



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»
(ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)

ПРИКАЗ

«13» января 2015 г.

№ *0005*

О введении в действие Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2025-2027 гг. в ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

В целях повышения энергетической эффективности технологических производственных процессов на основе реализации энергосберегающих мероприятий

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие «Программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2025-2027 гг. в ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (далее – Программа энергосбережения) в соответствии с приложением.
2. Главному инженеру филиала ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» - Кириновское газодобывающее управление, начальнику производственно-технического управления, начальнику отдела – главному энергетiku, начальнику технического отдела обеспечить выполнение мероприятий Программы энергосбережения.
3. Ответственным исполнителям, указанным в п. 2, обеспечить предоставление сведений о выполнении мероприятий Программы энергосбережения в технический отдел ежемесячно до 10 числа месяца, следующего за отчетным периодом.
4. Начальнику технического отдела обеспечить ежемесячное предоставление отчетности в ПАО «Газпром» о выполнении мероприятий Программы энергосбережения до 25 числа месяца, следующего за отчетным.
5. Лицам, указанным в п. 2 настоящего приказа, ознакомить и обеспечить ознакомление подчинённых работников с приказом посредством системы электронного документооборота в течение 10 рабочих дней с даты его утверждения, либо выхода на рабочее место.
6. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на главного инженера-первого заместителя генерального директора.

Генеральный директор

В.В. Гурьянов

УТВЕРЖДЕНА
Приказом ООО «Газпром добыча шельф
Южно-Сахалинск»

«13» января 2025 г. № 0005

**ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И
ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ШЕЛЬФ ЮЖНО-САХАЛИНСК»
НА 2025-2027 ГОДЫ**

**Паспорт «Программы энергосбережения и повышения энергетической
эффективности ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»
на 2025-2027 гг.»**

1. Полное наименование организации	Общество с Ограниченной Ответственностью «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»
2. Основание для разработки Программы	<i>Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»</i>
3. Почтовый адрес	693000, Российская Федерация, Сахалинская область, город Южно-Сахалинск, ул. Детская, дом 4/1.
4. Ответственные за разработку Программы	Аникейчик А.М. – начальник технического отдела Гор. тел.: +7 (4242) 49-33-00 доб. 65-183 Газ. тел.: (703) 6-51-83 E-mail: a_anikeychik@shelf-dobycha.gazprom.ru; Тимошкин С.Ю. – начальник производственно-технического управления Гор. тел.: +7 (4242) 49-33-00 доб. 65-256 Газ. тел.: (703) 6-52-56 E-mail: s_timoshkin@shelf-dobycha.gazprom.ru; Кухаренко А.Е. – начальник отдела главного энергетика Гор. тел.: +7 (4242) 49-33-00 доб. 65-190 Газ. тел.: (703) 6-51-90 E-mail: a_kukharensko@shelf-dobycha.gazprom.ru; Дворянчиков К.Г. – главный инженер филиала-Кириновское газодобывающее управление Гор. тел.: +7 (4242) 49-33-00 доб. 62-502 Газ. тел.: (703) 6-25-02 E-mail: k_dvoryanchikov@shelf-dobycha.gazprom.ru
5. Цель Программы	Обеспечение экономии ТЭР и повышение (стабилизация) энергетической эффективности технологических производственных процессов на основе реализации энергосберегающих мероприятий.
6. Задачи Программы	Обеспечить достижение показателей энергетической результативности, установленных для достижения корпоративных энергетических целей ПАО «Газпром» и целей дочернего общества.
7. Целевые показатели программы	Установлены в соответствии с утвержденными корпоративными энергетическими целями ПАО «Газпром» на 2022 - 2024 годы
8. Дата начала и окончания действия Программы	2025-2027 годы
9. Затраты на реализацию Программы	Финансирование из собственных средств ДО.
10. Суммарные затраты ТЭР (в базовом году)	Экономия ТЭР в 2021 г. – 0,428 тыс. т.у.т.
11. Экономия ТЭР в результате реализации Программы	Общая экономия ТЭР за 2025-2027 годы экономия в тыс. т.у.т. – 4,902; экономия в млн. руб. – 24,723.

	<p>ТЭР в 2025 г. экономия в тыс. т.у.т. – 1,505; экономия в млн. руб. – 6,877.</p> <p>ТЭР в 2026 г. экономия в тыс. т.у.т. – 1,696; экономия в млн. руб. – 8,875.</p> <p>ТЭР в 2027 г. экономия в тыс. т.у.т. - 1,701; экономия в млн. руб. – 8,971.</p>
--	--

Содержание

1. Энергетические цели.....	5
1.1. Цели по повышению энергетической эффективности.....	5
1.2. Цели по экономии ТЭР.....	6
2. Показатели технологического развития.....	7
3. Перечень организационно-технических и технологических мероприятий	10
4. Перечень инновационных проектов, НИОКР, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности.....	15
5. Перечень мероприятий по совершенствованию системы энергоменеджмента ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».....	15
6. Перечень мероприятий по обучению (повышению квалификации) специалистов ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в области энергосбережения и повышения энергоэффективности	15
7. Снижение выбросов парниковых газов.....	15
8. Пояснительная записка к «Программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на 2025-2027 гг.».....	17

1. Энергетические цели

1.1. Цели по повышению энергетической эффективности

В соответствии с Политикой ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения, целями ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в данной области являются:

- постоянное повышение энергетической эффективности на основе эффективного управления технологическими процессами;
- постоянное снижение уровня удельных затрат за счет нормирования, рационального использования и экономии энергетических ресурсов при осуществлении добычи газа и газового конденсата;

Показатели энергетической результативности сформированы с учетом анализа потребления в 2024 году и прогнозных производственных показателей.

