

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ТОО «JASYL ENERGY»

СОГЛАСОВАНО:

**Генеральный директор
ТОО «Jasyl Energy»**

_____ **К.Ж. Аблаев**

«_____» _____ **2025 г.**

УТВЕРЖДАЮ:

**Вице-министр энергетики
Республики Казахстан**

_____ **К.С. Туткышбаев**

«_____» _____ **2025 г.**

ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА
ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ САГИЗ ЗАПАДНЫЙ
НА 2026-2028 ГГ.

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

С.Ю. Чеботарев

г. Атырау, 2025 г.

1 СОДЕРЖАНИЕ

2	ВВЕДЕНИЕ	3
3	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	4
3.1	Общие сведения о месторождении	4
3.2	Основание для проектирования	5
3.3	Запасы нефти и газа	5
3.4	Физико-химические свойства и состав нефти и газа	6
3.5	Текущее состояние разработки	12
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	13
3.10	Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа	17
4	ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА	18
4.1	В период пробной эксплуатации месторождения (V_{IV})	18
4.2	При технологически неизбежном сжигании (V_V)	18
4.3	При проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V_6)	18
4.4	При эксплуатации технологического оборудования (V_7)	18
4.5	При технологическом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V_8)	18
4.6	При технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V_9)	18
5	ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ/УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ/УТИЛИЗАЦИИ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	19
6	БАЛАНС СЫРОГО ГАЗА	21
7	ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА	22
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	23
	ПРИЛОЖЕНИЕ А – Копии разрешительных документов и отчет об исполнении Программы развития переработки сырого газа	24
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Спецификация, паспорта, план-графики технического обслуживания и ремонтных работ технологического оборудования	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет объемов сжигания сырого газа	76

2 ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Jasyl Energy» является недропользователем участка Сагиз Западный, расположенного в Атырауской области, на основании Контракта № 4947-УВС от 13 июля 2021 г. на добычу углеводородов. Срок действия Контракта – до 01.09.2034 г.

Право недропользования по Контракту № 4947-УВС перешло к ТОО «Jasyl Energy» от ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» на основании Дополнения № 2 к Контракту (рег. № 5343-УВС от 19.06.2024 г.).

Месторождение Сагиз Западный было введено в пробную эксплуатацию 9 января 2015 г. вводом из консервации в эксплуатацию 8-ми поисковых и оценочных скважин, на основании «Проекта пробной эксплуатации месторождения Сагиз Западный», составленного в 2014 г., рассмотренного ЦКРР РК (*Протокол № 52/28 от 17.10.2014 г.*) и утвержденного КГиН МИР РК (*письмо исх. № 27-5-1308-и от 14.11.2014 г.*).

В 2025 г. выполнено и утверждено на заседании ЦКРР РК «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (*Протокол ЦКРР РК № 67/13 от 23.10.2025 г.*) с утверждением технологических показателей по 2 варианту разработки.

На основании утвержденного «Дополнения ...» разработана настоящая «Программа развития переработки сырого газа при промышленной разработке месторождения Сагиз Западный на 2026-2028 гг.», в которой рассмотрены текущее состояние разработки, технология сбора и подготовки нефти и газа месторождения, рассчитано потребление газа на собственные нужды и составлен баланс сырого газа на 2026-2028 гг.

В Приложении А представлены копии разрешительных документов (Протоколы 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 промысла и План-график выполнения планово-предупредительных 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 Сагиз Западный по административному делению относится к Макатскому району Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 3.1.1).



Рисунок 3.1.1 — Обзорная карта

Ближайшим населенным пунктом является промысел Доссор (25 км) к западу от площади работ и узловая железнодорожная станция Макат (18 км). Рядом с разведываемой площадью находятся месторождения Сагиз, Кошкар, Байчунас и Бесболек.

Автомобильные дороги асфальтированы от г. Атырау до пос. Доссор, имеются грунтовые дороги, связывающие нефтепромыслы, проходимость которых зависит от сухости времени года. На станции Доссор имеется пункт приема и подготовки нефти.

Снабжение населения питьевой водой осуществляется по водоводу Атырау-Кульсары.

Электроснабжение на контрактной территории ТОО «Jasyl Energy» осуществляется за счет автономных источников – газопоршневых электрогенераторов (ГПЭС) и резервных дизельных электрогенераторов (ДЭС).

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 Республики Казахстан 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 добычу углеводородов № 4947-УВС от 13.07.2021 г. со сроком действия до 01.09.2034 г.
- ✓ «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (Протокол ЦКРР РК № 67/13 от 23.10.2025 г.);
- ✓ «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный с технологическими показателями на 2025 год (Протокол РГ № 27/6-1 от 13.12.2024 г.).

3.3 Запасы нефти и газа

Нефтегазоносность месторождения Сагиз Западный связана с триасовыми отложениями. В разрезе скважин выделены продуктивные горизонты: Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V, Т-VI и Т-VII.

В 2025 г. выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)», который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (Протокол № 2765-2025-У от «27» августа 2025 г.).

Утвержденные запасы УВС составили (геологические / извлекаемые):

- нефти: $B+C_1 - 2\,789,2 \text{ тыс.м} / 629,8 \text{ тыс.м.}; C_2 - 458,0 \text{ тыс.м} / 72,6 \text{ тыс.м.};$

- растворенного газа: $B+C_1 - 332,4 \text{ млн.м}^3 / 113,3 \text{ млн.м}^3; C_2 - 54,0 \text{ млн.м}^3 / 8,7 \text{ млн.м}^3;$

- свободного газа: $C_1 - 18,0 \text{ млн.м}^3 / 13,4 \text{ млн.м}^3;$

- газ газовых шапок: $C_1 - 90,4 \text{ млн.м}^3 / 67,4 \text{ млн.м}^3; C_2 - 40,0 \text{ млн.м}^3 / 20,9 \text{ млн.м}^3.$

Результаты начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа в следующих количествах и по категориям (Таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Запасы нефти и газа

Контрактная территория	Категория	Нефть, тыс.т		Растворенный газ, млн.м ³		Свободный газ, млн.м ³		Газ газовой шапки млн.м ³	
		геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	извл.
Сагиз Западный	B+C1	2789,2	629,9	332,4	113,3	18,0	13,4	90,4	67,4
	C2	458,0	72,6	54,0	8,7			40,0	20,9

3.4 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Изучение физико-химических свойств нефти и газа месторождения Сагиз Западный проведено в рамках отчета «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)» и отчета «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный по состоянию на 01.01.2025 г.».

Свойства и состав нефти в поверхностных условиях

На месторождении Сагиз Западный отобрано 39 проб разгазированной нефти, из горизонтов Т-I+II, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V, Т-VI, Т-III+IV, Т-IV+V, Т-V+VI, Т-VII, по которым были изучены свойства. Все пробы были исследованы в лаборатории ТОО «КазНИГРИ». Значения классификационных параметров принимаются в следующем порядке:

Класс нефти

Содержание серы в составе поверхностной нефти по горизонтам принимается в следующих величинах: Т-II - 0,09 масс%, Т-III - 0,05 масс%, Т-IV - 0,05 масс%, Т-V - 0,06 масс%, Т-VI - 0,09 масс%, Т-VII - 0,09 масс%. Нефть всех горизонтов классифицируется как «малосернистая» и относится к первому классу.

Тип нефти

Плотность поверхностной нефти по горизонтам составляет: Т-II - 0,819 г/см³, Т-III - 0,816 г/см³, Т-IV - 0,812 г/см³, Т-V - 0,800 г/см³, Т-VI - 0,809 г/см³, Т-VII - 0,874 г/см³. Поверхностная нефть всех продуктивных горизонтов по плотности является «особо легкий» и относится к типу 0.

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По результатам исследования нефть продуктивных горизонтов относится к 1 группе.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по горизонтам принимается в следующих величинах: Т-II – 5,3 масс%, Т-III - 4,24 масс%, Т-IV - 5,31 масс%, Т-V – 4,07 масс%, Т-VI - 2,88 масс%, Т-VII – 6,5 масс%. Нефть продуктивных горизонтов относится к «парафинистой». Кинематическая вязкость при 20 °С изменяется в пределах 4,29-7,74 мм²/с.

Состав и свойства пластового газа

Свойства и состав пластового газа, отобранных из газовых залежей, исследованы по результатам RCI из скважин САГЗ-4 (горизонт Т-V, 4 пробы) и САГЗ-7 (горизонт Т-VI, 1 проба), а также по устьевым пробам из газовых объектов скважины САГЗ-6 (горизонт Т-II (газовая шапка), горизонты Т-V+VI и Т-VII (газовые залежи)) и САГЗ-26 (горизонт Т-VII (газовая залежь)). Во всех пробах при снижении давления выпадение конденсата не установлено, соответственно пластовый газ продуктивных горизонтов представляется как «сухой». Коэффициент сверхсжимаемости газа по горизонту Т-V составляет 0,809, а по горизонту Т-VI - 0,812. Основным компонентом газов является метан, содержание которого по горизонтам изменяется в пределах 77,2-88,1 % моль., жидких компонентов – в пределах 0,1-0,4 % моль. Из неуглеводородных газов в составе газа содержатся: азот – 2,9-11,3 % моль. и углекислый газ – 0,03-0,24 % моль. Сероводород в составе газа отсутствует.

Компонентный состав и свойства пластового газа приведены в таблице 3.4.1.

Состав и свойства растворенного газа

Свойства и состав растворенного в нефти газа изучены по результатам выделившегося из глубинных проб нефти газа, по горизонтам: Т-I+II (скважина САГЗ-9, 1 проба); Т-II (скважины САГЗ-3, САГЗ-7, САГЗ-10, САГЗ-15 и САГЗ-18, 5 проб); Т-IV (скважины САГЗ-1, САГЗ-6 и САГЗ-9, 3 пробы); Т-VII (скважина САГЗ-19, 1 проба).

Растворенный газ по **горизонту Т-II** является высокожирным ($C_{2+33,3}$ моль%). Содержание метана в среднем составляет 67,7 моль%. По неуглеводородным компонентам растворенный газ является низкоуглекислым (0,28 моль%) и низкоазотистым (1,24 моль%). Концентрация этана и пропана составляют 12,39 и 8,72 моль% соответственно. Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху равняется 0,877.

По **горизонту Т-IV** растворенный газ пластовой нефти также является высокожирным ($C_{2+30,8}$ моль%). Содержание метана в среднем составляет 67,7 моль%. По неуглеводородным компонентам растворенный газ является низкоуглекислым (0,49 моль%) и низкоазотистым (0,69 моль%). Концентрация этана и пропана составляют 12,1 и 8,83 моль% соответственно. Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,861.

По **горизонту Т-VII** растворенный газ пластовой нефти содержит метана 71,3 моль%. По неуглеводородным компонентам растворенный газ является низкоуглекислым (0,06 моль%) и низкоазотистым (1,2 моль%). Концентрация этана и пропана составляют 15,52 и 7,91 моль% соответственно. Сероводород в составе газа отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,797.

Компонентный состав и свойства растворенного газа приведены в таблице 3.4.2. В таблице 3.4.3 представлены составы и свойства газа по устьевым пробам из газовых и нефтяных объектов.

