газа, а также составлен баланс сырого газа на 2026-2027 гг.

Основная часть добываемого сырого газа месторождения Байчунас Западный используется в качестве топлива в подогревателях входящей жидкости и нагнетаемой воды типа ПП-0.63А, установленных на УПН и для выработки электроэнергии в газопоршневых генераторах электричества САТ CG132-12 (2 ед.).

Кроме того, в целях соблюдения мер промышленной безопасности при подготовке сырой нефти, осуществляется подача части газа на дежурную горелку факельной установки УПН для поддержания ее работы в дежурном режиме.

Прогнозные технологические показатели разработки для баланса газа на 2026-2027 гг. приняты согласно «Анализа разработки месторождения Байчунас Западный» (Протокол ЦКРР РК № 64/9 от 24 июля 2025 г.).

Проектные объемы добычи попутного газа на рассматриваемый период составляют:

- в 2026 г. - **1 878 000 м³**;

- в 2027 г. - **1 705 000 м³**.

Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа составит:

- в 2026/2027 гг. – **43 800 м³**.

Утилизация сырого газа составит:

- в 2026 г. - **97,7 %**;

- в 2027 г. - **97,4 %**.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

№ 17-1-0/5208-вн от 11.08.2025

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

г. Астана

64/9

24 июля 2025 года

Председательствовал:

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

Члены ЦКРР:

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

Наименование недропользователя: ТОО «Jasyl Energy»
Дата, номер и срок действия контракта: Контракт на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на территории блока А: XXIV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично); XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично); XXVI-17 (частично), 18 (частично); блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично); XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично); XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области Республики Казахстан № 1117 от 4 марта 2003 г. Срок действия контракта до 31 декабря 2029 г.
Наименование проектной организации: ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт»
Наименование проектного документа: «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный»
Независимые эксперты: Ш. Сейдагалиев, А.Ж. Наукунов
Текущее состояние: В 2013 г. составлен «Проект оценочных работ месторождения Байчунас Западный» (протокол ЦКРР РК № 37/14 от 18.07.2013 г.). В 2014 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Байчунас Западный (по состоянию изученности на 02.01.2014 г.)» (протокол ГКЗ РК № 1418-14-П от 27.05.2014 г.). В 2014 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный» (письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27-5-1309-и от 14.11.2014 г.).

Дата: 12.08.2025 09:13. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документов 7.2.2.2. Положительный результат проверки ЭЦП

В 2019 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный» (протокол ЦКРР РК № 13/6 от 13.09.2019 г.). В 2021 г. составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации горизонта Ю-V месторождения Байчунас Западный» (протокол ЦКРР РК № 15/7 от 22.07.2021 г.). В 2022 г. выполнена переинтерпретация сейсмических данных 3D. В 2023 г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Байчунас Западный (по состоянию на 01.05.2023 г.)» (протокол ГКЗ РК № 2565-23-У от 21.06.2023 г.). В 2024 г. составлен «Проект разработки месторождения Байчунас Западный (по состоянию на 01.05.2023 г.)» (протокол ЦКРР РК № 48/13 от 15.02.2024 г.). По состоянию на 01.05.2025 г. пробуренный фонд составляет 5 ед., из них в добывающем фонде – 3 ед. (2 ед. действующие, 1 ед. в бездействии), в нагнетательном фонде – 1 ед., в ликвидированном фонде – 1 ед. По состоянию на 01.05.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 13,48 тыс. т., жидкости 40,88 тыс. т. и газа 2,664 млн. м³. Отбор от НИЗ – 37,3 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,146 д. ед. при конечном утвержденном коэффициенте извлечения нефти 0,391 д. ед.
Принципиальные положения проектного документа: В представленном отчете рассмотрено продолжение принятого варианта разработки ПР-2023 г. с учетом проведения геолого-технических мероприятий по скважинам БЧЗ-4 (завершение ремонтно-изоляционных работ и ввод из бездействия во второй половине 2025 г.) и БЧЗ-1 (дострел ранее изолированных интервалов перфорации в середине 2026 г.). Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 26 104,2 тыс. тенге.
Рекомендации и замечания: <u>Независимый эксперт Ш. Сейдагалiev:</u> рекомендует проводить гидродинамические исследования; рекомендует строго соблюдать рекомендуемые мероприятия по контролю за процессом разработки, предусмотренной представленным отчетом; отметил, что в дальнейшем для контроля энергетического состояния залежей следует продолжить проведение замеров пластового (статических уровней) и забойного давления (динамических уровней), не реже одного раза в квартал; рекомендует продолжить выполнение работ, по доразведке месторождения предусмотренных действующим ПР – 2024 г.; отметил, что в связи с выявленными осложнениями при вводе месторождения в разработку месторождения, связанными с обводнением продукции скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4, дальнейшую разработку на ближайшие 3 года (2025-2027 г.г.) рекомендуется вести согласно уточненным проектным решениям и технологическим показателям в рамках данного отчета; отметил, что необходимо рассмотреть применение дополнительных мероприятий по интенсификации добычи по скважинам БЧЗ-1 и БЧЗ-4; отметил, что необходимо дополнительно провести работы по уточнению профиля бокового наклонно-направленного ствола из ранее пробуренной и ликвидированной скважины БЧЗ-3, учитывая возможные риски получения отрицательного результата, связанные с тем, что имеющийся сейсмический материал, не обеспечивает достаточной геологической достоверности; отметил, что в качестве реабилитации скважин, при выработке запасов нефти, высокой обводненности добываемой продукции, низких притоках рекомендуется в процессе разработки месторождения предусмотреть опытно-промышленные испытания по бурению

Дата: 12.08.2025 09:13. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документ\дог 7.2.2.2. Положительный результат проверки ЭЦП