1.2. Цели по экономии ТЭР

Формулировка цели	Показатели энергетической результативности	Значение ЦЭР			
		Базовый период (2021)	Отчётный период 2025	Отчётный период 2026	Отчётный период 2027
Стабилизация удельного расхода ТЭР (природного газа, затраченного на все СГН и потери).	Не превышение удельного расхода ТЭР (на объем товарного газа), кг у. т./тыс. куб. м	15,965	15,68	13,00	9,82
Сокращение потерь природного газа при выполнении ремонтных работ (опоружении и продувках шлейфов, трубопроводов, межцеховых коммуникаций, оборудования УКПГ/УППГ)	Сокращение суммарных потерь газа (на объем товарного газа), %	0,010	0,0356	0,0356	0,0356
Доведение доли осветительных устройств до уровня не менее 45 %	Доля осветительных устройств с использованием светодиодов от общего количества, не менее, %	41,0	76	77	78
Экономия топливно-энергетических ресурсов	Экономия природного газа, (тыс. м³)	307,605	1 226,3	1 392,5	1 396,4
	Экономия электроэнергии, (тыс. кВт*ч)	211,407	259,6	259,6	259,6
	Всего ТЭР, (т усл. т.)	427,8	1 504,6	1 696,4	1 700,8

*** Удельных показателей по газу на объём добычи нет, но для повышения энергоэффективности применяются показатели энергетической результативности.

Снижение экономии природного газа связано с периодичным режимом работы УКПГ.

Значение коэффициентов перевода энергоресурсов в условное топливо:

1 тыс. м³ = 1,1540 т усл. т. (Пост.ГКС РФ от 23.06.1999 № 46)

1 тыс. кВт·ч = 0,3445 т усл. т. (Пост.ГКС РФ от 23.06.1999 № 46)

2. Показатели технологического развития

На период 2025-2027 годов в рамках обустройства Киринского ГКМ ожидается ввод объектов, запланированных решениями проекта «Обустройство Киринского ГКМ (корректировка 2)».

Проектом предусмотрен ввод дополнительных потребителей природного газа:

- расширение блочно-модульной ЭСН – ввод дополнительных ГПЭА в количестве 2 единиц;
- блочно-модульная котельная Промбазы.

В настоящее время основным и единственным источником электроснабжения потребителей Киринского ГКМ, в том числе: для объектов подводного добычного комплекса (ПДК), для объектов берегового технологического комплекса (БТК), для объектов трубопроводного транспорта газа и газового конденсата, а также для потребителей промбазы, является существующая ЭСН УКПГ Киринского ГКМ, установленной мощностью $P_{уст} = 9280$ кВт, работающая в автономном режиме. ЭСН введена в эксплуатацию в 2013 году. Оборудование ЭСН размещено на технологической площадке, в составе сооружений УКПГ.

В целях обеспечения электроснабжения потребителей Киринского ГКМ (корректировка 2), проектом предусматривается расширение существующей ЭСН на два рабочих энергоблока с вводом которых мощность ЭСН возрастет на 2,015 МВт.

Основными потребителями электроэнергии объектов расширения обустройства Киринского газоконденсатного месторождения (корректировка 2), с дополнительной электрической нагрузкой станут вновь запланированные к вводу в 2025 г. объекты (по корректировке 2):

- площадка УКПГ (расширение):
 - 2БКТП-630 кВА (поз. ГП 417);
 - 2БКТПА-1000 кВА (поз. ГП 419) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4кВ мощностью 1000кВт (поз. ГП 425);
- промбаза (расширение ВЖК):
 - 2БКТПА-630 кВ А (поз. ГП 113) с вводом от аварийной ДЭС на 0,4 кВ мощностью 400 кВт (поз. ГП 112);
- потребители площадки КОС (расширение для нужд УКПГ);
- линейные потребители газосборного коллектора (2 нитка) «Берег - БТК Киринского ГКМ»;
- контрольно-пропускной пункт (КПП) на подъездной автодороге к ПУ ПДК;
- контрольно-пропускной пункт (КПП) на подъездной автодороге к УКПГ.

Наиболее энергоемкие потребители электроэнергии на технологических площадках являются электродвигатели насосов, компрессоров, вентиляторов, электроприводы задвижек и клапанов, электронагревательные элементы, системы освещения, размещаемые в зданиях, сооружениях и на открытых технологических площадках (применяемые электродвигатели с короткозамкнутым ротором).

Проектная документация на строительство Объектов разрабатывалась с учетом основных концепций электросбережения, а именно:

- обеспечение безаварийного процесса передачи и распределения электроэнергии;
- применение светодиодных и энергоэкономичных светильников с повышенной светоотдачей, лампы накаливания и ртутьсодержащие исключены;
- выбор оборудования и схем электроснабжения с наименьшими значениями потерь электроэнергии;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;
- применение средств бесперебойного питания ответственных потребителей;
- применение прожекторов с энергоэффективными лампами без содержания ртути;
- исключение работы трансформаторных подстанций с нагрузкой менее 50% от номинальной мощности;
- установка счетчиков коммерческого учета электрической энергии;
- применение на площадке систем АСУЭ и АСУЭС, включающей в себя учет электроэнергии;
- в зависимости от технологического процесса для ряда электродвигателей применен как плавный запуск, так и частотное регулирование.

Для эффективного использования энергетических и тепловых ресурсов, расходуемых на технологические нужды в проекте предусмотрен комплекс мероприятий, повышающих энергоэффективность принятых технологических решений:

- применение теплоизоляционного покрытия для емкостного оборудования и трубопроводов, что предотвращает потери тепловой энергии сырьевых и продуктовых потоков, тем самым снижает нагрузку на тепловой и электрический обогрев оборудования и трубопроводов;
- использование оборудования во взрывозащищенном исполнении, что позволит сократить размеры помещений, для монтажа оборудования, тем самым снизить нагрузку на системы теплоснабжения и электроснабжения;
- применение блочно-комплектного и блочно-модульного оборудования, что позволит снизить энергетические затраты нулевого цикла строительства, сократить общие сроки строительства, снизить время на пуско-наладочные работы;
- применение частотно-регулируемых приводов в аппаратах воздушного охлаждения, что позволит проводить регулирование потребляемой электрической энергии в зависимости от температуры окружающей среды и температуры газа на выходе.