Таблица 3.4.1 - Состав и свойства пластового газа

№ п/п	Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность газа, кг/м ³	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобу-тан	норм.бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	САГЗ-6	1246,6-1251,6	T-II	I	27.02.2014	с сепаратора	88,1	5,62	2,03	0,45	0,41	0,16	0,04	0,05	0,24	2,92	-	0,635	ТОО «КазНИГРИ»
2	САГЗ-4	RCI	T-V	V	16.06.2013	1256,5	77,2	6,83	2,68	0,78	0,8	0,12	0,08	0,09	0,03	11,30	0,835	0,693	ТОО «Казпетротест»
3	САГЗ-4	RCI		V			77,3	6,85	2,7	0,7	0,76	0,12	0,09	0,10	0,03	11,30	0,834	0,692	
4	САГЗ-4	RCI		V	16.06.2013	1273,5	78,9	6,52	2,51	0,65	0,75	0,11	0,09	0,10	0,03	10,20	0,823	0,683	
5	САГЗ-4	RCI		V			79,0	6,51	2,5	0,68	0,75	0,1	0,08	0,09	0,04	10,20	0,822	0,682	
6	САГЗ-6	1344-1358,5	T-V+VI	I6	08.11.2013	с сепаратора	86,5	6,2	2,66	0,53	0,74	0,27	0,2	0,25	0,09	2,55	0,793	0,658	ТОО «КазНИГРИ»
7	САГЗ-7	RCI	T-VI	VI	31.03.2014	1287,5	84,4	4,98	1,83	0,63	0,33	0,34	0,04	0,37	0,06	7,07	0,790	0,656	ТОО «Казпетротест»
8	САГЗ-6	1375-1380	T-VII	I6	21.10.2013	с сепаратора	85,3	6,74	2,69	0,49	0,74	0,21	0,19	0,13	0,04	3,43	0,794	0,659	ТОО «КазНИГРИ»
9	САГЗ-26	1363,8-1366,8 1369,2-1347,9	T-VII	Ic	19.07.2023	с сепаратора	86,1	6,37	2,58	0,48	0,72	0,20	0,18	0,05	0,31	2,98	0,787	0,653	

Таблица 3.4.2 - Состав и свойства растворенного газа

№ п/п	Скважина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобутан	норм.бутан	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекислый газ	азот			
1	САГЗ-9	1208,2-1211,2 1215,3-1222	T-I+II	I	06.04.2023	900	63,7	11,74	8,531	5,763	4,72	1,23	1,13	0,17	0,21	1,96	0,906	-	ТОО "КазНИГРИ"
Среднее по горизонту T-I+II							63,7	11,74	8,53	5,76	4,72	1,23	1,13	0,17	0,21	1,96	0,906		
2	САГЗ-3	1214-1222,5	T-II	II	25.02.2012	1216	66,9	11,3	10,09	3,24	3,78	2,14	0,63	0,86	0,14	0,84	1,078	0,895	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»
3	САГЗ-7	1181-1187	T-II	VI	30-31.03.14	1185	69,2	10,25	7,18	4,05	3,87	1,23	0,71	0,71	0,17	2,58	1,031	0,856	ТОО «Казпетротест»
4	САГЗ-10	1227,5-1234,4	T-II	IV	13.02.2014	1236	69,9	9,45	8,11	3,9	3,75	2,33	0,24	1,26	0,35	0,73	1,059	0,879	
5	САГЗ-15*	1287,6-1299,3	T-II	I	27.08.2023	-	88,3	4,57	2,17	0,56	0,48	0,20	0,09	0,16	0,20	3,07	0,862	-	ТОО "КазНИГРИ"
6	САГЗ-18	1258-1260 1263-1278	T-II	Ia	06.03.2024	-	64,6	18,57	9,49	2,81	1,69	1,08	0,18	0,18	0,46	0,80	0,898	-	
Среднее по горизонту T-II							67,7	12,39	8,72	3,50	3,27	1,70	0,44	0,75	0,28	1,24	1,017	0,877	
7	САГЗ-1	1243-1255	T-IV	I	08.09.2011	1252	64,5	13,8	9,92	2,97	4,42	1,23	0,65	1,18	0,12	1,21	1,081	0,897	ТОО «Казпетротест»
8	САГЗ-6	1315,3-1319	T-IV	I	23.11.2013	1200	68,0	12,34	9,05	3,11	3,81	1,47	0,4	1,04	0,26	0,52	1,047	0,869	
9	САГЗ-9	1269-1275	T-IV	I	24.11.2013	1220	73,0	10,03	7,53	3,03	3,07	1,15	0,14	0,67	1,09	0,34	0,985	0,818	
Среднее по горизонту T-IV							68,5	12,06	8,83	3,04	3,77	1,28	0,40	0,96	0,49	0,69	1,038	0,861	
10	САГЗ-19	1370-1374 1376-1378	T-VII	Ia	20.03.2024	1200	71,3	15,52	7,91	1,43	0,59	0,14	0,15	0,33	0,06	1,20	0,797	-	ТОО "КазНИГРИ"
Среднее по горизонту T-VII							71,3	15,52	7,91	1,43	0,59	0,14	0,15	0,33	0,06	1,20	0,797		

Таблица 3.4.3 - Состав и свойства газа по устьевым пробам

№ п/п	Сква-жина	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Глубина отбора пробы, м	Содержание, моль %										Плотность газа, кг/м³	Удельный вес по воздуху	Исполнитель
							метан	этан	пропан	изобу-тан	норм.бута н	изо-пентан	н-пентан	гексан+в	углекисл ый газ	азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	САГЗ-9	1208,2-1211,2 1215,3-1222	T-I +T-II	I	01.05.2024	с сепаратора	89,1	7,41	4,94	1,40	1,33	0,67	0,15	0,05	0,19	1,73	0,853	0,708	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-I+II							89,1	7,41	4,94	1,40	1,33	0,67	0,15	0,05	0,19	1,73	0,853	0,708	
2	САГЗ-3	1213,4-1222,4	T-II	II	17.04.2012	с сепаратора	70,3	13,37	8,97	2,45	2,41	0,86	0,23	0,04	0,48	0,93	0,984	0,817	ТОО «КазНИГРИ»
3	САГЗ-7	1181-1187	T-II	VI	31.05.2014	с сепаратора	73,3	10,63	6,677	3,19	2,76	0,73	0,38	0,17	0,19	2,02	0,966	0,802	
4	САГЗ-8	1293-1296	T-II	II	18.03.2014	с сепаратора	80,7	8,29	4,0	1,79	0,23	0,61	0,01	0,06	0,27	4,05	-	0,696	
5	САГЗ-8	1285-1290	T-II	II	13.10.2014	с сепаратора	77,2	10	5,832	3,06	0,92	1,42	0,09	0,23	0,28	1,001	0,924	0,767	
6	САГЗ-10	1227,5-1234,5	T-II	IV	11.03.2014	с сепаратора	82,4	7,62	5,17	1,59	1,2	0,5	0,05	0,09	0,34	1,07	-	0,707	
7	САГЗ-10	1244,6-1246,6	T-II	IV	13.10.2014	с сепаратора	64,4	10,15	11,72	4,91	4,28	2,31	0,241	0,49	0,35	1,11	1,127	0,935	
8	САГЗ-18	1258-1260 1263-1278	T-II	Ia	01.05.2024	с сепаратора	77,4	13,68	4,98	1,39	1,09	0,67	0,16	0,10	0,22	0,29	0,881	0,731	
9	САГЗ-23	1336,6-1342,6	T-II	II	06.04.2023	с сепаратора	82,9	6,91	3,63	1,19	0,77	0,49	0,10	0,07	0,30	3,49	-	-	
10	САГЗ-23	1311,5-1342	T-II	II	01.05.2024	с сепаратора	70,6	12,28	8,28	2,90	1,71	1,52	0,17	0,05	0,49	1,91	0,981	0,814	ТОО «КазНИГРИ»
11	САГЗ-21	1228,8-1240,8	T-II	II	01.05.2024	с сепаратора	82,2	6,77	4,11	1,51	1,18	0,68	0,18	0,06	0,53	2,66	0,848	0,704	
Среднее по горизонту T-II							76,14	9,97	6,34	2,40	1,66	0,98	0,15	0,14	0,35	1,85	0,931	0,775	
12	САГЗ-1	1231-1235,5	T-III	I	06.05.2012	с сепаратора	83,2	7,60	3,45	0,81	1,20	0,44	-	0,05	0,09	2,87	0,826	0,686	ТОО «КазНИГРИ»
13	САГЗ-9	1239,2-1248	T-III	I	16.06.2014	с сепаратора	84,7	7,46	3,39	1,13	0,77	0,55	0,07	0,1	0,14	1,71	0,816	0,678	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-III							84,0	7,53	3,42	0,97	0,99	0,50	0,07	0,08	0,12	2,29	0,821	0,682	
14	САГЗ-6	1283,4-1300	T-III	I	10.09.2014	с сепаратора	77,1	9,14	6,13	1,50	1,91	0,75	0,39	0,31	0,61	2,15	0,915	0,759	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-III+IV							77,1	9,14	6,13	1,50	1,91	0,75	0,39	0,31	0,61	2,15	0,915	0,759	
15	САГЗ-1	1243-1255	T-IV	I	23.02.2012	с сепаратора	75,4	12,20	7,82	1,84	0,03	-	1,4	-	0,08	1,47	-	0,751	ТОО «КазНИГРИ»
16	САГЗ-5	1324,4-1330,4	T-IV	I	10.10.2013	с сепаратора	78,8	10,30	5,46	1,51	1,17	0,58	0,12	0,14	0,31	1,67	0,878	0,728	
17	САГЗ-6	1315,3-1318,5	T-IV	I	09.12.2013	с сепаратора	80,2	9,10	5,17	1,39	1,47	0,53	0,13	0,11	0,22	1,67	0,868	0,72	
18	САГЗ-6	1315,3-1318,5	T-IV	I	30.12.2013	с сепаратора	76,9	9,97	5,82	1,51	1,58	0,59	0,14	0,15	0,25	3,1	0,895	0,743	
19	САГЗ-6	1305-1311	T-IV	I	20.03.2014	с сепаратора	74,7	12,79	7,287	1,71	1,73	0,60	0,15	0,15	0,28	0,61	0,925	0,767	
20	САГЗ-6	1296,5-1300	T-IV	I	24.06.2014	с сепаратора	74,8	10,50	6,74	1,81	2,46	0,80	0,38	0,21	2,11	0,17	0,952	0,79	
21	САГЗ-7	1229,9-1234,7	T-IV	VI	01.05.2024	с сепаратора	84,3	5,48	3,03	0,64	0,86	0,24	0,20	0,06	0,30	4,82	0,804	0,667	
22	САГЗ-9	1269-1275	T-IV	I	30.12.2013	с сепаратора	80,9	8,89	4,97	1,41	1,13	0,44	0,04	0,06	1,00	1,23	0,859	0,713	

Продолжение таблицы 3.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
23	САГЗ-12	1208-1210; 1218,2-1219,9	T-IV	IV	01.04.2014	с сепаратора	84,5	5,39	3,86	0,62	0,8	0,2	0,16	0,1	0,06	4,32	0,807	0,669	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-IV							78,9	9,40	5,57	1,38	1,25	0,50	0,30	0,12	0,51	2,12	0,873	0,728	
24	САГЗ-12	1218-1237,5	T-IV+ T-V	IV	16.06.2014	с сепаратора	65,7	11,46	10,37	2,73	3,74	1,16	0,641	0,41	0,07	3,69	1,057	0,877	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-IV+V							65,7	11,46	10,37	2,73	3,74	1,16	0,641	0,41	0,07	3,69	1,057	0,877	
25	САГЗ-1	1273-1280	T-V	I	12.12.2011	с сепаратора	79,1	10,1	4,96	1,01	1,7	0,51	0,5	0,16	0,05	1,94	0,88	0,729	ТОО «КазНИГРИ»
26	САГЗ-12	1228,5-1237,5	T-V	IV	30.12.2013	с сепаратора	72,1	11,6	8,24	1,59	1,83	0,39	0,19	0,09	0,07	3,9	0,937	0,777	
27	САГЗ-12	1228,5-1237,5	T-V	IV	01.05.2024	с сепаратора	75,2	10,59	6,74	1,45	1,76	0,41	0,25	0,07	0,49	3,00	0,908	0,753	
28	САГЗ-13	1251,8-1267,7	T-V		06.06.2014	с сепаратора	68,4	11,03	6,39	2,08	2,42	0,98	0,53	0,52	0,08	7,55	0,985	0,817	
Среднее по горизонту T-V							73,7	10,83	6,58	1,53	1,93	0,57	0,37	0,21	0,17	4,10	0,927	0,769	
29	САГЗ-7	1301,1-1303,9	T-VI	VI	27.10.2014	с сепаратора	77,6	5,59	3,62	0,8	1,05	0,29	0,24	0,18	0,1	10,56	0,851	0,706	ТОО «КазНИГРИ»
Среднее по горизонту T-VI							77,6	5,59	3,62	0,80	1,05	0,29	0,24	0,18	0,10	10,56	0,851	0,706	

3.5 Текущее состояние разработки

Месторождение Сагиз Западный было введено в промышленную разработку 01.09.2021 года на основании утвержденного базового проектного документа «Проекта разработки месторождения Сагиз Западный» (Протокол ЦКРР РК № 14/4 от 25 июня 2021 г.).