дополнительных боковых стволов с применением управляемого радиального вскрытия пластов (УРВП);

отметил, что месторождение по величине извлекаемых запасов нефти относится к категории очень мелких (36 тыс. т. по категории С₁ и 8 тыс. т. по категории С₂);

отметил, что согласно ПР-2024 г. на месторождении выделено два эксплуатационных объекта: I объект – горизонт Ю-V; II – горизонт Ю-IV пачка Б;

отметил, что разработка I объекта предусмотрена добывающими скважинами БЧЗ-1 и БЧЗ-4, скважина БЧЗ-6 предусмотрена в качестве нагнетательной, разработка II объекта предусмотрена скважиной БЧЗ-2. Бурение новых скважин не предусматривалось;

отметил, что месторождение введено в промышленную разработку 21 апреля 2024 г. вводом из консервации скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2 и БЧЗ-4, при этом после расконсервации скважины БЧЗ-4 получен приток 100 % воды без признаков углеводородов. Продукция скважины БЧЗ-1 в короткий период времени после вывода из консервации (2 месяца), полностью обводилась, и как по скважине БЧЗ-4, после обводнения продукции, признаки углеводородов, в том числе попутный газ отсутствовали;

отметил, что в период с июня 2024 г. по апрель 2025 г. по скважине БЧЗ-1 проводились неоднократные геолого-технические мероприятия по ликвидации возможных источников водопроявлений и вызову притока, в результате которых в конце апреля 2025 г. получен переливающий приток нефти и газом с низким содержанием воды. По скважине БЧЗ-4, также проводились аналогичные работы, которые на текущий момент еще не завершены. Скважины БЧЗ-2 и БЧЗ-6 эксплуатируются согласно ПР-2024 г.;

отметил, что за анализируемый период в постоянной эксплуатации находилась только одна добывающая скважина БЧЗ-2, добывающая скважина БЧЗ-1 только в течение 2-х месяцев 2024 г., нагнетательная скважина БЧЗ-6 с октября 2024 г., объем проведенных исследовательских работ значительно ограничен. Так, основными видами исследований в этот период, являлись замеры дебитов жидкости, буферного и затрубного давления, обводненности продукции, газового фактора и приемистости. Все исследования проводились ежедневно;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2025-2027 г.г.

Независимый эксперт А.Ж. Навкенов:

отметил, что в отчете заложено разработка I объекта месторождения с ППД, а II объект – без ППД;

отметил, что в 2024 и 2025 г.г. месторождение не проработало полный год, в связи с чем, провести полный анализ работы месторождения невозможно, но по дебитам скважин в 2025 г. скважины выходят на проектную мощность;

отметил, что имелись осложнения при вводе скважин в эксплуатацию из консервации;

отметил, что за анализируемый период по проекту необходимо ввести в эксплуатацию из консервации 3 добывающие и 1 нагнетательную скважины, по факту введено в эксплуатацию 2 добывающие и 1 нагнетательную скважины;

отметил, что за анализируемый период никаких исследований проб не было;

отметил, что за анализируемый период никаких гидродинамических исследований замеров Рпл и ГИС-к не проведены;

отметил, что в связи с небольшой историей разработки и малых запасов провести анализ темпов выработки извлекаемых запасов нефти по годам не проведен;

отметил, что за анализируемый период проведены ремонтно-изоляционные работы в скважине БЧЗ-1;

отметил, что рекомендации независимых экспертов ЦКРР РК по предыдущим работам не выполнены;

рекомендует пробурить в 2026 г. боковой наклонно-направленный ствол в скважине

БЧЗ-3 с отбором керна и проб пластовых флюидов, а также все мероприятия и исследования согласно мероприятиям по доразведке ПР – 2024 г.;

рекомендует выполнить рекомендации, рассмотренные в данном отчете: отбор проб нефти в пластовых и поверхностных условиях, а также в случае необходимости, отбор проб воды в пластовых условиях, а также в случае необходимости, проведение ГДИС, замер пластового давления по добывающим скважинам ежегодно, ГИС-контроль в обводненных скважинах для определения интервалов обводнения;

рекомендует недропользователю продолжить работы по мониторингу за газовым фактором;

рекомендует недропользователю выполнить Анализ разработки в 2027 г. после бурения бокового ствола скважины БЧЗ-3 с проведением всех необходимых исследований, в том числе отбор и исследования керна, проб пластовых флюидов, проведение ГДИС и опробований;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2025-2027 г.г.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что нефть месторождения является легкой, маловязкой, малосернистой, парафинистой, малосмолистой;

отметила, что в рамках утвержденного проекта разработки месторождения в 2024 г. предусмотрен ввод в эксплуатацию из консервации существующие скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, а также БЧЗ-6 под нагнетание;

отметила информацию недропользователя, что месторождение введено в промышленную разработку с 21 апреля 2024 г. вводом из консервации скважин БЧЗ-1 (май, 2025 г.) и БЧЗ-2 (апрель, 2024 г.). Продукция скважины БЧЗ-1 после вывода из консервации полностью обводнилась, после обводнения продукции признаки углеводорода, в том числе попутный газ, отсутствовали. Обводнение продукции скважины БЧЗ-2 связано с притоком законтурной воды, и учитывая, что в данной скважине нет контакта с подошвенными водами, а нефтенасыщенная толщина составляет только 2 м, ограничение притока воды возможно только за счет изменения технологического режима эксплуатации скважин;