В целях сокращения потерь тепла из зданий, строений и сооружений в зимний период и поступлений тепла в летний период при проектировании зданий предусмотрены:

- объемно-планировочные решения с учетом обеспечения наименьшей

- площади ограждающих конструкций;
- максимальное сокращение площади теплового контура здания путем блокировки в одном здании различных производств и оптимизации производственных площадей;
 - проектирование зданий простых геометрических форм и их сочетаний, преимущественно без выступающих элементов и перепадов высот;
 - минимальная площадь световых проемов, в соответствии с требованиями нормативных документов;
 - рациональное применение эффективных теплоизоляционных материалов;
 - применение в качестве ограждающих конструкций материалов, значительно снижающих теплопотери.
 - уплотнение притворов и фальцев в заполнениях проемов и сопряжений элементов (швов) в наружных стенах и покрытиях;
 - устройство элементов механического закрытия дверей (доводчиков).

Для учета электроэнергии во вводных ячейках ЗРУ и в ячейках выключателей отходящих линий устанавливаются счетчики электроэнергии по типу СЭТЗар-02Т-34-Н10-С1-ЖКИ, подключаемые к устройству сбора и передачи данных (УСПД).

Данные по техническому учету электроэнергии передаются с УСПД на сервер АСУ ЭС.

В индивидуальных тепловых пунктах вновь проектируемых зданиях осуществляется учет количества тепла и теплоносителя, а также учет давления и температуры в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети. В тепловых узлах используется теплосчетчик «Метран-400-А» с преобразователем расхода Метран-300ПР и тепловычислителем ТЭКОН-19.

Все газоиспользующее оборудование оснащено приборами учета расхода топливного газа по типу TRZ G160/1.6, которые устанавливаются у каждого агрегата и общий на всю установку по типу турбинного счетчика TRZ G400/1.6.

3. Перечень организационно-технических и технологических мероприятий

3.1 – В связи с вводом дополнительных мощностей в 2024 году организационно-технические мероприятия по повышению энергетической эффективности на 2025-2027 годы в ООО «Газпром добыча шельф Южно - Сахалинск» не планируются.

Таблица 3.2.1 – Перечень технологических мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на 2025 год.

Индекс мероприятия	Статья потребления ТЭР	Наименование мероприятия	Плановые значения			Финансирование мероприятия по экономии ТЭР			Показатели экономической эффективности				Срок амортизации, лет	Подразделение, ответственное за реализацию
			Внедренная мероприятия	Экономия ТЭР, тыс. м³; тыс. кВт*ч; Гкал; т усл. т	Экономия ТЭР, тыс. руб.	Затраты (без НДС), тыс. руб.	Источник	Статья затрат	ДСО, лет	ВЦД, %	ЧПД, млн руб.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Природный газ														
01010103	Потребление природного газа	Сокращение количества подаваемого газа в периодического поступления в факельную систему газов дегазации	1 объект	I кв. = 347,76 II кв. = 347,76 III кв. =119,784 IV кв. = 355,488	I кв. = 1464,963 II кв. = 1464,963 III кв. = 504,598 IV кв. = 1497,518	0,0	За счет собственных средств	-	-	-	-	-	ф.КГ/ДУ	
01010102	Потребление природного газа	Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ИПР и использовании его в качестве газа СГН УКПГ	1 объект	I кв. = 0 II кв. = 0 III кв. = 55,552 IV кв. = 0	I кв. = 0 II кв. = 0 III кв. = 234,017 IV кв. = 0	0,0	За счет собственных средств	-	-	-	-	-	ф.КГ/ДУ	
Итого экономия ресурса, в том числе														
за счет реализации мероприятий с прямым эффектом				1 226,344	5 166,060									

Электроэнергия (собственная генерация)									
02010101	Потребление электроэнергии	Отключение потребителей собственных газопоршневых электростанций	1 объект	I кв. = 5,185 II кв. = 6,970 III кв. = 10,598 IV кв. = 5,300	I кв. = 34,170 II кв. = 45,933 III кв. = 69,841 IV кв. = 34,928	0,0	За счет собственных средств	-	ф.кг.ду
02020113	Потребление электроэнергии	Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ	1 объект	I кв. = 0,0 II кв. = 18,628 III кв. = 57,126 IV кв. = 0,0	I кв. = 0,000 II кв. = 122,759 III кв. = 376,461 IV кв. = 0,000	0,0	За счет собственных средств	-	ф.кг.ду
02010104	Потребление электроэнергии	Замсна светильников на энергоэффективные светодиодные светильники	1 объект	I кв. = 38,426 II кв. = 38,854 III кв. = 39,281 IV кв. = 39,281	I кв. = 253,227 II кв. = 256,047 III кв. = 258,861 IV кв. = 258,861	0,0	За счет собственных средств	-	ф.кг.ду
Итого экономия ресурса, в том числе									
за счет реализации мероприятий с прямым эффектом				259,649	1711,088				

Таблица 3.2.2 – Перечень технологических мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на 2026 год.

Индекс мероприятия	Статья потребления ТЭР	Наименование мероприятия	Плановые значения			Финансирование мероприятия по экономии ТЭР			Показатели экономической эффективности			Срок аморти- зации, лет	Подразделение, ответственное за реализацию
			Внедрения мероприятия	Экономия ТЭР, тыс. м³, тыс. кВт*ч, Гкал; т усл. т	Экономия ТЭР, тыс. руб.	Заграта ы (без НДС), тыс. руб.	Источник запрат	Статья запрат	ДСО, лет	ВНД, %	ЧДД млн руб.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Природный газ										
01010103	Потребление природного газа	Сокращение количества подаваемого газа периодического поступления в факельную систему газов дегазации	1 объект	1 336,944	5 631,970	0,0	За счет собственных средств	-	-	ф.КГДУ
01010102	Потребление природного газа	Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ	1 объект	55,552	234,017	0,0	За счет собственных средств	-	-	ф.КГДУ
Итого экономия ресурса, в том числе										
за счет реализации мероприятий с прямым эффектом				1 392,496	5 865,987					
Электроэнергия (собственная генерация)										
02010101	Потребление электроэнергии	Отключение потребителей собственных газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ПЭА	1 объект	28,053	324,801	0,0	За счет собственных средств	-	-	ф.КГДУ
02020113	Потребление электроэнергии	Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ	1 объект	75,754	887,304	0,0	За счет собственных средств	-	-	ф.КГДУ
02010104	Потребление электроэнергии	Замена светодиодных на энергоэффективные светодиодные светильники	1 объект	155,842	1 797,320	0,0	За счет собственных средств	-	-	ф.КГДУ

4. Перечень инновационных проектов, НИОКР, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности

Инновационные проекты, НИОКРы, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности на период действия Программы энергосбережения отсутствуют.