На месторождении выделено шесть объектов эксплуатации:

I объект – горизонты Т-I (в районах скважин САГЗ-3 и САГЗ-9) и Т-II;

II объект – горизонт Т-III;

III объект – горизонт Т-IV;

IV объект – горизонт Т-V;

V объект – горизонт Т-VI;

VI объект – горизонт Т-VII, выделенный в качестве самостоятельного объекта.

Разработка ведётся самостоятельными сетками скважин по каждому эксплуатационному объекту. Основные запасы месторождения сосредоточены в пределах объектов I–IV, которые формируют ключевую добывающую часть структуры разработки. Отбор нефти осуществляется на режиме истощения пластовой энергии.

В настоящее время разработка месторождения осуществляется на основании утвержденного «Дополнения к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (Протокол ЦКРР РК № 67/13 от 23.10.2025 г.)

Фонд скважин

По состоянию на 01.11.2025 года на месторождении Сагиз Западный общий фонд пробуренных скважин составляет 24 единицы, в т.ч.: в действующем добывающем фонде – 10 единиц; в бездействующем добывающем фонде – 4 единиц; в действующем нагнетательном фонде – 1 единица; в консервации – 7 единиц; ликвидировано – 2 единицы.

Таблица 3.5.1 - Фонд скважин месторождения Сагиз Западный по состоянию на 01.11.2025 г.

Действующие			Бездействующие	В испытани- и	В - консерва- ции	Ликвидированные	
Дающие продукцию	Нагнета- тельные	В простое	В ожидании ПРС/КРС			После освоения	После бурения
САГЗ-1	САГЗ-20		САГЗ-8		САГЗ-2		
САГЗ-3			САГЗ-10		САГЗ-4		САГЗ-14
САГЗ-5			САГЗ-19		САГЗ-13		
САГЗ-6			САГЗ-21		САГЗ-16		
САГЗ-7					САГЗ-17		
САГЗ-9					САГЗ-25		
САГЗ-12					САГЗ-26		
САГЗ-15							
САГЗ-18							
САГЗ-23							
							САГЗ-11
10	1	0	4	0	7	0	2
Итого общий фонд - 24 единицы							

3.6 Технологические проектные показатели разработки

Проектные технологические показатели разработки приняты в соответствии с разработанным и утвержденным в 2025 г. «Дополнением к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (Протокол ЦКРР МЭ РК 67/13 от 23.10.2025 г.).

В таблице 3.6.1 представлены проектные технологические показатели по добыче нефти и газа по месторождению Сагиз Западный на 2026-2028 гг.

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

Год	Добыча нефти, т/год	Добыча газа, м ³	Ввод скважин из бурения, ед.
2026	33 000	4 697 000	2
2027	37 700	5 659 000	2
2028	37 900	6 132 000	0

3.7 Динамика газового фактора за последние 5 лет

В таблице 3.7.1 представлено сравнение значений проектного и фактического газового фактора по месторождению Сагиз Западный, а также его динамика за последние 5 лет (2020-2024 гг.) и за январь-октябрь 2025 г.

Таблица 3.7.1 - Проектные и фактические значения газового фактора по м. Сагиз Западный

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
ГФ, м ³ /т - Проект	208,0	197,1	111,4	98,8	95,99	104,0
ГФ, м ³ /т - Факт	76,7	90,3	73,54	84,87	98,61	123,85

* - факт за январь-октябрь 2025 г.

3.8 Прогноз добычи нефти и газа

Прогнозные объемы добычи нефти и газа по месторождению Сагиз Западный приняты в соответствии с утвержденным «Дополнением к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (Протокол ЦКРР РК 67/13 от 23.10.2025 г.).

В таблице 3.8.1. представлены прогнозные объемы добычи нефти и газа по месторождению Сагиз Западный на 2026-2028 гг.

Таблица 3.8.1 – Прогнозные объемы добычи нефти и газа по месторождению на 2026-2028 гг.

Год	Добыча нефти, т/год	Газовый фактор, м ³ /т	Добыча газа, м ³
2026	33 000	142,3	4 697 000
2027	37 700	150,1	5 659 000
2028	37 900	161,8	6 132 000

3.9 Существующая система сбора, подготовки и транспорта готовой продукции

Месторождения Сагиз Западный с 1 сентября 2021 года находится в промышленной эксплуатации, введена в эксплуатацию система внутривнепромыслового сбора и подготовки добываемой продукции на объекте УПН, обустроен вахтовый городок на 40 человек, внутривнепромысловые автодороги, линии воздушной электропередачи и др.

На УПН осуществляется первичная подготовка и хранение нефти, очистка и обратная закачка в пласт попутно-добываемой пластовой воды, а также утилизация газа на собственные промысловые нужды. Проектная мощность УПН – 100-400 т/сут.

Установка подготовки нефти (УПН) включает следующие компоненты:

1. Входной манифольд – 2 ед.;
2. Тестовый трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-1600 – 2 ед.;
3. Первичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-3000 (ВД) – 1 ед.;
4. Подогреватель нефти ПП-0,63А - 2 ед. (1 в работе, 1 в резерве);
5. Блок дозирования хим. реагента - БДР-ОЗНА-2.5 – 1 ед.;
6. Вторичный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ 2-1,4-2000 – 1 ед.;
7. Отстойник нефти горизонтальный с перегородками ОГН-П-50 - 1 ед.;
8. Газовый сепаратор ГС 1-1.6-800 - 2 ед.;
9. Шкаф для регулирования давления газа ГРПШ 0.7-У1 – 1 ед.;
10. Газовый генератор электричества САТ G3512LE (725 кВт) – 2 ед.;
11. Газовый генератор электричества САТ CG132-12 (600 кВт) – 2 ед. (проект);
12. Дизельный генератор электричества САТ G3406C (575 кВт) – 2 ед.;
13. Вертикальная факельная установка типа УФ-Н12-Ду100-h2000-ГФНГ-100-24/2,4-0,5/0,5-А – 1 ед.;
14. Емкость РГСН-100 м³ с теплоизоляцией для хранения пластовой воды – 1 ед.;
15. Емкости РГСВ-75 м³ для хранения товарной нефти – 5 ед.;
16. Отстойник воды горизонтального гидрофобного типа ОБГ-Г-50 – 1 ед.;
17. Вихревой электронасос для пресной воды РКм 60 с электродвигателем PEDROLLO – 1 ед.;
18. Автоматизированная система налива для нефти/воды АСН-2В(О-КМ-1)У2 – 2 ед.;
19. Емкость для хранения дизельного топлива V=25 м³ – 1 ед.;
20. Подземная дренажная емкость с погружным насосом ЕП-5-1600-1 - 1 ед.

Описание технологического процесса

Сбор и транспорт нефти на месторождении Сагиз 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 тестовый замер, либо в систему подготовки.

Газожидкостная смесь, направляемая в линию замера (тестирования), поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1600, объёмом $V = 12.5 \text{ м}^3$, с давлением 2 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-3000, объёмом $V=100 \text{ м}^3$ с

давлением 2 бар. Далее, нефтяная эмульсия с линий выхода от двух сепараторов проходит через подогреватель ПП-0,63А, где нагревается до $\approx 80^{\circ}\text{C}$. В общий поток продукции скважин дозируется химический реагент с блока дозирования БДР-ОЗНА-2.5. Тип реагента - деэмульгатор «Дисолван».

Нефтяная эмульсия после НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000 направляется во вторичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1,4-2000, объёмом $V=25\text{ м}^3$ для отстаивания воды и обессоливания, и далее подается под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м^3 . После чего нефть откачивается в горизонтальные емкости РГСН-75 м^3 (5 ед.), при условии соответствия качества товарной нефти, или на другой РГСН-75 м^3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

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

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1600, НГСВ 2-1,4-3000 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется под собственным давлением в отстойник воды ОВГ-Г-50 м^3 , где происходит сбор нефтяной пленки с поверхности воды. Далее подготовленная к закачке вода накапливается в емкости РГСН-100 м^3 и по мере заполнения откачивается на автоматизированную систему налива АСН-2В. Также предусмотрена возможность нагнетания воды в пласт насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрен блок дозирования химических реагентов БДР-2 (коагулянт и флокулянт) и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ.

Выделяющийся в сепараторах НГСВ 2-1,4-1600 и НГСВ 2-1,4-3000 попутный газ направляется в газовый сепаратор ГС 1-1,6-800 для отделения капельной влаги при рабочем давлении 2 бар. Давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ. Далее газ используется в качестве топлива в подогревателе нефти типа ПП-0.63А, в газопоршневых генераторах электричества САТ G3512LE мощностью 725 кВт и используется для поддержания работы факельной установки в дежурном режиме. Сброс с ППК 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). Товарная нефть перевозится на УПН Жана Макат месторождения Восточный Макат для дальнейшей транспортировки и реализации.

Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки добываемого сырья месторождения Сагиз Западный приведена на рисунке 3.9.1.