отметила информацию недропользователя, что в период с июня 2024 г. по апрель 2025 г. по скважине БЧЗ-1 проводился ряд геолого-технических мероприятий, направленных на устранение возможных источников водопоявлений и получение притока. В результате, в конце апреля 2025 г. был зафиксирован переливающий приток нефти с газом при низком водосодержании. Аналогичные работы выполнялись и по скважине БЧЗ-4, однако, на данный момент они еще не завершены. Скважины БЧЗ-2 (на II объекте) и БЧЗ-6 (под нагнетание на I объекте) эксплуатируются в соответствии с ПР-2024 г.;

отметила, что по итогам 2024 г. фактические показатели отстают от проектных параметров. Добыча нефти составила 2,8 тыс. т. при проектном значении 8,3 тыс. т. Основной причиной недостижения проектных уровней в 2024 г. является ограниченный период эксплуатации I объекта, который разрабатывался лишь в течение 2 месяцев. Далее добыча по I объекту не велась в связи с отсутствием притоков нефти;

отметила, что за анализируемый период на месторождении дополнительных проб флюидов не отобрано;

отметила, что извлекаемые запасы нефти составляют 36 тыс. т, месторождение относится к категории очень мелких;

отметила, что показатели потери углеводородов должны предусматриваться базовыми проектными документами, тогда как анализ разработки месторождения не относится к базовым проектным документам. В этой связи, показатели по потери углеводородов,

указанные в настоящем анализе разработки месторождения, не принимаются;

отметила, что в рамках представленного анализа разработки месторождения предусматривается в 2025 г. проведение РИР в скважинах № БЧЗ-1 и БЧЗ-4 и в 2026 г. дострел в скважине № БЧЗ-1, а также в рамках мероприятий по доразведке рекомендуется предусмотреть забурку бокового наклонно-направленного ствола из ранее пробуренной и ликвидированной скважины БЧЗ-3 (глубина бокового ствола 1500 м);

отметила информацию недропользователя, что в рамках утвержденного ПР-2024 г. бурение бокового ствола в скважине БЧЗ-3 необходимо принять после дополнительного изучения всего геолого-геофизического материала;

рекомендует согласовать «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный» с утверждением технологических показателей по уточненному варианту на 2025-2027 г.г.

Заключение: Государственная экспертиза базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан **согласовывает** «Анализ разработки месторождения Байчунас Западный» с утверждением технологических показателей по уточненному варианту на 2025-2027 г.г.

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

Қ Арымбек

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

Е. Бурханұлы

Согласовано

11.08.2025 16:13 Жұмаш Қарлығаш Тілеубекқызы

11.08.2025 16:36 Зкрия Бахтияр Жанатович

Подписано

11.08.2025 19:19 Арымбек Құдайберген Берікұлы



№ 13-1-0/7407-вн от 02.12.2024

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

Протокол № 23/4-3

г. Астана

1 ноября 2024 года

Участвовали:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приглашенные:

От ТОО «Jasyl Energy»:

ДРзиева Р.А. – Генеральный директор;

Чеботарев С. – Начальник отдела по разработке проектов.

Дата: 02.12.2024 10:55. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документ069 7 22.2. Полномочный результат проверки ЭЦП

1) Цель обращения недропользователя:

Утверждение «Корректировки «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 год.

2) Номер и дата контракта на недропользование:

Дополнение № 27 от «19» июня 2024 года № 5344-УВС к Контракту на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в Атырауской области от «4» марта 2003 года № 1117. Срок действия Контракта до «31» декабря 2029 года.

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

Проект разработки месторождения Байчунас Западный (Протокол ЦКРР РК от «15» февраля 2024 года № 48/13).

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

Программа развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.

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

Корректировка «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 год.

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

Проголосовали:

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

Против – 0.

По итогам заседания Рабочей группы принято РЕШЕНИЕ:

1. В соответствии с «Формой программы развития переработки сырого газа», утвержденной Приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №165, рекомендовать к утверждению представленную ТОО «Jasyl Energy» «Корректировку «Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с

01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 год.

2. В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной Приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №164, технологически неизбежное сжигание сырого газа на месторождении Байчунас Западный на 2025 год составит в объеме **43 800 м³**, в том числе, по категориям: $V_6 - 0$, $V_7 - 43\,800\text{ м}^3$, $V_8 - 0$, $V_9 - 0$ при добыче газа 1 901 000 м³.

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

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

5. Рекомендовать недропользователю ТОО «Jasyl Energy» вести учет технологических потерь углеводородного сырья по месторождению Байчунас Западный и включить данный объем в Программу развития переработки сырого газа.

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

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

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

В соответствии с «Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №166, ТОО «Jasyl Energy» представить в Министерство энергетики Республики Казахстан отчет о ходе выполнения «*Корректировки Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.*» с технологическими показателями на 2025 год по итогам 2025 года не позднее 25 января 2026 года.

Заместитель председателя
Рабочей группы

Б. Таубаев

Секретарь

4

Рабочей группы

К. Бағытов

Министерство энергетики Республики Казахстан - Жанабаева Д.С.

Дата: 02.12.2024 10:55. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документ от 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП

Приложение № 1
к Протоколу
от «1» ноября 2024 года
№ 23/4-З

Баланс газа месторождения Байчунас Западный

Период	Добыча газа, м³	Использование газа на собственные нужды, м³				Объём технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _г), м³						ИТОГО	Утилизация
		Печи по договору	ГПЭС		Итого	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉				
			V ₁	V ₂									
2025	1 901 000	718 400	1 138 800	1 857 200	0	43 800	0	0	0	43 800	97,7		

Согласовано
27.11.2024 17:02 Рустемов Нуржан Аристанович
27.11.2024 19:40 Ештай Даулет Бактиярұлы
29.11.2024 21:26 Бердиев Нурлыбек Орингалиевич
30.11.2024 09:38 Эхрия Бактияр Жанатович
Подписано
02.12.2024 10:46 Таубаев Бахытжан Рыспекович



Дата: 02.12.2024 10:55. Копия электронного документа. Версия 3.0. Документ № 7.2.2.2. Пополнение информации о результатах проверки 31.11.2024

Қазақстан Республикасы, 050013,
Алматы қаласы, Бостандық
ауданы, Сәтпаев көшесі 18А үй

БИН 220340025060



Республика Казахстан, 050013,
город Алматы, Бостандықский
район, ул. Сатпаева, дом 18А

БИН 220340025060

Исх. *2/10*
от 20.01.2025 г.