5. Перечень мероприятий по совершенствованию системы энергоменеджмента ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

В настоящее время в ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» внедряется система энергетического менеджмента согласно Плана приведения системы управления энергоэффективностью (СЭнМ) ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в соответствие с требованиями СЭнМ ПАО «Газпром» и рекомендациями международного стандарта ISO 50001:2018 и национального стандарта ГОСТ Р ИСО 50001-2023, утвержденным главным инженером-первым заместителем генерального директора А.В. Суетиновым от 27.06.2023.

6. Перечень мероприятий по обучению (повышению квалификации) специалистов ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в области энергосбережения и повышения энергоэффективности

В 2025 году Обществом, запланировано обучение 16 человек по следующим направлениям:

- роль руководителя в системе энергетического менеджмента ПАО «Газпром»;
- развитие компетенций внутренних аудиторов системы энергетического менеджмента ПАО «Газпром»;
- разработка, внедрение, обеспечение функционирования и улучшение системы энергетического менеджмента ПАО «Газпром»;
- система энергетического менеджмента как стратегический инструмент высшего руководства.

7. Снижение выбросов парниковых газов

Реализация мероприятий Программы энергосбережения будет способствовать снижению выбросов парниковых газов.

Объем снижения выбросов парниковых газов ($\text{CO}_{2\text{экв.}}$) определен согласно п. 2.4 Методики количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 (далее – методика Минприроды России от 27.05.2022 № 371).

$$E_{\text{CO}_2} = (FC_j \times EF_{i(\text{CO}_2)}) \times 1 + (FC_j \times EF_{i(\text{CH}_4)}) \times 25, T_{\text{CO}_{2\text{экв}}}$$

где:

FC_j - расход углеводородной смеси на факельной установке, тыс. м³;

EF_i - коэффициент выбросов i -парникового газа (CH_4 , CO_2) от сжигания

углеводородной смеси на факельной установке, т/тыс. м³ (таблица 2.1 методики Минприроды России от 27.05.2022 № 371);

i-парникового газа - CO₂, CH₄;

Таблица 7.1 – результаты расчета снижения выбросов парниковых газов от реализации технологических мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

год	FC _i , тыс.м3	E _{Fi} (CO ₂)	E _{Fi} (CH ₄)	E _{CO2} , т CO _{2 экв.}
2025	1226,34	1,8263	0,0004	2251,928
2026	1392,50	1,8263	0,0004	2557,048
2027	1396,36	1,8263	0,0004	2564,137

**ПРОГРАММА
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ШЕЛЬФ ЮЖНО-САХАЛИНСК»
НА 2025-2027 ГОДЫ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Содержание пояснительной записки

1. Результаты энергетического анализа производственно-хозяйственной деятельности
2. Расчет ожидаемой экономии ТЭР
3. Оценка экономической эффективности энергосберегающих мероприятий

1. Результаты энергетического анализа производственно-хозяйственной деятельности

Кириновское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалин, в 29 км от берега и в 15 км на восток от Лунского месторождения. Глубина моря в пределах акватории месторождения составляет 85-95 м.

Административно Кириновское месторождение находится на территории Ногликского района Сахалинской области.

Основные виды производственной деятельности:

- освоение, обустройство газовых и газоконденсатных месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации;
- развитие и совершенствование технологий морской добычи, транспортировки и переработки углеводородов;
- развитие и совершенствование промышленной и социальной инфраструктуры в районах газодобычи.

Объекты энерговодоснабжения Кириновского газодобывающего управления введены в эксплуатацию в декабре 2013 года.

Система электроснабжения и аварийные дизельные электростанции.

Система электроснабжения Кириновского ГКМ является автономной на базе электростанции собственных нужд (далее – ЭСН) и осуществляет электроснабжение систем основного и вспомогательных производства. ЭСН выполнена на базе газопоршневых энергоагрегатов «ЗВЕЗДА-ГП-1100ВК-02МЗ-021» производства ОАО «Звезда-Энергетика» и состоит из восьми ГПЭА. В состав системы электроснабжения входят также пять аварийных и одна резервная дизельные электростанции «ЗВЕЗДА-02МЗ» производства ОАО «Звезда-Энергетика».

Состав системы электроснабжения Кириновского газоконденсатного месторождения:

- Электростанция собственных нужд Установки комплексной подготовки газа (далее – УКПГ) – 1 шт., в составе: газопоршневые энергоагрегаты «ЗВЕЗДА-ГП-1100ВК-02МЗ-021» с единичной мощностью 1160 кВт – 8 шт.; резервная дизельная электростанция «Звезда-1000ВК-02МЗ» (Cummins C1400D5) мощностью 1000 кВт – 1 шт.; аварийная дизельная электростанция «Звезда-1000ВК-02МЗ» (Cummins C1400D5) мощностью 1000 кВт – 1 шт.; аварийная дизельная электростанция «Звезда-630НК-02МЗ-01» (Cummins C900D5) мощностью 630 кВт – 1 шт.

- Аварийная дизельная электростанция Промбазы «Звезда-630НК-02МЗ-01» (Cummins C900D5) мощностью 630 кВт – 1 шт.