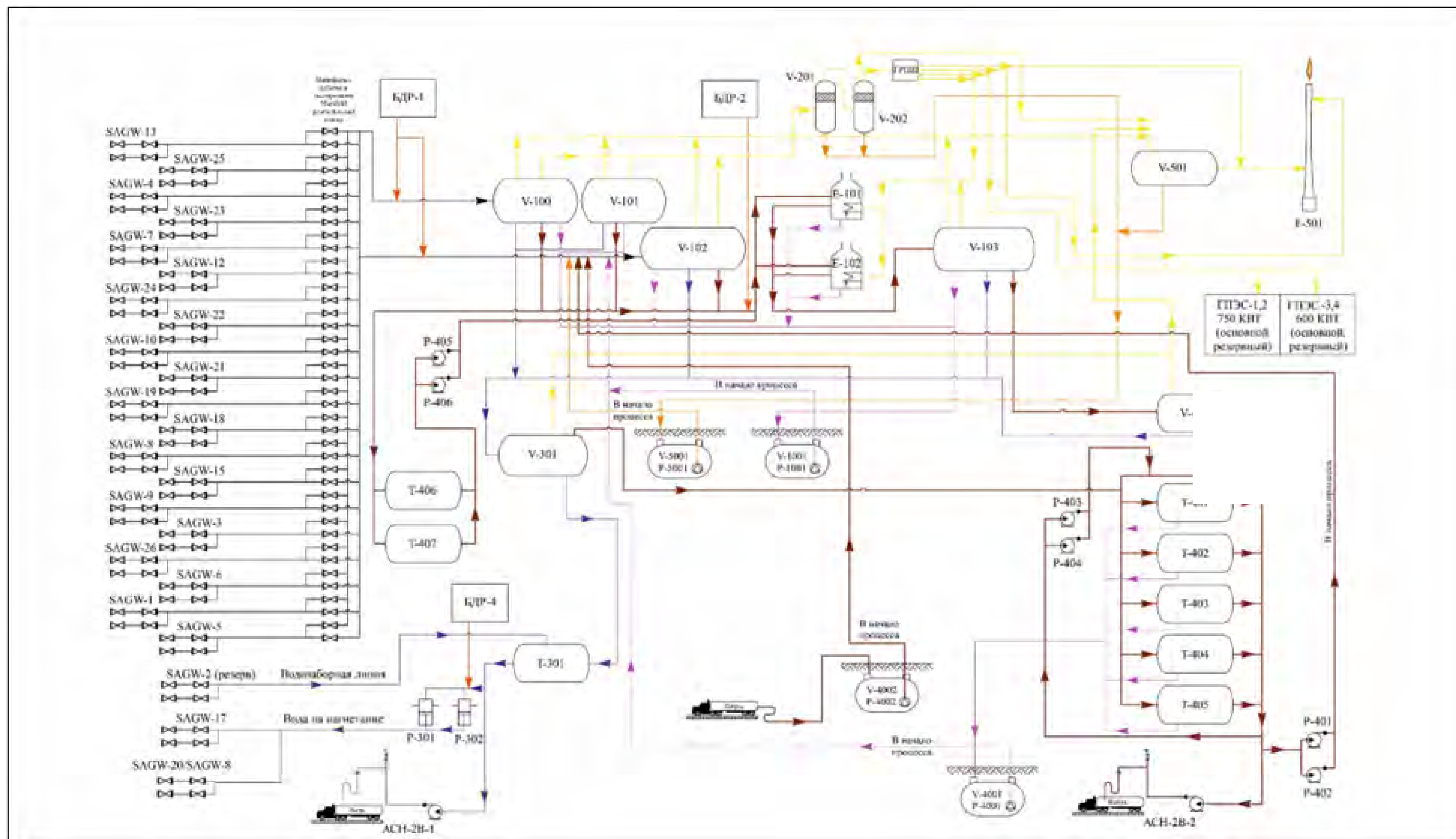


Рисунок 3.9.1 — Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки добываемого сырья месторождения Сагиз Западный

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

Попутный нефтяной газ месторождения Сагиз Западный за последние 5 лет использовался на собственные нужды в качестве топлива для подогревателя входящей жидкости ПП-0,63А (2 ед.), а также в газопоршневых генераторах электричества (ГПЭС-1 и ГПЭС-2) модели CAT G3512LE.

В таблице 3.10.1 приведена динамика изменения утилизации сырого газа за последние 5 лет (2020-2024 гг.) и за январь-октябрь 2025 г.

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

Наименование	Годы					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (10 мес)
Добыча газа, м ³	1 450 356	1 316 431	2 730 363	3 318 710	3 232 381	2 452 522
Использование сырого газа на собственные нужды, м ³ в т.ч.:	1 184 857	1 230 391	2 598 963	3 187 310	3 100 630	2 343 454
Печи подогрева, м ³	155 796	243 524	385 421	369 699	337 734	228 592
ГПЭС, м ³	648 207	986 867	2 213 541	2 817 611	2 762 896	2 114 862
Сожжено газа на факелах, м ³	265 499	86 040	131 400	131 400	131 751	109 068
Утилизация, %	81,7	93,4	95,15	96,04	95,92	95,96

* - за январь-октябрь 2025 г.

Отчет об исполнении Программы развития переработки сырого газа по месторождению Сагиз Западный за 2024 г. по форме №1-ФОП, утвержденной приказом Министра энергетики РК от 05.05.2018 г. № 166, представлен в Приложении А.

4 ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМА СЖИГАНИЯ СЫРОГО ГАЗА

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

Месторождение Сагиз Западный введено в промышленную разработку в связи с завершением срока пробной эксплуатации. Таким образом, дальнейшее проведение пробной эксплуатации не предусматривается и соответственно не предусматривается сжигание сырого газа при пробной эксплуатации.

$$2026 / 2027 / 2028 \text{ год } V_{IV} = 0 \text{ м}^3$$

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

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

$$2026 / 2027 / 2028 \text{ год } V_V = 0 \text{ м}^3$$

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

На этапе промышленной эксплуатации сжигание сырого газа на рассматриваемом месторождении по данному пункту не предусмотрено.

$$2026 / 2027 / 2028 \text{ год } V_6 = 0 \text{ м}^3$$

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

На этапе промышленной эксплуатации сжигание сырого газа на рассматриваемом месторождении по данному пункту составит:

$$2026 / 2027 \text{ год } V_7 = 131\,400 \text{ м}^3$$

$$2028 \text{ год } V_7 = 131\,760 \text{ м}^3$$

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

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

$$2026 / 2027 / 2028 \text{ год } V_8 = 0 \text{ м}^3$$

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

На этапе промышленной эксплуатации сжигание сырого газа на рассматриваемом месторождении по данному пункту не предусмотрено.

$$2026 / 2027 / 2028 \text{ год } V_9 = 0 \text{ м}^3$$

5 ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЫРОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

На месторождении Сагиз Западный для обеспечения утилизации попутного газа предусмотрено его использование на собственные промысловые нужды.

В 2026-2028 гг. попутный газ также будет использоваться в качестве топлива для подогревателей входящей жидкости типа ПП-0.63А (1 в работе, 1 в резерве) и газопоршневых генераторов электричества типа САТ G3512LE мощностью 725 кВт (ГПЭС-1 и ГПЭС-2). Кроме того, базовым проектным документом (ДПР 2025 г.) предусмотрен ввод дополнительных двух газовых генераторов электричества типа САТ CG132-12 мощностью 600 кВт (ГПЭС-3 и ГПЭС-4).

Согласно паспортным данным (Приложение Б) расход газа при 100 % нагрузке составит: - для печей ПП-0,63А – 100 м³/час; - для ГПЭС САТ G3512LE – 221 м³/час; для новых ГПЭС САТ CG132-12 - 150 м³/час. Расчет годового потребления газа производится с учётом паспортных среднечасовых расходов оборудования, включая сезонные и пиковые колебания.

В таблице 5.1.1 представлены прогнозные расходы попутного газа по газовым потребителям на 2026-2028 гг.

Таблица 5.1.1 - Объемы потребления сырого газа на собственные нужды на 2026-2028 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 - 0.63 А	1	0	8328	347	52,5	437 464
Подогреватель ПП - 0.63 А	0	1	432	18	52,5	22 693
ГПЭС-1,2 - 725 кВт	2	0	8328	347	183	3 048 048
ГПЭС-3 – 600 кВт	1	0	4392	183	119,0	522 648
ГПЭС-4 – 600 кВт	1	0	4368	182	119,0	519 792
ИТОГО						4 550 645
на 2027 год						
Подогреватель ПП - 0.63 А	1	0	8328	347	57,4	477 637
Подогреватель ПП - 0.63 А	0	1	432	18	57,4	24 777
ГПЭС-1,2 - 725 кВт	2	0	8328	347	207	3 447 792
ГПЭС-3 – 600 кВт	1	0	6552	273	119,0	779 688
ГПЭС-4 – 600 кВт	1	0	6552	273	119,0	779 688
ИТОГО						5 509 582
на 2028 год						
Подогреватель ПП - 0.63 А	1	0	8352	348	57,9	483 880
Подогреватель ПП - 0.63 А	0	1	432	18	57,9	25 028
ГПЭС-1,2 - 725 кВт	2	0	8328	347	207	3 447 792
ГПЭС-3 – 600 кВт	1	0	6792	283	149,0	1 012 008
ГПЭС-4 – 600 кВт	1	0	6792	283	149,0	1 012 008
ИТОГО						5 980 716

Технологическая схема утилизации сырого газа на УПН Сагиз Западный представлена на рисунке 5.1.

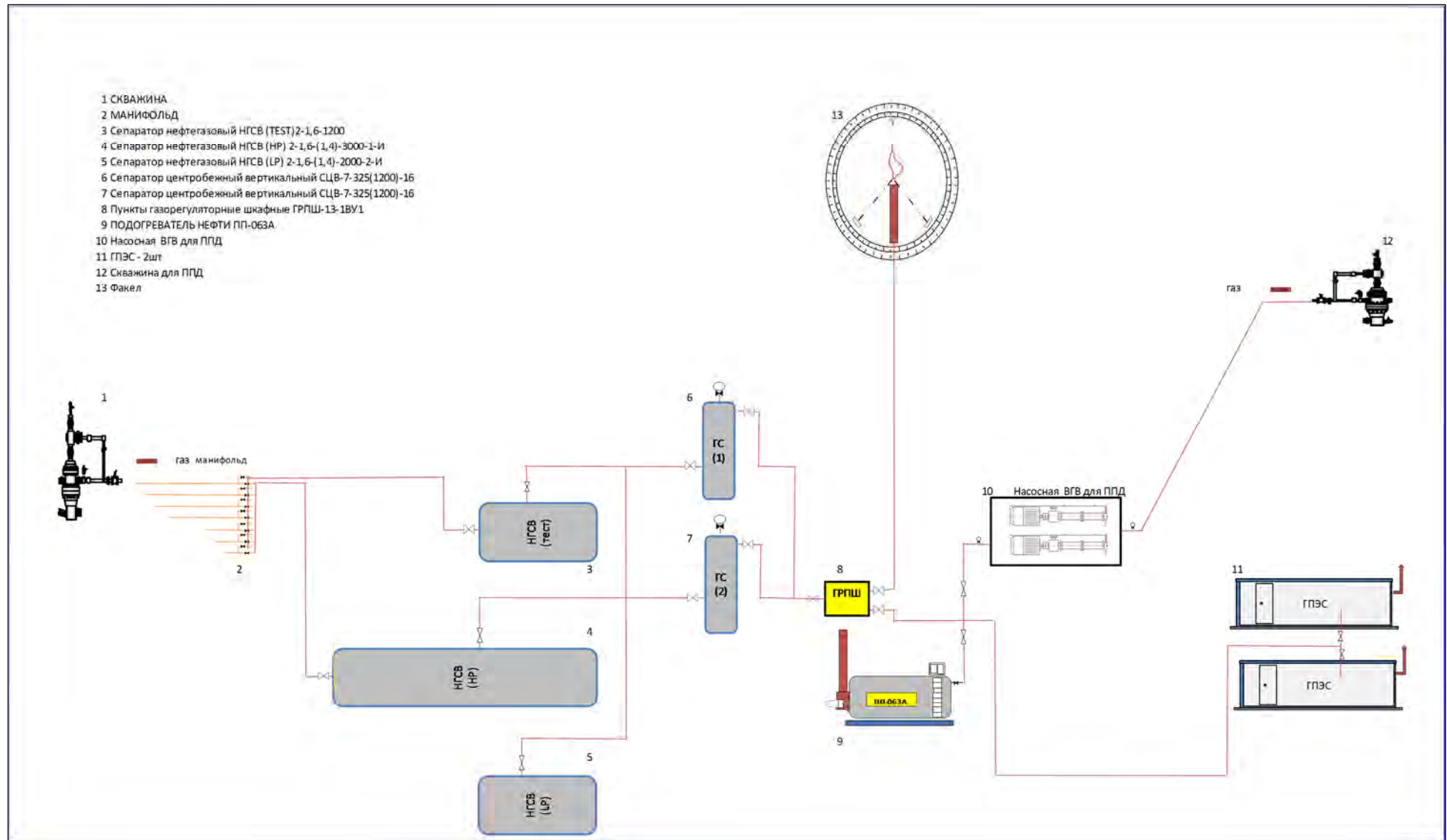


Рисунок 5.1 - Технологическая схема утилизации сырого газа на УПН месторождения Сагиз Западный

6 БАЛАНС СЫРОГО ГАЗА

В таблице 6.1 Представлен Баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный на 2026–2028 гг., рассчитанный в соответствии с ожидаемыми показателями по добыче газа из утверждённого «Дополнения к проекту разработки месторождения Сагиз Западный» и уточнёнными объёмами его потребления на собственные нужды, с учётом технологически неизбежного сжигания газа.