**Министерство энергетики
Республики Казахстан**
Левый Берег, пр-т Кабанбай Батыра 19,
Астана, 010000, Казахстан

*Касательно отчетности о выполнении
программ развития переработки сырого газа*

В соответствии с Приказом Министра энергетики РК №166 от 05 мая 2018 года «О утверждении формы отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа и срока его направления», ТОО «Jasy Energy» направляет Годовой отчет за 2024 год о выполнении следующих программ развития переработки сырого газа:

1. «Корректировка Программы развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат) на 2023-2024гг.» с технологическими показателями на 2024 год;

2. «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Боркылдакты на 2024-2026гг.» с технологическими показателями на 2024 год;

3. «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2024г.» с технологическими показателями на 2024 год;

4. «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный на 2024г.» с технологическими показателями на 2024 год;

5. «Программа развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Кызылжар I Восточный на 2024-2025гг.» с технологическими показателями на 2024 год;

6. «Программу развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Байчунас Западный на период с 01.03.2024 по 31.12.2025 гг.» с технологическими показателями на период с 01.04.2024г. по 31.12.2024г.

Приложение: Форма №1-ФОР на 5 листах.

Генеральный директор



Рзиева З.А.

Исп. Чеботарев С.
Тел. +7 701 765-96-33

Утверждена
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 05 мая 2018 года № 166

Отчет о выполнении программы развития переработки сырого газа

Отчетный период 2024г.

Форма №1-ФОП

№ п/п	Наименование недропользователя	Наименование месторождения с указанием номера контракта	Период действия отчетной программы развития переработки сырого газа	Добыча сырого газа (млн. м³)				Причины расхождения фактической добычи сырого газа от планового показателя, указанного в программе развития переработки сырого газа	Объем сырого газа, затраченного на переработку и (или) утилизацию (млн. м³), в том числе:					
				Плановый показатель добычи сырого газа согласно программе развития переработки сырого газа	Фактическая добыча, в т.ч. Промышленная добыча сырого газа	Добыча сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения	Добыча сырого газа при испытании объектов скважин		На переработку до годового и сезонного газа	На выработку электро- энергии	На обратную закачку в пласт (с указанием цели закачки)	На использование на собственные технологические нужды	На сдачу в газопровод (с указанием в разрезе получателей)	Прочие (расшифровать)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	ТОО «Jasyl Energy»	Участок Жана Макаг месторождения Восточный Макаг, №1117	2024 г.	1,635448	1,490130			Отставание по добыче.		1,052635		0,437495		
2	ТОО «Jasyl Energy»	Месторождение Боркылдасты, №1117	2024 г.	0,015	0,002725			Отставание по добыче вследствие задержки с вводом проектной скважины БОР-5 из бурения и б/д скважины БОР-1 и БОР-4.				0,002725		
3	ТОО «Jasyl Energy»	Месторождение Асанкеткен, №1117	2024 г.	0,487517	0,433168			Отставание по добыче вследствие приостановки эксплуатации месторождения в период паводка		0,137627		0,285532		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	ТОО «Jasyl Energy»	Месторождение Сагыз Западный, №4947-УВС	2024 г.	4,638155	3,232381		0,47383	Отставание по добыче Т.к. из 5 пробуренных во второй половине 2023г., три скважины оказались непродуктивными.		2,762896		0,337734		
5	ТОО «Jasyl Energy»	Месторождение Кызылжар I Восточный, №4948-УВС	2024 г.	1,470000	0,365020		0,001678	Отставание по добыче вследствие низких дебитов новых скважин с низким газовым фактором.		0,127567		0,221044		
6	ТОО «Jasyl Energy»	Месторождение Байчунас Западный, №1117	01.04. 2024 г.- 31.12. 2024 г.	1,276571	0,339712			Отставание по добыче вследствие б/д скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по причине высокой обводненности после вывод этих скважин из консервации.		0,117103		0,192252		

Продолжение таблицы

Технологические потери газа	Объем сжигаемого сырого газа (млн. м³)												
	Разрешенный объем сжигания сырого газа, в том числе:				При пробной эксплуатации	При испытании объектов скважины	Фактический объем сжигания газа, в т. ч.						
	При технологическом неизбежном сжигании газа:						При технологическом неизбежном сжигании газа:				При пробной эксплуатации	При испытании объектов скважины	Другие (в том числе аварийный)
	При пуско-наладке технологического оборудования	При эксплуатации технологического оборудования	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	При технологических сбоях, откатах и отклонениях в работе технологического оборудования			При пуско-наладке технологического оборудования	При эксплуатации технологического оборудования	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования	При технологических сбоях, откатах и отклонениях в работе технологического оборудования			
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
		0						0					
		0						0					
		0,01098						0,010009					
		0,1317				8,940		0,131751				0,47383	
		0,0219				0,174		0,016409				0,001678	
		0,03216						0,030357					