- Аварийные дизельные электростанции Производственного добычного комплекса «Звезда-200НК-02МЗ» (Cummins C250D5) с единичной мощностью 200 кВт – 2 шт.

Система теплоснабжения

Система теплоснабжения Промбазы осуществляется от блочно-модульной котельной «РЭМЭКС-6,4», в составе 4-х котлов «Турботерм – 1600», общая мощность 6,4 МВт или 5,504 Гкал/ч, работающих на основном – газовом топливе и аварийном – дизельном.

Система теплоснабжения УКПГ осуществляется:

- от котлов утилизаторов ЭСН (основной источник теплоснабжения УКПГ), в составе газопоршневых электроагрегатов «ЗВЕЗДА-ГП-1100ВК-02МЗ-021» электростанции собственных нужд УКПГ, в количестве 16 шт. (по 2 шт. на 1 ГПЭА) с общей мощностью 10,704 МВт или 9,2 Гкал/ч, в том числе: УТД-700.108М2 - 8 шт. с единичной мощностью 0,66 МВт или 0,567 Гкал/ч, ТЭП-40-83-1-ЕН - 8 шт. с единичной мощностью 0,678 МВт или 0,583 Гкал/ч;

- от котельной «РЭМЭКС-12» (резервный источник теплоснабжения УКПГ) с котлами 4 шт. «Турботерм Гарант – 3000», общая мощность 12,0 МВт или 10,32 Гкал/ч.

Система водоснабжения.

Система водоснабжения Киринского газоконденсатного месторождения состоит из водозаборного сооружения, в составе четырёх подземных скважин, водовода (две линии из полиэтиленового трубопровода диаметром 110 мм), блоков очистки воды («БОВ-100», «БОВ-50»), совмещённые с водо-насосных станций противопожарно-технических и хозяйственно-питьевых нужд, в составе с резервуарным парком запаса сырой и противопожарно-технической воды Промбазы (2 шт. по 700 м³) и хозяйственно-питьевой воды (2 шт. по 100 м³) и резервуарным парком УКПГ сырой воды (2 шт. по 100 м³), противопожарно-технической воды (2 шт. по 2000 м³) и хозяйственно-питьевой воды (2 шт. по 50 м³), сети (участки подземные) водоснабжения (общей протяжённостью 31,352 км). Раздельный хозяйственно-питьевой водовод II категории, противопожарно-технический водовод I категории.

Добыча подземных вод осуществляется на участке недр Киринский для питьевого, хозяйственно-бытового водоснабжения и технологического обеспечения водой объектов Киринского ГКМ (согласно лицензии, на водопользование «ЮСХ 01497 ВЭ от 01.12.2014г.»). Скважины - 4 шт. (глубина – 130 м). Насосы погружные «Grundfos SP8A-30» - 4 шт., с наземной инженерной частью и зданием насосной станцией над артезианской скважиной - 4 шт.

В состав системы водоснабжения также входят:

- насосная станция хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения УКПГ Берегового технологического комплекса Киринского ГКМ;

- насосная станция хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения водоочистных сооружений Промбазы Берегового технологического комплекса Киринского ГКМ.

Система водоотведения.

На площадке канализационных очистных сооружений Киринского газоконденсатного месторождения (далее – КОС) отдельная система канализации (хозяйственно-бытовая, производственная и дождевая/талая), с общей протяжённостью сетей (участки подземные и надземные) 29,6436 км.

В систему водоотведения входят канализационные и насосные станции – 9 шт.

Сбор/хранение хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод на площадке КОС осуществляется отдельно от площадок Промбазы и УКПГ.

Сбор/хранение дождевых/талых сточных на площадке КОС осуществляется отдельно от площадок Промбазы, УКПГ и КОС.

Очистка дождевых/талых вод предусматривает на станции очистки дождевых сточных вод «БМ-15К» (максимальной производительностью 2500 м³/сут.) физические и механические методы, обезвоживание осадка, в составе с резервуарами-накопителями (усреднителями стока) РВС (2 шт. × 100 м³).

Очистка хозяйственно-бытовых и промышленных стоков предусматривается на комплексе термического обезвреживания жидких стоков канализационных очистных сооружений «КТО-10Т.ХБ.ПС.БМ» (далее – КТО), максимальной производительностью 288 м³/сут., где осуществляются физические и механические (многоступенчатые) методы, с последующей термической утилизацией жидкого отхода (сжигание), в составе с резервуарами-накопителями (усреднителями стока) РВС (2 шт. × 200 м³) и печами 8 шт. с дымовыми трубами (высота труб по 25,2 м каждая).

Фактические показатели выработки электрической энергии за 2021-2023 годы

Электростанция ЭСН ГПЭА				
	Ед. изм.	2021 год	2022 год	2023 год
расход газа на выработку электроэнергии	м ³	5014265,0	5847498,0	5047539,0
выработка электроэнергии (общая: ГПЭА, РДЭС, АДЭС)	кВт*ч	16941033,6	19729745,2	17188161,0
выработка электроэнергии (ГПЭА)	кВт*ч	16898029,1	19659853,5	17169734,9
УРНТ	л/кВт*ч	296,1	296,2	293,6
УРНТ (средний за последние 3 года)	куб.м/кВт*ч	0,296	0,296	0,294
УРУТ (средний за последние 3 года)	гуд/кВт*ч	361,9	359,2	358,1
выработка	Гкал	8605,0	8021,0	7593,0

тепловой энергии ЭСН (утилизаторы)				
---------------------------------------	--	--	--	--

2. Расчет ожидаемой экономии ТЭР

Значение коэффициентов перевода энергоресурсов в условное топливо:

1 тыс. м³ = 1,154 т усл. т. (Пост.ГКС РФ от 23.06.1999 № 46)

1 тыс. кВт·ч = 0,3445 т усл. т. (Пост.ГКС РФ от 23.06.1999 № 46)

Величина ожидаемой экономии ТЭР в 2025 г.