Таблица 6.1 – Баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный на 2026-2028 гг.

Год	Добыча газа, м ³	Использование газа на собственные нужды, м ³	Технологические потери газа, м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (V _v), м ³					Утилизация, %
				V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _v	
2026	4 697 000	4 550 645	14 955	0	131 400	0	0	131 400	97,2
2027	5 659 000	5 509 582	18 018	0	131 400	0	0	131 400	97,7
2028	6 132 000	5 980 716	19 524	0	131 760	0	0	131 760	97,9

7 ПЛАНЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРОГО ГАЗА

На месторождении Сагиз Западный используется сырой газ на собственные нужды.

В 2026 г. базовым проектным документом (ДПР 2025 г.) предусмотрен ввод дополнительных двух газовых генераторов электричества типа CAT CG132-12 мощностью 600 кВт (ГПЭС-3 и ГПЭС-4).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Баланс сырого газа по месторождению Сагиз Западный на 2026-2028 гг. составлен на основе утвержденных показателей базового проектного документа «Дополнение к Проекту разработки месторождения Сагиз Западный» (*Протокол ЦКРР РК № 67/13 от 23.10.2025 г.*).

Проектные объемы добычи сырого газа составляют:

- на 2026 год – **4 697 000 м³**;
- на 2027 год – **5 659 000 м³**;
- на 2028 год – **6 132 000 м³**.

Объемы технологически неизбежного сжигания сырого газа составляют:

- на 2026/2027 годы – **131 400 м³**;
- на 2028 год – **131 760 м³**;

Утилизация сырого газа составит:

- в 2026 году – **97,2 %**;
- в 2027 году – **97,7 %**;
- в 2028 году – **97,9 %**.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

№ 12-1-0/7681-ин от 20.11.2025

**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

67/13

23 октября 2025 года

Председательствовал:

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

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Искачиев К.О., Хасанов Б.К., Исламбаев Б.А., Тралдиев М.М., Абдрахманов Н.Б., Нурмаганбетов Ж.Д., Герштанский И.О., Жалдай Н.К.
Принимали участие посредством видеоконференции	Утегалис С.А., Буржитов У.С., Абытов Ф.Х., Утеев Р.Н.
Отсутствовали	Досмухамбетов М.Д., Байбатыров М.Ж., Бегимбетов О.Б.

Наименование недропользователя:	ТОО «Jasyl Energy»
Дата, номер и срок действия контракта:	Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Сагыз Западный № 4947-УВС от 13 июля 2021 г. Срок действия контракта до 1 сентября 2034 г.
Наименование проектной организации:	ТОО «НПЦ»
Наименование проектного документа:	«Дополнение к проекту разработки месторождения Сагыз Западный»
Независимые Эксперты:	Анакаев Ж., Дингуатов С.К.
Текущее состояние:	В 2014 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.)» (протокол ГКЗ РК 1430-14-П от 27.06.2014 г.). В 2014 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Сагыз Западный (по состоянию изученности на 01.06.2014 г.)» (протокол ЦКРР МННГ РК № 52/28 от 17.10.2014 г., письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27-5-1308-н от 14.11.2014 г.). В 2016 г. составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Сагыз Западный (по состоянию изученности на 01.07.2016 г.)» (письмо Комитета геологии и недропользования МИР РК № 27-5-2457-н от 13.12.2016 г.). В 2019 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Сагыз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)» (протокол ЦКРР РК № 11/10 от 28.06.2019 г.).



PDF ID: KZ000102025015925879048204
Электронный документ подписан в соответствии с Законом

Анализ 11.2025 № 10. Юридический документ. Версия 1.00. Документальный ресурсный центр ЦКРР
PDF ID: KZ000102025015925879048204

В 2020-2021 г.г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)» (протокол ГКЗ РК № 2301-21-У от 27.04.2021 г.).

В 2021 г. составлен «Проект разработки месторождения Сагиз Западный (по состоянию изученности на 01.01.2021 г.)» (протокол ЦКРР РК № 14/4 от 25.06.2021 г.).

В 2023 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» (протокол ЦКРР РК № 45/4 от 23-24.11.2023 г.).

В 2024 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» (протокол ЦКРР РК № 57/19 от 21-22.11.2024 г.).

По состоянию на 01.01.2025 г. пробуренный фонд составил 24 ед., из них в добывающем фонде – 12 ед., в нагнетательном фонде – 1 ед., в консервации – 7 ед., в испытании – 2 ед., в ликвидированном фонде – 2 ед.

По состоянию на 01.01.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 230,9 тыс. т., жидкости 288,7 тыс. т., газа 34,7 млн. м³. Отбор от НИЗ – 36,7 %. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,083 д. ед., при конечном утвержденном коэффициенте извлечения нефти 0,226 д. ед.

Принципиальные положения проектного документа:

В рамках отчета рассмотрены 3 варианта разработки.

Вариант 1 разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Ib) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты – на режиме истощения пластового давления; упругом режиме и режиме растворенного газа. В целом по месторождению Сагиз Западный предусматриваются следующие мероприятия по регулированию процесса разработки: продолжение эксплуатации действующих скважин; дополнительный ввод из бурения двух проектных эксплуатационных вертикальных добывающих скважин (САГЗ-22 и САГЗ-24); ввод в эксплуатацию из бездействия пяти скважин (САГЗ-3, САГЗ-5, САГЗ-7, САГЗ-8 и САГЗ-21); ввод в эксплуатацию из консервации 4 скважин (САГЗ-4, САГЗ-13, САГЗ-17 и САГЗ-18); переводы скважин из одних объектов на другие всего 19 скважино-операций в десяти скважинах (САГЗ-1, САГЗ-5, САГЗ-6, САГЗ-7, САГЗ-12, САГЗ-15, САГЗ-18, САГЗ-19, САГЗ-22 и САГЗ-24); перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты (САГЗ-8 и САГЗ-17); перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд (САГЗ-20).

Вариант 2 (рекомендуемый) идентичен предыдущему варианту 1 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной добывающей скважины САГЗ-27 с наклонно-направленным стволом, а также зарезку бокового ствола из существующей добывающей скважины САГЗ-26 БС на III-й эксплуатационный объект, а также связанные с этим скважинами переводы и возвраты с одних объектов на другие.

В рассматриваемом варианте разработку I-го (блок II) и III-го (блок I+Ib) эксплуатационных объектов предусматривается вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды, а остальные эксплуатационные объекты режиме истощения пластовой энергии – упругом режиме и режиме растворенного газа. Предусматривается использовать существующие эксплуатационные скважины, а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения 3 проектных добывающих скважин, и зарезка бокового ствола из существующей скважины. Дополнительно предусмотрен перевод 2 добывающих скважин в нагнетательный фонд для закачки воды в пласты. Проектные скважины размещаются по равномерной, избирательной схеме, с учетом сложившейся системы размещения скважин.

Период добычи до 2042 г.



DOC ID KZ000102025015925876048004
Электронный документ подписан в соответствии со стандартом

Формат: 11.2025 16.15. Книга «Эксплуатационный фонд» (Серия: Ц.М. - Документы) 7.2.2.1. (Наименование документа: 2011)
DOC ID KZ000102025015925876048004

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования составляет 304 541,3 тыс. тенге.

Вариант 3 идентичен предыдущему варианту 2 по реализации мероприятий по регулированию процесса разработки, и предусматривает дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения одной эксплуатационной нагнетательной скважины САГЗ-28 на I-й эксплуатационный объект, а также перевод в нагнетательный фонд добывающей скважины САГЗ-27 на I-й эксплуатационный объект.

Рекомендации и замечания:

Независимый эксперт Апакаев Ж.:

отметил, что месторождение находится на второй стадии разработки. На 01.01.2025 г. в разработке находятся три основных объекта: I, III и IV. Разработка всех объектов ведется на естественном режиме, кроме I объекта, где в блоке 2 в 2023 г. начата закачка воды в одну скважину для ППД. Текущий КИН - 8,3 %, выработка запасов нефти - 37%, обводненность - 27 %. Пробурено 24 скважины, в том числе 11 скважин - наклонно-направленные. Фонд добывающих скважин составляет 12 ед., действующих - 9, в испытании - 2, в консервации и бездействии - 10 ед. Фонд нагнетательных - 1 скважина;

отметил, что энергетическое состояние залежей. В динамике пластовое давление по всем объектам в период пробной эксплуатации в 2014-2017 г.г. снизилось ниже $P_{нас}=13,0$ МПа. Текущее пластовое давление по объектам в данном «Дополнении...» оцениваются 10,9-12,8 МПа при $P_{нас}=9,7-13,1$ МПа. Это средний уровень текущего $P_{пл}$ по имеющимся замерам и не основаны на картах изобар;

отметил, что в период 2022-2023 г.г. добыча нефти из месторождения соответствует проектной, а в 2024 г. - меньше проектной на 27 %, что связано с меньшим действующим фондом скважин (половина добывающего фонда находится в консервации и бездействии). Проектная добыча нефти по месторождению выполняется в основном за счет I объекта, где отборы превышают проектные;

отметил, что в ДПР проведены анализ и обобщение режимных ГДИС. Оценки рекомендуемых забойных давлений не вызывает особых возражений. Следует учесть также, что ГДИ проведены в течение 13 лет при разных $P_{пл}$ и $P_{нас}$ и рекомендуемые $P_{заб}$ разные по одному и тому же горизонту от 2,8 до 9,4-12 МПа, а даже по одной той же скважине $P_{заб.реком} = 12,0$ МПа в 2014 г. и 5,07 МПа в 2023 г. (скв. 10);

отметил, что в ДПР рассмотрены два варианта разработки месторождения. Рекомендуемый вариант 2 учитывает основные положения действующего ПР-2022 г., следуя которым выделен новый, шестой объект - T-VII горизонт, где выявлена новая залежь нефти. ДПР предусматривает также бурение 3 новых вертикальных добывающих скважин и одной скважины с бурением бокового ствода, а также проведение дополнительных ГТМ, в т.ч. 19 скважино-операций в 10 скважинах по переводу между объектами эксплуатации. Для поддержания пластового давления на двух блоках I и III объектов предусмотрена закачка воды в пласт в 2 нагнетательные скважины;

отметил, что в ДПР объекты рассмотрены не как единый резервуар, а учтены их реальное геоблокное строение с самостоятельными залежами нефти и состоянием выработки. Оценка остаточных запасов нефти также выполнен по каждому из блоков на шести объектах. Такие оценки имеют значение при необходимости бурения новых скважин и проведении других ГТМ для выработки запасов;

отметил, что недропользователем планируется за 2025-2027 г.г. увеличить действующий фонд скважин до 20 ед., включая бурение 3 новых. Предусматривается многократные переводы скважин между объектами и увеличение количества скважино-объектов до 41 ед. к 2032 г. Эти мероприятия, особенно последние вызывают сомнение в выполнении в полном объеме, соответственно в достижении за счет них проектной добычи нефти;

отметил, что недропользователь не уделяет должного внимания на работу с фондом скважин (10 скважин находятся в бездействии и консервации на 01.01.2025 г.);



DOC ID: KZ000102025015925879048204
Электронный документ подписан в соответствии с законодательством Республики Казахстан

Примечание: При изменении содержания документа, версия документа будет изменяться. DOC ID: KZ000102025015925879048204

рекомендует принять меры обеспечить проектное количество действующих скважин и стабильную их работу в течение года;

отметил, что на месторождении значимое несоответствие между промышленным газовым фактором (ГФ) и газосодержанием пластовой нефти (ГС), утвержденным ГКЗ. Промысловый ГФ в 2021-2024 г.г. составляют 73-105 м³/т, против ГС-119-121 м³/т в ПЗ-2025 г. Недропользователю рекомендуется учесть и принять меры по контролю за газовым фактором и устранению причин несоответствия между ГФ и ГС нефти;

отметил, что контроль за разработкой недостаточный. Пластовые давления замеряются меньше нормы. Рекомендуется выполнить исследования по контролю в полном объеме;

рекомендует к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений Республики Казахстан на 2025-2029 г.г.