Наименование объекта утилизации газа (строительство трубопровода, установка газогенератора, установка газопоршневой электростанции, строительство установки комплексной подготовки газа и др.)	Дата строительства объектов утилизации сырого газа				Вы- полне- ние, %	Причины невыполнения	Примечание
	Начало		Завершение				
	По программе развития переработки сырого газа	Фактически	По программе развития переработки сырого газа	Фактически			
30	31	32	33	34	35	36	37
Ввод в эксплуатацию новых объектов утилизации газа на участке Жана Макаг месторождения Восточный Макаг не предусматривался. Запроектировано использование ранее установленных объектов утилизации (подогреватели нефти и воды, газовые генераторы электричества).							Газопоршневые генераторы электричества CAT G3512LE (ПГЭС-1,2) и подогреватели нефти (ПНП-1,6 – 1 ед., ПП-0.63А – 1 ед.) и воды (ПП-0.63А – 1 ед., ПУС-0.1 – 1 ед.) были установлены в период 2009-2012гг. Дополнительный газопоршневой генератор CAT G3512LE (ПГЭС-3) и резервный подогреватель ПП-0.63А были установлены в 2014г. Осенью 2016г. и летом 2022г. газопоршневые генераторы CAT G3512LE (ПГЭС-2 и ПГЭС-3) в связи со снижением объемов добычи газа были демонтированы.
Ввод в эксплуатацию новых объектов утилизации газа на месторождении Боркыдакты не предусматривался.							Установлена комбинированная горелка в подогревателе нефти ПНП-0,2/6,3А для одновременного использования сырого газа с жидким топливом (нефть) в 2019г. Весь объем добычаемого сырого газа используется на собственные нужды.
Ввод в эксплуатацию новых объектов утилизации газа на месторождении Асанкеткен не предусматривался. Запроектировано использование ранее установленных объектов утилизации (подогреватель нефти, газовые генераторы электричества).							Газопоршневые генераторы электричества SHENG DONG модели 260GF-PwT (ПГЭС-1,2), подогреватели нефти и пластовой воды (ПП-0.63А – 2 ед.), бойлер горячей воды Erensan NAR 250 – 1 ед. были установлены в период 2013-2014гг. В первой половине 2015г., в связи со снижением добычи газа, подогреватели ПП-0.63А переведены на мазут. Бойлер горячей воды Erensan NAR 250 с января 2016г. выведен из эксплуатации. В январе 2019г. повторно введен в эксплуатацию бойлер горячей воды Erensan NAR 250 и установлен дополнительный подогреватель входящей жидкости ПП-0.63А на газовом топливе. В марте 2019 г. были произведена замена факельной установки.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Спецификация, паспорта и план-график технического обслуживания и ремонтных работ технологического оборудования



ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

УСТАНОВКА ФАКЕЛЬНАЯ С АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОИСКРОВОЙ СИСТЕМОЙ РОЗЖИГА И КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ ЭРКП-01 УФ-Н12-Ду100-н2000-ГФНГ-100-24/2,4-0,5/0,5-А



С.С. Сериков И.Т.
ТОО "Самек"
Интернешнл

3



Краткое описание и работа факельной установки

1. Назначение установки

Факельная установка предназначена для сжигания аварийных сбросов газа на УПН месторождения Асанкеткен».

Установка обеспечивает:

- сжигание газов в диапазоне указанном в опросном листе;
- автоматический и ручной розжиг пламени;
- контроль наличия пламени дежурных горелок;
- контроль давления топливного газа на дежурные горелки;
- контроль подачи топливного газа на дежурные горелки;
- подачу сигналов в операторную о состоянии работы установки.

2. Обозначение

Установка факельная

УФ-Н12-Ду100-н2000-ГФНГ-100-24/2,4-0,5/0,5-А

где:

УФ – установка факельная;
 Н12 – высота факельной установки (м);
 Ду100 – диаметр входного патрубка (мм);
 н2000 – условная высота расположения входного патрубка от земли (мм);
 ГФНГ – горелка факельная нефтегазовая;
 100 – условный диаметр присоединительного фланца оголовка(мм);
 24/2,4 – расход газа 1-го и 2-го потоков (тыс.нм³/сут);
 0,5/0,5 – давление газа 1-го и 2-го потоков (МПа);
 А – автоматическая.

3. Технические характеристики

Наименование параметра	Величина
Вид сброса	аварийный
Сбрасываемая (сжигаемая) среда	газ
Количество сжигаемого газа в нормальных условиях, тыс. нм ³ /сут	24
Поток №1	2,4
Поток №2	
Давление сжигаемого газа на входе в ствол (изб.), МПа	0,5
Поток №1	0,5
Поток №2	
Высота расположения присоединительного патрубка от основания (мм)	2000
Поток №1	2200
Поток №2	
Газ дежурной горелки	нефтяной газ
Расход топливного газа, подаваемого на дежурную горелку и на продувку (не более), нм ³ /ч	15
Давление топливного газа, подаваемого на дежурную горелку, МПа	0,1

Тел.: (347) 293-43-23 E-mail: gpiufa@mail.ru www.gpiufa.ru
 Россия, Республика Башкортостан, 450045 г. Уфа, ул. Турбинная, д.3

Страница 2 71

144



Республика Казахстан
ТОО «АтырауНефтеМаш»

ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПУТЕВОЙ

ПП-0,63А

Паспорт

2011

Тверд. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Изм. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1.	Полезная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч), не более	0,73 (0,63)
1.2.	Производительность по нагреваемому продукту, кг/с (т/сут), не более	13,3 (1150)
1.3.	Давление в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см ²),	
	- рабочее, не более	6,3 (63)
	- расчетное	6,3 (63)
	- пробное гидравлическое	8,0 (80)
1.4.	Перепад давления в змеевике, МПа (кгс/см ²), не более	0,25 (2,5)*
1.5.	Температура, К (°C)	
	- на входе продукта в подогреватель, в пределах	285 (5) – 323 (50)
	- нагрева продукта, не более	343 (70)*
	- нагрева промежуточного теплоносителя, не более	368 (95)
	- средняя самой холодной пятидневки, не ниже	233 (минус 40)
	- абсолютная минимальная окр. воздуха, не ниже	223 (минус 50)
1.6.	Промтеплоноситель -	пресная вода
1.7.	Нагреваемая среда – нефть, нефтяная эмульсия, пластовая вода с содержанием кислых газов:	
	сероводород (H ₂ S), % мол., не более	0,01
	диоксид углерода (CO ₂), % мол., не более	1,0
1.8.	Топливо – природный или попутный нефтяной газ с параметрами:	
	- теплота сгорания, МДж/м ³ , в пределах	35-60
	- содержание сероводорода, объемная доля, %, не более	0,002
	- давление на входе в блок подготовки топлива, МПа (кгс/см ²), в пределах	0,3-0,6 (3,0-6,0)
	- давление газа перед горелкой, МПа (кгс/см ²), в пределах	0,07-0,15 (0,7-1,5)
	- расход топливного газа, м ³ /ч, не более	100
1.9.	Коэффициент полезного действия, %, не менее	70
1.10.	Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более	10450 x 3580 x 3597
1.11.	Масса подогревателя в нерабочем состоянии, кг, не более	12 500

Примечание:

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

ПП-0,63А ПС					Лист
					4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

П А С П О Р Т

Наименование и индекс изделия:
Газопоршневая генераторная установка CG132B-12

Название изготовителя: **КАТЕРПИЛЛАР**



Серийный номер:
2218026

П А С П О Р Т

Наименование и индекс изделия:
Газопоршневая генераторная установка CG132B-12

Название изготовителя: **КАТЕРПИЛЛАР**



Серийный номер:
2218019



2 Обзор технических характеристик

2.1 Технические характеристики агрегата

Конструкционные условия		
Температура всасывания / влажность воздуха	°C / %	40 / 50
Высота установки	м	500
выбросы NOx в неочищенном отработавшем газе	мг/Нм³ @ 5 % O₂	500
Характеристики газообразного топлива(*)		
Газообразное топливо	Специальный газ	
Метановое число		66
мин. теплота сгорания	кВтч/Нм³	11.20
Плотность газа	кг/Нм³	0.85
Агрегат		
Двигатель	CG132B-12	
Configuration Code	P	
Генератор	Генератор - Leroy-Somer - LSA 49.3 L9	
Напряжение / диапазон напряжения	В / %	400 см лист данных
Частота	Гц	50
Режим работы		Островной (параллельный) режим
Энергобаланс		
Электрическая мощность на клеммах при cos φ = 1.000 /	кВт	591
Тепло охлаждающей жидкости (±8 %)	кВт	351
Тепло низкотемпературного охладителя смеси (±8 %)	кВт	37
Температура обратного охлаждения отработавших газов	°C	180
Тепло отработавших газов при температуре обратного охлаждения (±8 %)	кВт	217
Расход топлива (+ 5 %)	кВт	1369
Электрический КПД	%	43.2
Термический КПД	%	41.5
Общий КПД	%	84.7

*Давление газа заказчика должно соответствовать допустимому входному давлению в участке регулирования газа в нашем комплекте поставки.
См. техническое описание Топливная система.

1. Удостоверение о качестве изготовления сосуда

Сепаратор нефтегазовый НГСВ-2-1,6(1,4) -2000-2-И

(наименование сосуда)

зав. № 112

изготовлен

09.01.2015г.

(дата изготовления)

ТОО «АтырауНефтеМаш»

(наименование и адрес изготовителя)

060004 Республика Казахстан ул.Куттыгай батыра 21

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ

№, № п/п	Наименование показателей		Значение
	Давление, МПа		
1		рабочее, не более	1,3
		расчётное	1,6
		пробное при гидравлическом испытании	2,2
2	Температура, °С	рабочая среды	От 0 до плюс 100
		расчётная стенки	Плюс 100
		минимальная допустимая стенки аппарата, находящегося под давлением	До минус 60
3	Среда	Состав	Нефть, попутный газ, пластовая вода
		Характеристика	Класс опасности – 4 по ГОСТ 12.1.007-76, Категория взрывоопасности ПА по ГОСТ Р 51330.11-99 Группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5-99
4	Группа аппарата по ГОСТ Р 52630-2012		1
5	Прибавка для компенсации коррозии, мм		2
6	Внутренний объём (вместимость), м ³		25
7	Число циклов нагружения за весь срок службы, не более		1000
8	Материал основных деталей		сталь 09Г2С ГОСТ 5520-79
9	Расчётный срок службы сосуда, лет, не менее		20
10	Габаритные размеры в сборе, мм:		
	длина		9900
	диаметр		2000
	высота		2380
11	Масса аппарата при гидроиспытании, кг, не более		33715
12	Масса аппарата, кг.		8715

1. Удостоверение о качестве изготовления сосуда

Сепаратор нефтегазовый НГСВ 2-1,4-1200

(наименование сосуда)

зав. № 57

изготовлен

14.09.2012

(дата изготовления)

ТОО «АтырауНефтеМаш»

(наименование и адрес изготовителя)