Наименование энергосберегающего мероприятия	Цена на энергоресурс	Величина экономии	
		в натуральном выражении	в стоимостном выражении, тыс. руб.
1 Природный газ, тыс. м ³			
1.1 Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации	4 212,57 руб.	1 170,792	4 932,043
1.2 Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ	4 212,57 руб.	55,552	234,017
Итого		1 226,344	5 166,060
2 Электроэнергия, тыс. кВт·ч			
2.1 Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА	6,59 руб.	28,053	184,872
2.2 Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ	6,59 руб.	75,754	499,220
2.3 Замена светильников с люминесцентными лампами на светодиодные светильники на УКПГ	6,59 руб.	155,842	1026,996
Итого		259,649	1 711,088
Всего по Программе		1 504,650 т усл. т	6 877,148 тыс. руб.

Величина ожидаемой экономии ТЭР в 2026 г.

Наименование энергосберегающего мероприятия	Цена на энергоресурс	Величина экономии	
		в натуральном выражении	в стоимостном выражении, тыс. руб.
1 Природный газ, тыс. м ³			
1.1 Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации	4 212,57 руб.	1 336,944	5 631,970
1.2 Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и	4 212,57 руб.	55,552	234,017

использовании его в качестве газа СТН УКПГ			
Итого		1 392,496	5 865,987
2 Электроэнергия, тыс. кВт·ч			
2.1 Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА	I полугодие 11,17 руб. II полугодие 11,89 руб.	28,053	324,801
2.2 Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ	I полугодие 11,17 руб. II полугодие 11,89 руб.	75,754	887,304
2.3 Замена светильников с люминесцентными лампами на светодиодные светильники на УКПГ	I полугодие 11,17 руб. II полугодие 11,89 руб.	155,842	1 797,320
Итого		259,649	3 009,425
Всего по Программе		1 696,389 т усл. т	8 875,412 тыс. руб.

Величина ожидаемой экономии ТЭР в 2027 г.

Наименование энергосберегающего мероприятия	Цена на энергоресурс	Величина экономии	
		в натуральном выражении	в стоимостном выражении, тыс. руб.
1 Природный газ, тыс. м ³			
1.1 Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации	4 212,57 руб.	1 340,808	5 648,248
1.2 Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ	4 212,57 руб.	55,552	234,017
Итого		1 396,360	5 882,264
2 Электроэнергия, тыс. кВт·ч			
2.1 Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА	I полугодие 11,89 руб. II полугодие 11,90 руб.	28,053	333,709
2.2 Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ	I полугодие 11,89 руб. II полугодие 11,90 руб.	75,754	901,286
2.3 Замена светильников с люминесцентными лампами на светодиодные светильники на УКПГ	I полугодие 11,89 руб. II полугодие 11,90 руб.	155,842	1853,745
Итого		259,649	3 088,740
Всего по Программе		1 700,849 т усл. т	8 971,005 тыс. руб.

2.1. Расчет ожидаемой экономии ТЭР в натуральном и стоимостном выражении для мероприятий по энергосбережению и энергетической эффективности на 2025 г.

2.1.1. Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации

Расчет экономии газа в натуральном выражении:

$$407 \text{ нм}^3/\text{час} - 246 \text{ нм}^3/\text{час} = 161 \text{ нм}^3/\text{час} * 24 \text{ час.} = 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.}$$

Экономия газа за год и поквартально составляет:

$$3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 303 \text{ сут.} = 1\,170,792 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{I кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 90 \text{ сут.} = 347,760 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{II кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 90 \text{ сут.} = 347,760 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{III кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 31 \text{ сут.} = 119,784 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{IV кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 92 \text{ сут.} = 355,488 \text{ тыс.м}^3.$$

Расчет экономии газ в стоимостном выражении за год и по кварталам:

$$(347,760 + 347,760 + 119,784 + 355,488) \text{ тыс.м}^3 * 4\,212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 4\,932,043 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{I кв. } 347,760 \text{ тыс.м}^3 * 4\,212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 1\,464,963 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{II кв. } 347,760 \text{ тыс.м}^3 * 4\,212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 1\,464,963 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{III кв. } 119,784 \text{ тыс.м}^3 * 4\,212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 504,598 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{IV кв. } 355,488 \text{ тыс.м}^3 * 4\,212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 1\,497,518 \text{ тыс. руб.}$$

Примечание: количество суток работы УКПГ принято прогнозно на основании проекта плана добычи УВС согласно письма ПАО «Газпром» от 09.07.2024 № 08/16/4-2593.

Тариф на газ, добываемый ПАО «Газпром», установлен Федеральной Антимонопольной Службой приказом №909/23 от 28.11.2023г (в зависимости от года данный тариф может изменяться).

2.1.2. Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ

Расчет данного показателя выполняется по формуле:

$$V_{\text{Г.ОП}} = 2893 * V * \left(\frac{P_H}{T_H * Z_H} - \frac{P_K}{T_K * Z_K} \right) * X_{\text{Г.прод}} * N, \text{ где}$$

V – геометрический объем аппарата, участка газопровода или технологической линии, опорожняемого для ремонта или внутреннего осмотра, м³;

P_H, P_K – абсолютное давление природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, Мпа;

T_H, T_K – температура природного газа перед началом ремонтной работы и после

опорожнения, K ;

Z_H, Z_K – коэффициенты сверхсжимаемости природного газа при P_H, T_H и P_K, T_K (ГОСТ 30319);

N – количество операций в расчетный период;

$X_{г.прод}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, отправляемом на факел или свечу

$$X_{г.прод} = \frac{m_{г.прод}}{m_{г.пл}}, \text{ где}$$

$m_{г.прод}$, $m_{г.пл}$ – соответственно число молей пластового газа и газа, который является продукцией, определяемые по данным лабораторных исследований.