Независимый эксперт Дингуатов С.К.:

отметил, что после подсчета запасов нефти и газа (2021 г.), на месторождении были пробурены 10 скважин (САГЗ-15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 25 и 26) в пределах блоков I, Iб, Iа, Iс, II, IV, IVа и Va, по результатам которых дополнительно установлены 9 нефтяных и 1 газовая залежи;

отметил, что в 2025 г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Сагыз Западный (по состоянию изученности на 02.01.2025 г.)», который утвержден ГКЗ РК (протокол № 2765-2025-У от 27.08.2025 г.). Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по сравнению с ранее утвержденными запасами в целом по месторождению увеличились на 722,2 тыс. т. (или на 34,9 %) и на 173,9 тыс. т. (или на 38 %) соответственно. При этом коэффициент извлечения нефти увеличился незначительно (всего на 0,005 п. ед.);

отметил, что некоторые продуктивные горизонты по керну не изучены (Т-I, Т-VI и Т-VII), либо очень слабо изучены (Т-IV), что требует дополнительных отборов и анализов керна с проведением стандартных и специальных исследований;

отметил, что в целом, недропользователь осуществляет отбор и анализ дополнительных проб нефти в пластовых и поверхностных условиях, которую необходимо продолжить, для уточнения и дополнения имеющихся результатов. Необходимо произвести отбор и анализ глубинных проб нефти по горизонтам Т-I, Т-III, Т-V и Т-VI, которые в настоящее время все еще не охвачены исследованиями;

отметил, что в 2024 г. составлен «Анализ разработки месторождения Сагыз Западный» (АР-2024 г.), с уточнением проектные технологические показатели разработки на 2025 г. и согласован ЦКРР МЭ РК;

отметил, что по всем эксплуатируемым объектам наблюдается снижение текущего пластового давления по сравнению с начальным, и текущие пластовые давления по объектам II, III и IV можно считать на уровне давления насыщения, а по I объекту ниже на 16 %. Средние забойные давления по скважинам всех эксплуатационных объектов остаются ниже давления насыщения;

отметил, что в рамках данного отчета, авторы выполнили определение рационального (оптимальный) забойного давления по скважинам, которых рекомендуют придерживаться недропользователю;

отметил, что на дату составления данного отчета, все выявленные продуктивные горизонты охвачены гидродинамическими исследованиями, во, несмотря на это, необходимо продолжить проведение исследований и придерживаться периодичности выполнения ГДИС;

рекомендует продолжить прямые замеры пластовых и забойных давлений, а также замеры статических и динамических уровней для определения динамики энергетического состояния объектов;



DOC ID K20001025015925879048204
Электронный документ подписан в DocuSign® Business

Форм. 21-11/2025 (в ред. приказа Минприроды России от 10.05.2024 № 10/2025-У) | Выпущено 17.12.2025 | Идентификационный номер документа: 2025-0111
DOC ID K20001025015925879048204

отметил, что на месторождении с начала разработки пробурено 24 скважины, из них в эксплуатационном фонде 12 ед., в том числе действующие 9 ед., в бездействии 3 скважины, в консервации 7 скважин. В испытании объектов находятся 2 скважины. Ликвидированы по геологическим причинам 2 скважины;

отметил, что месторождение Сагиз Западный введено в промышленную разработку с сентября 2021 г., согласно утвержденного «ПР-2021 г.» (протокол ЦКРР № 14/4 от 25.06.2021 г.), где выделено пять эксплуатационных объектов разработки, из них, на дату составления данного проекта разрабатываются 4 объекта, в разработку не введена V объект. I-й объект (горизонты T-I-T-II) эксплуатируется с поддержанием пластового давления (ПВД);

отметил, что в целом, за период 2023-2024 г.г., предусмотренные проектные добавляющие скважины хотя и с задержкой, но были пробурены;

отметил, что добыча нефти по месторождению Сагиз Западный за период 2022-2023 г.г. обеспечивалась за счет I-го объекта, по остальным объектам фактические уровни добычи нефти в эти годы не достигаются. Добыча нефти за 2024 г. (35,4 тыс. т.) меньше проектного на 12,9 тыс. т. (48,3 тыс. т.), по причине меньшего действующего фонда (9 ед. против проектного 14 ед.), и меньшего дебита нефти (8,5 т/сут против проектного 9,7 т/сут). Закачка воды намного отстает от проектного, из-за низкой приемистости породы в 2 раза;

отметил, что недропользователю необходимо более тщательно работать с фондом скважин, с целью недопущения преждевременного прорыва газа из газовой шапки, а также придерживаться оптимальных режимов работы скважин;

отметил, что с начала разработки по месторождению Сагиз Западный добыто 230,9 тыс. т. нефти, что составляет 36,7 % от утвержденных извлекаемых запасов, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,083 д.ед.;

отметил, что в проекте обосновано выделение 6 самостоятельных объектов и рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся объемом планируемых ГТМ и объемом бурения;

отметил, что с точки зрения технологических показателей и экономической эффективности, предпочтительным является вариант 2, который рекомендован к реализации;

отметил, что недропользователю необходимо строго соблюдать все рекомендации данного проекта для достижения проектных показателей разработки;

рекомендует каждые три года рекомендуется проводить анализ разработки, включающий полный обзор выполненных работ, с последующим представлением результатов на рассмотрение ЦКРР РК;

рекомендует 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 рамках представленного проектного документа предусматривается ввод из бурения в 2026 г. 2 добывающих скважин, в 2027 – 2 ед.;

отметила, что задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью установления их промышленной значимости, и при получении положительных результатов, перевод запасов нефти из категории C₂ в промышленную категорию C₁. Решение данного вопроса планируется возложить на ранее пробуренные и на эксплуатационные скважины, планируемых в рамках настоящего проекта, вскрытием перфорацией продуктивных интервалов и освоение объектов опробования;

отметила, что в рамках представленного проектного документа предусматривается следующие мероприятия:



ОСС ID K2000102025015021879046204
Электронный документ подписан в DocuSign® Software

Итого: 211, 2023.08.15. Имя: неопределено, должность: неопределено, IP-адрес: 173.50.255.102, DocuSign ID: K2000102025015021879046204, DOC ID K2000102025015021879046204

30



Министерство энергетики Республики Казахстан - Жұман К.Т.

DOC ID KZ0001020250159258790482D4
Электронный документ подписан в Документовой Визитке
21.11.2025 08:15. Книга: «Электронный документ. Версия 1.0». Документовед 7.22.2. Показательный результат проверки ЭЦП



№ 13-1-0/7782-вн от 13.12.2024

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

Протокол № 27/6-1

*г. Астана**13 декабря 2024 года***Участовали:**

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;

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

Рустанов 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»:

Рзиева З.А. – Генеральный директор;

Аблаев К.Ж. – Директор по производству;

Сугуров М. – Главный геолог;

Чеботарев С.Ю. – Начальник отдела по разработке проектов.

Дата: 13.12.2024 17:43. Книга электронного документа. Вкладка СЗД. Документ № 7.22.2. Подписанный документ. 3/111

1) Цель обращения недропользователя:

Утверждение «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный с технологическими показателями разработки на 2025 год» (далее – Программа).

2) Номер и дата контракта на недропользование:

Дополнение №1 от «02» сентября 2021 года № 4960-УВС к Контракту на добычу углеводородов на месторождении Сагиз Западный в Атырауской области от «13» июля 2021 года № 4947-УВС. Срок действия Контракта до «01» сентября 2034 года.

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

«Анализ разработки месторождения Сагиз Западный» по состоянию изученности на 01.07.2024 г. (Протокол ЦКРР РК от «21-22» ноября 2024 года № 57/19).

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

Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный на 2024 г.

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

Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный с технологическими показателями разработки на 2025 год.

Баланс газа (приложение № 1 к настоящему Протоколу).**Проголосовали:**

За – 10 (Тaubaeв Б.Р., Алиев Е.Ж., Бердиев Н.О., Ештай Д.Б., Зкрия Б.Ж., Рустемов Н.А., Казиев Н.М., Бубенцов М.В., Аскарулы Р., Кадыржан А.).

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» «Программу развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный с технологическими показателями разработки на 2025 год с технологическими показателями на 2025 год.

2. В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной

8. 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 «Программы развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Сагиз Западный с технологическими показателями разработки на 2025 год» по итогам 2025 года не позднее 25 января 2026 года.

Б. Таубаев

К. Багытов

[Handwritten signatures and initials]

Приложение № 1
к Протоколу
от «13» декабря 2024 года
№ 27/6-1

Баланс газа на месторождении Сагиз Западный:

Период	Добыча газа, м³	Технологи- ческие потери, м³	Использование газа на собственные нужды, м³			Объём технологически неизбежного сжигания сырого газа (V _в), м³				ИТОГО	Обратная закачка газа в пласт, м³	Утилизация		
			Печи подогрева	ГПЭС	Итого	Сжигание сырого газа на факелах								
						V ₁	V ₃	V ₆	V ₇				V ₈	V ₉
2025	3 401 000	10 829	462 528	2 491 200	2 953 728	0	131 400	0	0	131 400	305 043	96,1		

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- за 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.

30	31	32	33	34	35	36	37
На месторождении Сигиз Западный предусмотрено использование ранее установленных подогревателей нефти (основной и резервный) и газовых генераторов электричества. Дополнительно запроектировано: 1. Водогазовое воздействие с использованием эжекторной установки.	Январь 2024	-	Январь 2024	-	-	Ввод в эксплуатацию эжекторной установки для водогазового воздействия перенесен на 2025г.	В июне 2015г. установлен подогреватель нефти ПП-0.63А. Газовый генератор электричества CAT G35121.E (ГТЭС-1) был введен в эксплуатацию в январе 2020г. Дополнительный газовый генератор электричества CAT G35121.E (ГТЭС-2) был введен в эксплуатацию в июне 2022г. Резервный подогреватель нефти ПП-0.63А установлен в 2023г.
Ввод в эксплуатацию новых объектов утилизации газа на месторождении Кызылжар I Восточный не предусматривался. Запроектировано использование ранее установленных подогревателей нефти (основной и резервный) и газовых генераторов электричества.							В июне 2015г. установлены: подогреватель нефти ПП-0.63А и газовый генератор электричества FG Wilson модели SG240 мощностью 192 кВт. Резервный подогреватель нефти ПП-0.63А установлен в 2022г. Дополнительный газовый генератор электричества CATERPILLAR INC G3512 LE5 установлен в 2023г.
На месторождении Байчунас Западный предусмотрена установка: 1. Газопоршневых генераторов электричества ГПЭС-1, 2; 2. Подогревателя ПП-0.63А для нагрева воды и обогрева.	Апрель 2024 Октябрь 2024	Апрель 2024 Октябрь 2024	Июнь 2024 Октябрь 2024	Июнь 2024 Октябрь 2024	100 100		Газовые генераторы электричества CAT CG132-12 (ГТЭС-1, 2) были установлены и введены в эксплуатацию в июне-июле 2024г. Подогреватель ПП-0.63А установлен и введен в октябре 2024г.

Исполнитель: Чеботарев С.Ю.

(Ф. И. О., подпись)

Телефон +7 701 765 96 33

Руководитель: Равева З.А.