060004 Республика Казахстан ул.Элеваторная 21

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ

Наименование частей сосуда		Корпус
Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, г/м ³ , не более		0,1
Массовая концентрация нефти в воде на выходе, г/м ³ , не более		1000
Массовая концентрация воды в нефти на выходе, г/м ³ , не более		86000
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более		0,7 (7,0)
Расчётное давление, МПа (кгс/см ²)		1,4 (14)
Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	гидравлического	1,94 (19,4)
	пневматического	-
Рабочая температура среды, °С		От 0 до 70
Расчётная температура стенки, °С		100
Минимально допустимая отрицательная температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С		минус 60
Наименование рабочей среды		нефть, попутный газ, пластовая вода
Характеристика рабочей среды	Класс опасности	4 по ГОСТ 12.1.007-76
	Категория взрывоопасности Группа взрывоопасной смеси	ПА по ГОСТ Р 51330.11-99 ТЗ по ГОСТ Р 51330.5-99
	Пожароопасность	пожароопасная
Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм		3
Вместимость, м ³		6,5
Число циклов нагружения за весь срок службы, не более		1000
Материал основных деталей		сталь 09Г2С ГОСТ 5520-79
Расчётный срок службы сосуда, лет		10
Масса аппарата кг, не более: пустого при гидротестировании,		3400 10 000



СИБНА

Россия
625014, г. Тюмень
ул. Новаторов, 8
Тел.: (3452) 22-54-60

Служба маркетинга
и сбыта
тел: (3452) 22-54-57,
факс: (3452) 22-55-29.
E-mail: sibna@sibna.ru
www.sibna.ru



Инженерно – производственная фирма
«СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА»
Открытое акционерное общество

Газовый генератор

42 1381



ДАТЧИК РАСХОДА ГАЗА ДРГ.М 400

ПАСПОРТ
311.01.00.000 ПС.
№ 14581

ВНИМАНИЕ! Датчик расхода ДРГ.М 400

Зав. № 14581 выполнен в конденсатоустойчивом исполнении

ОТК *А* 12.05.2016 М.П.  подпись, дата

г. Тюмень

311 01.00.000 ПС

Датчик расхода ДРГ М- 400 311.01.00.000 зав. № 14566
 Страна-изготовитель Россия
 Предприятие-изготовитель ОАО ИФП "Сибнефтеавтоматика"
 Дата изготовления 3 КВ 2012
 Дата отгрузки потребителю 14 СЕН 2011

2 Основные технические данные

2.1 Основные параметры датчиков расхода соответствуют значениям, указанным в таблице 1.

Таблица 1

Типоразмер датчика расхода	Избыточное давление измеряемой среды в диапазоне, МПа	Диапазон эксплуатационных расходов Q (при рабочих условиях), м³/ч	
		наименьший Q _{min}	наибольший Q _{max}
ДРГ М-160/80	от 0,0 до 0,05	2	80
	от 0,05 до 2,5	1	
	от 0,0 до 0,05	8	160
ДРГ М-160	от 0,05 до 2,5	4	
	от 0,0 до 0,05	20	400
	от 0,05 до 2,5	10	
ДРГ М-400	от 0,0 до 0,05	40	800
	от 0,05 до 2,5	20	
	от 0,0 до 0,05	80	1600
ДРГ М-1600	от 0,05 до 2,5	40	
	от 0,0 до 0,05	125	2500
	от 0,05 до 2,5	62,5	
ДРГ М-2500	от 0,0 до 0,05	250	5000
	от 0,05 до 2,5	125	
	от 0,0 до 0,05	500	10000
ДРГ М-10000	от 0,05 до 2,5	250	

Примечания

- 1 Датчик расхода допускает "перегрузку" по расходу в пределах от Q_{max} до 1,15 Q_{max}.
- 2 По специальному заказу избыточное давление может быть увеличено до значения из ряда: 4,0; 6,3; 10,0; 16,0 МПа.

2.3 Основная относительная погрешность преобразования датчика расхода по импульсному выходу не превышает:

- в диапазоне от Q_{min} до 0,1Q_{max} ±1,5 %;
- в диапазоне от 0,1Q_{max} до 0,9Q_{max} ±1,0 %;
- в диапазоне от 0,9Q_{max} до Q_{max} ±1,5 %.

2.4 Основная приведенная погрешность преобразования датчика расхода по токовому выходу в диапазоне эксплуатационных расходов не превышает ±1,5 %.

2.5 Дополнительная погрешность датчика расхода от изменения температуры измеряемой среды от 20 °С до любого значения в диапазоне от 50 до 250 °С, не более ±0,065 % на каждые 10 °С изменения температуры (изменение температуры в диапазоне от минус 40 до плюс 50 °С является не влияющим фактором).

2.6 Импульсная выходная информационная цепь датчика расхода, гальванически развязанная от остальных цепей датчика и его корпуса, представлена периодическим импульсным изменением сопротивления (оптронный ключ) и имеет параметры:

- низкое сопротивление, Ом, не более 500;
- высокое сопротивление, кОм, не менее 50;
- предельно допустимый ток, мА 50;
- предельно допускаемое напряжение, В, не более 30;
- напряжение гальванической развязки, В, не более 100;
- остаточный ток, мкА, не более 100;
- цена импульса для типоразмеров ДРГ М-2500, 5000, -10000, м³ 10⁻²;
- цена импульса для типоразмеров ДРГ М-400, -800, -1600, м³ 10⁻³;
- цена импульса для типоразмера ДРГ М-160/80, -160, м³ 10⁻⁴.

2.7 Параметры токового выхода:

- напряжение источника питания постоянного тока, U_н, В (24 ±4);
- нагрузочное сопротивление, R_н, Ом, не более $R_n = \frac{U_n - 11}{24 \cdot 10^{-3}}$.

2.8 Соединение датчика расхода с блоками БВР.М, БКТ.М или контроллерами МИКОНТ-186, "ТЭКОН 17", ИМ 2300 может осуществляться неэкранированными кабелями типа КВВГ или аналогичным. Максимальная длина линии связи не более 500 м.

2.9 Питание датчика расхода от сети постоянного тока напряжением (24±1) В.

2.10 Мощность, потребляемая датчиком расхода, не превышает 0,5 Вт.

2.11 Масса датчика расхода, кг, не более 12,5.