Расчет показателя $V_{г.оп}$ представлен в таблице 2.1.2.1

Таблица 2.1.2.1 -- расчет сокращения количества сбрасываемого технологического газа

Дата	Об-ние Труб-д	V	Pн	Tн	Zн	Pк	Tк	Zк	Vоп	m.прод	m.пл	Xг.прод	N	Пр.оп	Мольная доля C1-C4 % согласно справкам ХАЛ
03.06.2024	10С-1№1	22,2	6,43	284,85	0,8385	2	285,95	0,9452	1253,72	96,70	100	0,9670	1	1212,35	96,70
03.06.2024	10С-1№2	22,2	8,01	277,25	0,7847	2	285,25	0,9449	1888,05	96,70	100	0,9670	1	1825,75	96,70
03.06.2024	10С-4№1	41,7	6,36	287,15	0,8414	2	285,95	0,9444	2282,30	97,12	100	0,9712	1	2216,55	97,12
03.06.2024	10С-4№2	41,7	5,63	286,45	0,8577	2	282,95	0,9427	1859,91	97,12	100	0,9712	1	1806,32	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (меж.тр.)	14,4	8,37	283,65	0,7862	2	277,05	0,9394	1242,75	97,12	100	0,9712	1	1206,95	97,12
03.06.2024	10Т-1№2 (меж.тр.)	14,4	5,63	275,03	0,8406	2	276,95	0,9394	694,24	97,12	100	0,9712	1	674,24	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (тр.)	12,6	6,43	284,15	0,8374	2	278,55	0,9412	706,99	96,70	100	0,9670	1	683,66	96,70
03.06.2024	10Т-1№2 (тр.)	12,6	8,01	284,25	0,7994	2	278,05	0,9409	1006,22	96,70	100	0,9670	1	973,01	96,70
03.06.2024	20Т-2№1 (сух.газ)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,33	0,9384	20,93	97,12	100	0,9712	1	20,33	97,12
03.06.2024	20Т-2№2 (сух.газ)	0,61	4,87	284,35	0,8733	2	275,75	0,9387	20,98	97,12	100	0,9712	1	20,37	97,12
03.06.2024	20Т-2№3 (сух.газ)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,75	0,9387	20,96	97,12	100	0,9712	1	20,35	97,12
03.06.2024	Трубопроводы от 10ПУ 1 до 10БЭ-1	219,49	7,19	278,35	0,8081	2	277,25	0,9404	15427,38	96,70	100	0,9670	1	14918,28	96,70
03.06.2024	Трубопроводы от 10БЭ- 1 до п.34	196,48	5,59	276,35	0,8437	2	284,45	0,9436	9392,47	97,12	100	0,9712	1	9121,87	97,12
03.06.2024	10ПУ-1№1 и линия 1.16	139,65	7,15	278,35	0,8091	2	278,35	0,9410	9741,39	96,70	100	0,9670	1	9419,92	96,70
03.06.2024	10ПУ-1№2 и линия 1.16	139,65	7,22	276,75	0,8042	2	276,25	0,9398	9994,19	96,70	100	0,9670	1	9664,38	96,70
	Итого:								55 552,49					53 784,35	

Расчет показателя $X_{Г.ПРОД}$ представлен в таблицах 2.1.2.2 и 2.1.2.3.

Таблица 2.1.2.2

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
10С-1№1 протокол № 1280 от 28.03.2024					
	молярное содержание компонентов, %	Молярная масса компо-нента	Молярная масса общая, гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	90,68	16	14,5088		79,613
C2	3,78	30	1,134		6,223
C3	1,55	44,1	0,68355		3,751
i-C4	0,29	58,12	0,168548		0,925
n-C4	0,4	58,12	0,23248		1,276
i-C5	0,14	72,15	0,10101		0,554
n-C5	0,1	72,15	0,07215		0,396
C6+	0,16	82,8	0,13248		0,727
N2	0,24	14	0,0336		0,184
CO2	2,63	44,01	1,157463		6,351
O2	0	32	0		0,000
H2S		18,2599002			0,000
Сумма		18,224081			0,000
		C5+ (сумм)			1,677

Таблица 2.1.2.3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
п.34 Паспорт качества №5 ГИИ от 01.06.2024					
	молярное содержание компонентов, %	Молярная масса компо-нента	Молярная масса , гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	89,97	16	14,3952		78,51076801
C2	4,310	30	1,293		7,051963366
C3	2,06	44,1	0,90846		4,954699644
i-C4	0,4	58,12	0,23248		1,267935378
n-C4	0,379	58,12	0,2202748		1,20136877
i-C5	0,097	72,15	0,0699855		0,381697743
n-C5	0,06	72,15	0,04329		0,236101697
C6+	0,065	82,8	0,05382		0,293531839
N2	0,164	14	0,02296		0,125222799
CO2	2,49	44,01	1,095849		5,976710752
O2	0	32	0		0
Сумма	99,995	18,3353193			31,54734911
		C5+ (сумм)			0,91133128

Расчет экономии газ в стоимостном выражении:

III кв. $55,552 \text{ тыс.м}^3 * 4212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 234,017 \text{ тыс. руб.}$

2.1.3. Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА

Время работы в летний режим (отсутствие добычи): 122 сут.

Время работы в зимний режим (добыча): 243 сут.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при отсутствии добычи углеводородов с 01.06. по 30.09): 8/2/2 шт.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при добыче углеводородов с 01.10. по 31.05): 8/4/2 шт.

Коэффициент загрузки (периодичности работы) электроподогревателя: 0,6.

Мощность, потребляемая одним электроподогревателем масляной системы ГПЭА: 2,000 кВт.

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при отсутствии добычи углеводородов:

$$W_1 = 4 \cdot 2,000 \cdot 122 \cdot 24 \cdot 0,6 = 14,055 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при добыче углеводородов:

$$W_2 = 2 \cdot 2,000 \cdot 243 \cdot 24 \cdot 0,6 = 13,998 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении за год:

$$\Sigma = W_1 + W_2 = 14,055 + 13,998 = 28,053 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час.}$$

Поквартальная экономия электроэнергии составляет:

$$\text{I кв.} = 5,185 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{II кв.} = 6,970 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{III кв.} = 10,598 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{IV кв.} = 5,300 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении по кварталам:

$$\text{I кв.} = 5,185 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} \cdot 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 34,170 \text{ тыс.руб.,}$$

$$\text{II кв.} = 6,970 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} \cdot 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 45,933 \text{ тыс.руб.,}$$

$$\text{III кв.} = 10,598 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} \cdot 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 69,841 \text{ тыс.руб.,}$$

$$\text{IV кв.} = 5,300 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} \cdot 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 34,928 \text{ тыс.руб.,}$$

где 6,59 руб./кВт·ч – тариф на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленный приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данный тариф может изменяться).