(Ф. И. О., подпись)

Телефон +7 701 512 4465

Главный бухгалтер: Корнилова А.

(Ф. И. О., подпись)

Телефон +7 747 290 02 97

Адрес: г. Алматы, Бостандыкский р-н, ул. Сатпаева, д. 18А

Электронный адрес info@jasyenergy.com

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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



ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

УСТАНОВКА ФАКЕЛЬНАЯ

С АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОИСКРОВОЙ СИСТЕМОЙ РОЗЖИГА

И КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ ЭРКП-01

УФ-Н12-Ду100-h2000-ГФНГ-100-24/2,4-0,5/0,5-А



*Сергей М.Т.
ТОО "Самек
Интернешнл"*

[Handwritten signature]



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

Терв. примен.		Республика Казахстан ТОО «АтырауНефтеМаш» ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПУТЕВОЙ ПП-0,63А Паспорт 2011
Справ. №		
Подпись и дата		
Инв. № дубл.		
Взам. инв. №		
Подпись и дата		
Инв. № подл.		

144

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 (°С)			
	- 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		
	двуокись 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 °С, не более 10 • 10 ⁻⁶ м ² /с (100 сСт).				
ПП-0,63А ПС				Лист
				4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



УТВЕРЖДАЮ

Менеджер по добыче и инжинирингу

ТОО «Самек Интернешнл»

Мустафа Арпаджи

«23» 10 2014 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

На подогреватель ПП-0,63А на УПН месторождения Сагиз 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	°С	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	°С	135	158	177	210
Состав уходящих газов						
14	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
Потери тепла						
17	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

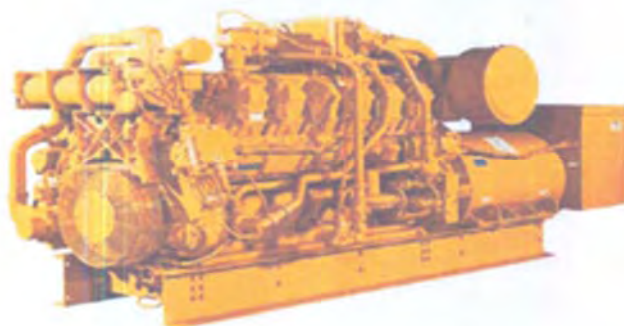
Карту составил гл.инженер по оборудованию
ТОО «Самек Интернешнл»

 М.Т. Сарсенов /
«23» 10 2014 г.



**ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА CATERPILLAR G3512
НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ БЕЗОСТАНОВочная
(СТАЦИОНАРНАЯ)
725 кВт 906 кВА (50 ГЦ 1500 об/мин 400 В)**

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
Серийный номер № CRN00308



2014 г.

ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА

CATERPILLAR®

1. Газопоршневая генераторная установка *Caterpillar G3512* представляет собой двигатель внутреннего сгорания, предназначенного для сжигания газа и передачи крутящего момента на генератор. Установка, предназначена для выработки электрической и тепловой энергии за счет сжигания горючего газа в поршневых двигателях внутреннего сгорания с искровым зажиганием. Установка, может быть, помещена в контейнер. Боковые стены и крыша контейнера имеют звукоизоляцию и термозащиту, уплотнение технологических отверстий станции обеспечивает ее водонепроницаемость.

ПРЕИМУЩЕСТВА CAT® G3512 GAS ENGINE

- Надежная конфигурация блокировки высоких скоростей обеспечивает продолжительный срок службы и малые расходы по владению и эксплуатации.
- Предназначен для максимальной производительности с системой подачи газа низкого давления
- Простая система камеры сжигания газа для надежности и универсальности в отношении топлива
- Передовая технология, применяемая в системе зажигания и контроле топливно-воздушной смеси обеспечивает малый уровень выброса и высокую эффективность двигателя
- Единственный электронный модуль управления следит за всеми функциями двигателя: зажигание, регулятор оборотов и защиту двигателя
- Стационарная установка улучшает характеристики двигателя по обращению с электрической нагрузкой и съемом электричества

ВЫБРОСЫ

- Соответствует положениям большинства мировых требований относительно выбросов в атмосферу, не превышая 250 мг/лм³ по NOx без дополнительной обработки

СПЕЦИФИКАЦИЯ G3512

ГАЗОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ CAT

4-тактный газовый двигатель внутреннего сгорания G3512

SCAC

Число цилиндров V12

Диаметр — мм (дюймов) 170 (6.7)

Длина хода поршня — мм (дюймов) 190 (7.5)

Объем — л (кубических дюймов) 51,8 (3,158)

Коэффициент сжатия 8:1

Надув С Турбонаддувом с Раздельной Схемой доохлаждения

Тип Охлаждения J.W + O.C. A/C

Система питания Низкого давления

Система зажигания Электронный (EIS)

ГЕНЕРАТОР CAT SR4B

Размер рамы 695

Возбуждение постоянный магнит

Шаг 0.6667

Количество полюсов 4

Количество опор 1

Количество подводов 6

Изоляция Класс H

IP-рейтинг брызгозащитный IP22

Выравнивание направляющий вал

Превышение возможностей % от номинального 125%

Сигнала отклонения длины к 3.0%

Резервный комплект Стандарт

повышающего трансформатора CDVR

Стабилизатор напряжения ± 5.0%

Регулирование уровня напряжения ± 0.5%

Стабилизация напряжения, установившийся режим фильтрации ± 0.5%

Регулирование напряжения с 3% ± 0.5%

изменением скорости менее 50

Коэффициент помех проводной связи (КППС) менее 50

ПАНЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ CAT EMSP II+

- Питание 24 В постоянного тока
- Пылезащитное исполнение NEMA 12, IP44
- Запирающаяся навесная дверь
- Подключение клиентов с одного места
- Автомат управления запуска/выключения
- Потенциометр регулирования напряжения
- Система измерения истинных пределов переменного тока, 3 фазная
- Логическая система управления шкала продвинутой и отключения
- Цифровая индикация:
 - Числа оборотов в минуту
 - Часов эксплуатации
 - Давления масла
 - Температуры охлаждающей жидкости
 - Напряжения постоянного тока
 - H-H вольт, H-C вольт, тока фазы, Гн, кВт, КВА, кВтА, кВт-час, %, КПД
 - диагностических кодов системы
- Отключение со световыми индикаторами:
 - Низкого давления масла
 - Высокой температуры охлаждающей жидкости
 - Высокой температуры масла
 - Повышенной частоты вращения
 - Превышение времени запуска
 - Аварийная остановка
 - Высокой температуры всасываемого воздуха (только для двигателей с турбонаддувом и последовательным охлаждением)
 - Синхронизации с учётом детонации (только низкооборотных двигателей)
- Программируемый резервный защита:
 - Сброс/Превышение напряжения
 - Сброс/Превышение частоты
 - Перегрузка по току
 - Обратная мощность
- Резервные СД индикаторы
- Резервные входы сигнализации/отключения

ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА



2.ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ G3512

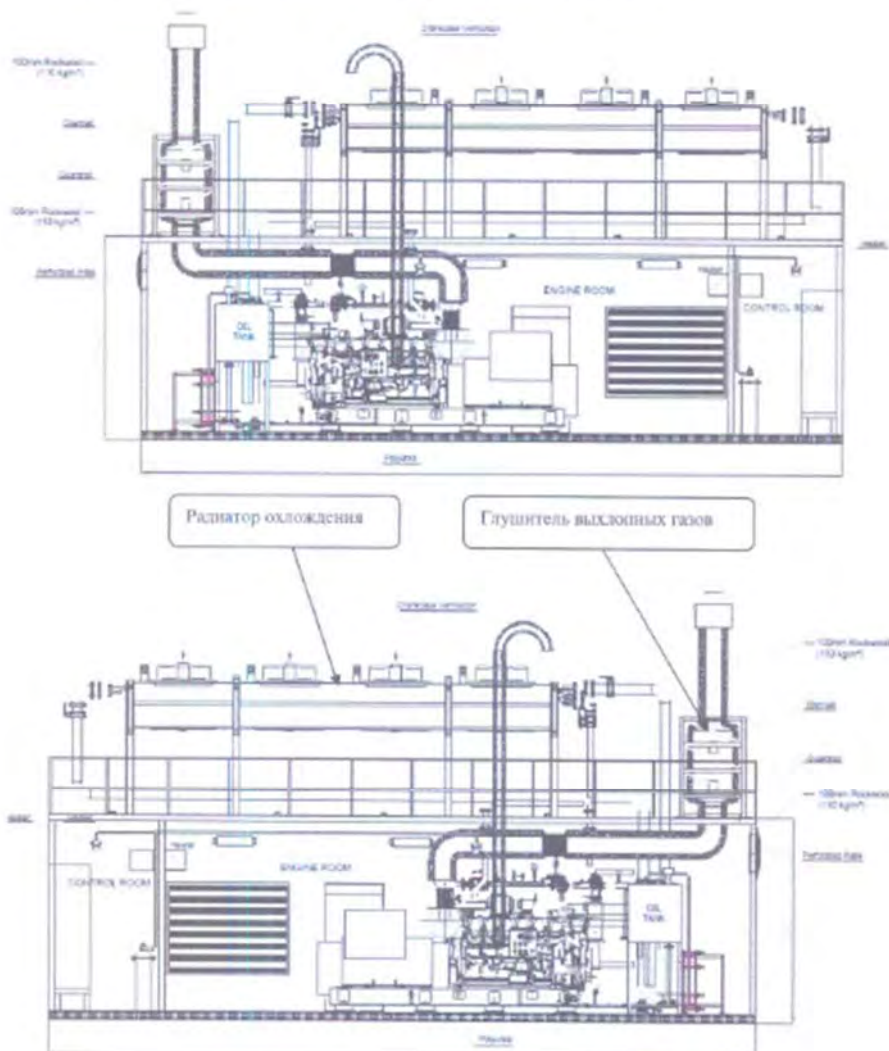
Генераторная установка — 1500 об/мин/50 Гц/400 Вольт		DM 0574
Газогенераторная установка G3512 (стандартная)		
Уровень выхлопных газов (NOx)	мг/м³	Стандартный уровень 54
Выходной окислитель SCAC	Град С	
Характеристики установки (1)		
Номинальная мощность @ 0.8 КПД (с двумя водяными насосами и без вентилятора)	кВт безостановочная	725
Номинальная мощность @ 0.8 КПД (с двумя водяными насосами и без вентилятора)	кВА безостановочная	906
Номинальная мощность @ 1.0 КПД (с двумя водяными насосами и без вентилятора)	кВт безостановочная	732
Электрический коэффициент полезного действия @ 1.0 КПД (ISO 3046/1) (2)	%	34,1
Механическая мощность (с двумя водяными насосами и без вентилятора)	бкВт	758
Расход топлива (3)		
100% нагрузки, без вентилятора	л/час	229
75% нагрузки, без вентилятора	л/мин	175
50% нагрузки, без вентилятора	л/мин	122
Максимальная высота эксплуатации (4)		
При 25° С (77° F) окружающего воздуха, над уровнем моря	М	1006
Система охлаждения		
Температура окружающего воздуха	Град С	25
Температура водяной рубашки (максимум на выходе)	Град С	99
Выхлопная система		
Объем потока подачи воздуха в зону горения	л/мин	57,5
Температура газа из выхлопной трубы	Град С	460
Объем потока газа из выпускной трубы	л/мин	61,3
Отвод тепла (5)		
Отвод тепла на рубашку охлаждения и масляный радиатор	кВт	656
Отвод тепла на воздушный охладитель	кВт	119
Отвод тепла на выхлоп (НТС до 25 град. С)	кВт	598
Отвод тепла на выхлоп (НТС до 120 ° С)	кВт	458
Отвод тепла в атмосферу от двигателя	кВт	80
Отвод тепла в атмосферу от генератора	кВт	32,8
Генератор		
Рама		695
Температура перегрева	Град С	105
Пусковые качества двигателя @ кратковременное понижение напряжения на 30% (6)	кВА	2521
Система смазки		
Стандартный поддон пополнения с заменой фильтра	л	336,9
Выбросы (7)		
NOx @ 5% O ₂ (сухой)	мг/м³	774
CO @ 5% O ₂ (сухой)	мг/м³	710
THC @ 5% O ₂ (сухой)	мг/м³	1082
NMHC @ 5% O ₂ (сухой)	мг/м³	162
Выбросы O ₂ (сухой)	%	8,0