2.2 Токковый выход 4-20 мА, гальванически развязанный от остальных цепей и корпуса датчика расхода, соответствует диапазону расходов от 0 до Q_{3 max}.



УТВЕРЖДАЮ

Менеджер по добыче и инжинирингу
ТОО «Самек Интернешнл»

Мустафа Арпаджы

«23» 10 2014 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

На подогреватель нефти ПП-0,63А на УПН месторождения Байчунас Западный
Контрактной территории Самек Интернешнл

№ п.п.	Наименование параметра	Ед.изм	Тепловые нагрузки, %			
			30	50	75	95
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,2	0,4	0,5	0,6
2	Давление нефти до подогревателя	кгс/см ²	2,5			
3	Давление нефти после подогревателя	кгс/см ²	2,3			
4	Расход нефти через подогреватель	м ³ /ч	-	-	-	-
5	Температура воздуха	°C	30	30	30	30
6	Марка топлива	-	Попутный сепарированный газ			
7	Низшая теплота сгорания газа	мдж/м ³	31,8			
8	Число газовых горелок	шт.	1	1	1	1
9	Давление газа перед горелкой	кПа	0,65	1,56	2,0	3,0
10	Давление воздуха на горелкой	кПа	0,15	0,25	0,54	0,85
11	Разрежение в топке	мм в.с.	3,6	3,0	2,3	0,7
12	Разрежение за подогревателем	мм в.с.	3,8	4,9	5,8	7,4
13	Температура уходящих газов	°C	135	158	177	210
14	Состав уходящих газов					
	CO ₂	%	6,4	8,0	8,8	10,2
	O ₂	%	9,6	6,8	5,3	2,8
	CO	ппм	15	36	30	25
15	Коэффициент избытка воздуха	-	1,76	1,43	1,3	1,14
16	Расход газа на подогреватель	м ³ /ч	50	65	80	100
17	Потери тепла					
	с уходящими газами	%	7,96	7,74	8,17	8,79
	от химнедожига	%	-	-	-	-
	в окружающую среду	%	13,76	8,85	6,71	5,40
18	КПД	%	70,28	80,40	82,12	85,81
19	Удельный расход топлива	м ³ /Гкал	155,8	149,3	146,5	144,7
20	Удельный расход условного топлива	т ут/Гкал	176,2	166,5	154,8	145,3

На подогревателе установлена горелка инжекционного среднего давления ИГК-4-100 ТУ400-10-53-78 (400-730 кВт)

Диапазон регулирования 0,65-3,88 кПа

Шиббер разрежения зафиксированы в открытом положении

Карту составил гл.инженер по оборудованию
ТОО «Самек Интернешнл»

М.Т. Сарсенов

«23» 10 2014 г.

Сопровождено:
Суперинтендант промысла
Бигалиев Н / Джунусходжаев А.
" " - 2025 г.

Утверждаю:
Директор по производству
Аслаев К.Ж.
" " - 2025 г.



График планового предупредительного ремонта нефтепромыслового оборудования
по месторождению Байчунас Западный ТОО «Jasy Energy» 2026-2027гг.

№ п/п	Наименование оборудования	Место установки	Месяц											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Сепаратор газовый	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
2	Сепаратор тестовый 6,5 м³ (НГ СВ)	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
3	Сепаратор 25м³ (НГ СВ)	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
4	Путевой подогреватель ПП-0.63А (нефти)	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
5	Путевой подогреватель ПП-0.63А (воды)	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
6	Газогенератор - 400 Кв	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
7	Газогенератор - 400 Кв	УПН	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то	о/то
8	Факельное хог-во	УПН	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п	о/п
9	БЧЗ-1	связкина	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с/п/ч	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с
10	БЧЗ-2	связкина	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с/п/ч	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с
11	БЧЗ-4	связкина	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с/п/ч	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с
12	БЧЗ-6	связкина	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с/п/ч	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с	о/с

ч	чистка оборудования	
о	осмотр оборудования и мелкий ремонт	
о/с	осмотр оборудования и смазка оборудования	
ч/т	ремонт не требуется, выведено из работы	
о/п	осмотр и проверка дыхательных и предохранительных клапанов	
то	текущий ремонт	
о/то	осмотр ежедневно, ТО	
пуск	оборудование в работе с...	
н/р	оборудование не работает	

Ответственный за выполнение графика ППР:
Супервайзер ТО
Куртов А. / Чекирес А.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет объемов сжигания сырого газа.

1. Обоснование нормативов и объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа, V_v

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

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

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

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

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

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

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

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

На 2026-2027 гг. ввод в эксплуатацию нового технологического оборудования на месторождении Байчунас Западный не предусмотрен.

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

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

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

УПН месторождения Байчунас Западный оснащена Факельной установкой УФ-Н12-Ду100-h2000-ГФНГ-100-24/2,4-0,5/0,5-А. При эксплуатации факельной установки в дежурном режиме, расход газа на дежурную горелку составит – $5,0 \text{ м}^3/\text{ч}$. В 2026-2027 гг. технологически неизбежное сжигание газа для поддержания работы дежурной горелки составит:

$$- 2026 / 2027 \text{ гг. (365 дней)} - 43\,850 \text{ м}^3$$

4. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования, V_8

Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования V_8 рассчитывается на основании технической документации на оборудование и с учётом запланированных ремонтных работ, в том числе по капитальному ремонту, техническому обслуживанию и проведению технических инспекций, согласно требованиям нормативных документов РК.

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

На месторождении Байчунас Западный планируются ежегодные плановые остановки на техническое обслуживание (ТО). На время ТО будет задействовано резервное оборудование. Таким образом, сжигание сырого газа по данной категории не предусмотрено.