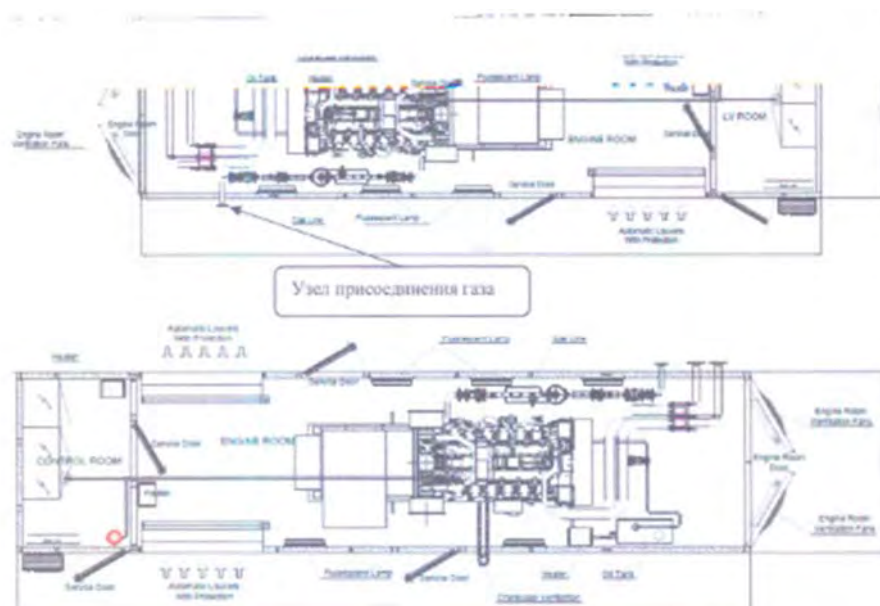
ГАЗОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА



5. ЧЕРТЕЖИ

План с размещением оборудования, вид сбоку с размещением оборудования



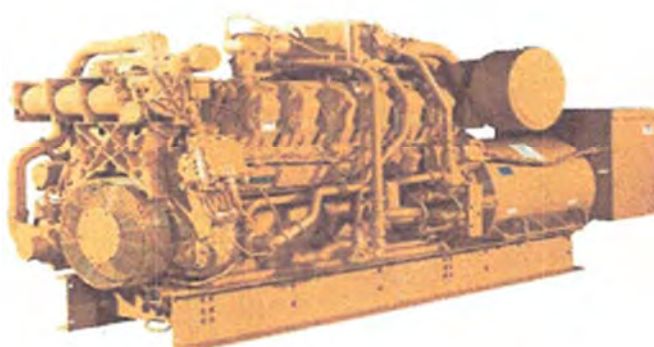


Соснз

CATERPILLAR[®]

**ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА CATERPILLAR G3512
НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ БЕЗОСТАНОВОЧНАЯ
(СТАЦИОНАРНАЯ)
725 кВт 906 кВА (50 Гц 1500 об/мин 400 В)**

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
Серийный номер № CRN00388



2014 г.

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) -3000-1-И

(наименование сосуда)

зав. № 113

изготовлен

27.02.2015г.

(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
1	Давление, МПа	рабочее, не более	1,4
		расчётное	1,6
		пробное при гидравлическом испытании	2,0
2	Температура, °С	рабочая среды	От 0 до плюс 100
		расчётная стенки	Плюс 100
		минимально допустимая стенки аппарата, находящегося под давлением	До минус 40
3	Среда	Состав	Нефть, попутный газ
		Характеристика	Класс опасности – 2 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		100
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		15300
	диаметр		3000
	высота		3630
11	Масса аппарата при гидроиспытании, кг, не более		121 000
12	Масса аппарата, кг.		21000

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
1	Давление, МПа	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 диаметр высота		9900 2000 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 гидроиспытании,		3400 10 000



ПАСПОРТ
СОСУДА, РАБОТАЮЩЕГО ПОД ДАВЛЕНИЕМ

СДЖ 150.16-1-1.00.00.000 ПС

Регистрационный № 29

При передаче сосуда другому владельцу вместе с сосудом передается настоящий паспорт

1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ

Наименование частей сосуда		корпус		
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		1,6 (16)		
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)		1,6 (16)		
Пробное давление испытания, МПа (кгс/см ²)	гидравлического	2,0 (20)		
	пневматического	-		
Рабочая температура среды, °С		300		
Расчетная температура стенки, °С		300		
		Минус 40		
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		Минус 40		
Наименование рабочей среды		Продукты нефтеперера- ботки		
Характеристика рабочей среды	Класс опасности	1, 2, 3 и 4		
	Взрывоопасность	да		
	Пожароопасность	да		
Прибавка для компенсации коррозии (эро- зии), мм		2		
Вместимость, м ³		0,13		
Масса пустого сосуда ¹ , кг		330		
Максимальная масса заливаемой среды ¹ , кг				
Расчетный срок службы сосуда, лет		20		

¹ Для сосудов со сжиженными газами.





Республика Казахстан
ТОО «АтырауНефтеМаш»

Паспорт

сосуда, работающего под давлением

Заводской номер 52

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСУДА

Наименование рабочего пространства		Корпус
Характеристика		
Рабочее или условное давление, МПа		1,45
Расчетное давление, МПа		1,6
Пробное давление, МПа	гидравлическое	2,2
	пневматическое	0,4...0,6
Испытательная среда		вода
Температура испытательной среды, °С		18
Внутренний диаметр, мм		1000
Длина (высота), мм		3760
Наименование рабочей среды		Нефть, нефтепродукты
Внутренний объем, м ³		2
Число циклов нагружения за весь срок службы, не более		10 ³
Масса пустого сосуда, кг		1648





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

42 1381

Газовый Генератор



ДАТЧИК РАСХОДА ГАЗА ДРГ.М 400

ПАСПОРТ
311.01.00.000 ПС.

№ 14561

ВНИМАНИЕ! Датчик расхода ДРГ.М 400
Зав. № 14561 выполнен в конденсатостойчивом
исполнении
ОТК _____ М.П. _____
подпись, дата 17.08.2010



г. Тюмень

Датчик расхода ДРГ-М-400 311.01.00.000 зав. № 14566
 Страна-изготовитель Россия
 Предприятие-изготовитель ОАО ИФЭ "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 измеренной среды в диапазоне, МПа	Диапазон эксплуатационных расходов Q (при рабочих условиях), $м^3/ч$	
		наименьший Q_{min}	наибольший Q_{max}
ДРГ-М-160/80	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	2 1	80
ДРГ-М-160	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	8 4	160
ДРГ-М-400	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	20 10	400
ДРГ-М-800	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	40 20	800
ДРГ-М-1600	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	80 40	1600
ДРГ-М-2500	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	125 62,5	2500
ДРГ-М-5000	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	250 125	5000
ДРГ-М-10000	от 0,0 до 0,05 от 0,05 до 2,5	500 250	10000

Примечания
 1 Датчик расхода допускает "перегрузку" по расходу в пределах от Q_{min} 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.

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

2

311.01.00.000 ПС

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

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

2.4 Основан приведенная погрешность преобразования датчика расхода по токовому выходу в диапазоне эксплуатационных расходов не превышает $\pm 1,5\%$.

2.5 Дополнительная погрешность датчика расхода от изменения температуры измеренной среды от 20 °С до любого значения в диапазоне от 50 до 250 °С, не более $\pm 0,065\%$ 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 допустимое 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, $м^3$ 10^{-2} ;
- цена импульса для типоразмеров ДРГ-М-400, -800, -1600, $м^3$ 10^{-3} ;
- цена импульса для типоразмера ДРГ-М-160/80, -160, $м^3$ 10^{-4} .

2.7 Параметры токового выхода:

- напряжение источника питания постоянного тока, U_n , В (24 $\pm$ 4);
- нагрузочное сопротивление, R_n , 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 $\pm$ 1) В.

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

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



СМ ЛАС ОБРАЗЛОЖ

Судбина на Милић Радомира

Београд, Београдски М / Југословенска А.

№ 15 " 06 2025 г.

График планового проведения работ по развитию нефтепромыслового оборудования по месторождению Сагаз Западный ТОО «Jasur Energy» на 2024-2028гг.

№ п/п	Наименование оборудования	Месяц											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Сепаратор газовый I ступени №52	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
2	Сепаратор газовый II ступени №29	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
3	Сепаратор тестовый I №57	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
4	Сепаратор 25м³ №112	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
5	Сепаратор 100м³ №113	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
6	Путевый подогреватель ГТД-0,53А (нефть)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
7	Путевый подогреватель ГТД-0,53А (нефть)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
8	Газохвещатель CAT G3512LE (ГТДХ-1)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
9	Газохвещатель CAT G3512LE (ГТДХ-2)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
10	Газохвещатель CAT GG132-12 (ГТДХ-3)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
11	Газохвещатель CAT GG132-12 (ГТДХ-4)	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
12	Факельное воз-во	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по	о/по
13	CA73-1	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
14	CA73-3	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
15	CA73-4	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
16	CA73-5	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
17	CA73-6	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
18	CA73-7	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
19	CA73-8	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
20	CA73-9	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
21	CA73-20	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
22	CA73-12	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
23	CA73-13	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
24	CA73-15	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
25	CA73-18	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
26	CA73-19	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
27	CA73-20	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
28	CA73-23	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
29	CA73-21	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к
30	CA73-21*	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к/н/н	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к	о/к

31	CAT-24*	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon/\eta_{\text{ph}}$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$
32	CAT-27*	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon/\eta_{\text{ph}}$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$
33	CAT-266C*	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon/\eta_{\text{ph}}$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$	$\mu\text{f}/\epsilon$

ч/в	чистка и покраска оборудования, атмосферостойкая и антикоррозионная
ч	чистка оборудования
о	осмотр оборудования и мелкий ремонт
о/с	осмотр оборудования и смазка оборудования
о/в	осмотр и проверка целостности и пропорциональности клапанов
то	текущий ремонт
о/в	осмотр оборудования, ТО
*	ввод в эксплуатацию в 2024-2027гг.

Ответственный за выполнение графика ППР:

Синтез и свойства

Kyrre A. / Mourynov M.

Бутерляк, месторождения

Исправлены А. / Базаров 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 2026-2028 гг. ввод в эксплуатацию нового технологического оборудования на месторождении Сагиз Западный не предусмотрен.

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

Согласно ВНТП 3-85 для обеспечения безопасности 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 газа при эксплуатации технологического оборудования определяется технологическими регламентами установок и паспортными характеристиками оборудования.

УПН месторождения Сагиз Западный оснащена факельной установкой типа УФ-Н12-Ду100-h2000-ГФНГ-100-24/2,4- 0,5/0,5-А. При эксплуатации ФУ в дежурном режиме, расход газа составит – $15,0 \text{ м}^3/\text{ч}$. В 2026-2028 гг. технологически неизбежное сжигание газа для поддержания работы дежурной горелки составит:

- 2026 / 2027 гг. (365 дней) – **131 400 м^3** - 2028 г. (366 дней) - **131 760 м^3**

4. Объем технологически неизбежного сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования, V_8 , м^3

На 2026-2028 гг. сжигание сырого газа по данной категории не предусмотрено.