2.1.4. Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ

Количество трансформаторов на УКПГ – 4.

Время отключения трансформаторов – 122 дней.

Потери холостого хода трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 0,79 кВт.

Потери короткого замыкания трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 5,68 кВт.

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении за год:

$$4 * (0,79 + 5,68) * 122 * 24 = 75,754 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час}$$

Разность величины суточного потребления электроэнергии – $75,754 / 122 = 0,621$ тыс.кВт·ч.

Поквартальная экономия электроэнергии составляет:

I кв. = 0,0 тыс. кВт·час/год.

II кв. $75,754 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год} / 122 \text{ сут.} * 30 \text{ сут.} = 18,628 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$

III кв. $75,754 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год} / 122 \text{ сут.} * 92 \text{ сут.} = 57,126 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$

IV кв. = 0,0 тыс. кВт·час/год.

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении по кварталам:

I кв. = 0,0 тыс. руб.,

II кв. $18,628 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} = 122,759 \text{ тыс.руб.},$

III кв. $57,126 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} = 376,461 \text{ тыс.руб.},$

IV кв. = 0,0 тыс. руб.

Энергосберегающее мероприятие предполагается реализовать в рамках программы капитального ремонта объектов добычи и технического обслуживания ПАО «Газпром» и в Проекте программы энергосбережения рассматриваются как условно беззатратные мероприятия (УБЗМ).

2.1.5. Замена светильников на энергоэффективные светодиодные светильники на УКПГ

Количество светильников ЖКУ16-250-001 УХЛ2 с лампами 250 Вт - 32 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ4 с лампами 72 Вт - 20 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ5 с лампами 72 Вт - 70 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 250 Вт - 100 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 150 Вт - 100 шт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖКУ16-250-001 УХЛ2 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ4 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ5 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,150 кВт.

Расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 * 0,250 * 365 * 24 = 70,080 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 * 0,072 * 365 * 24 = 12,614 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 * 0,072 * 365 * 24 = 44,150 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 * 0,250 * 365 * 24 = 219,000 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

$$W_5 = 100 * 0,150 * 365 * 24 = 131,400 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 70,080 + 12,614 + 44,150 + 219,000 + 131,400 = 477,245 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

С учетом $K_{\text{исп}} = 0,5$:

$$W = 238,624 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{час/год.}$$

Мощность потребляемая одним светильником УЭСС СД.К 120 П УХЛ1 IP66 70*140° - 0,120 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.1У 16/3 УХЛ4 IP20 АК - 0,016 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.П 32/3 НП УХЛ4 IP54 - 0,032 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,085 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,040 кВт.

Расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 * 0,120 * 365 * 24 = 33,638 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 * 0,016 * 365 * 24 = 2,803 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 * 0,032 * 365 * 24 = 19,622 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 * 0,085 * 365 * 24 = 74,460 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_5 = 100 * 0,040 * 365 * 24 = 35,040 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 33,638 + 2,803 + 19,622 + 74,460 + 35,040 = 165,564 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

С учетом $K_{\text{исп}} = 0,5$:

$$W = 82,782 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в натуральном выражении:

$$238,624 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} - 82,782 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} = 155,842 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год}$$

Поквартальная экономия электроэнергии составляет:

$$\text{I кв. } 155,842 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} / 365 \text{ сут.} * 90 \text{ сут.} = 38,426 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{II кв. } 155,842 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} / 365 \text{ сут.} * 91 \text{ сут.} = 38,854 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{III кв. } 155,842 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} / 365 \text{ сут.} * 92 \text{ сут.} = 39,281 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$\text{IV кв. } 155,842 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} / 365 \text{ сут.} * 92 \text{ сут.} = 39,281 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в стоимостном выражении по кварталам:

$$\text{I кв. } 38,426 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 253,227 \text{ тыс. руб.,}$$

$$\text{II кв. } 38,854 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 256,047 \text{ тыс. руб.,}$$

$$\text{III кв. } 39,281 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 258,861 \text{ тыс. руб.,}$$

$$\text{IV кв. } 39,281 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год} * 6,59 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 258,861 \text{ тыс. руб.}$$

где 6,59 руб./кВт·ч – тариф на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленный приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данный тариф может изменяться).

2.2. Расчет ожидаемой экономии ТЭР в натуральном и стоимостном выражении для мероприятий по энергосбережению и энергетической эффективности на 2026г.

2.2.1. Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации

Расчет экономии газа в натуральном выражении:

$$407 \text{ нм}^3/\text{час} - 246 \text{ нм}^3/\text{час} = 161 \text{ нм}^3/\text{час} * 24 \text{ час.} = 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.}$$

Экономия газа за год и поквартально составляет:

$$3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 346 \text{ сут.} = 1\,336,944 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{I кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 90 \text{ сут.} = 347,760 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{II кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 91 \text{ сут.} = 351,624 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{III кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 73 \text{ сут.} = 282,072 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{IV кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 92 \text{ сут.} = 355,488 \text{ тыс.м}^3.$$

Расчет экономии газ в стоимостном выражении:

$$(347,760 + 351,624 + 282,072 + 355,488 \text{ тыс.м}^3) \text{ тыс.м}^3 * 4212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 5\,631,970 \text{ тыс.руб.}$$

Примечание: количество суток работы УКПГ принято прогнозно на основании проекта плана добычи УВС согласно письма ПАО «Газпром» от 09.07.2024 № 08/16/4-2593.

Тариф на газ, добываемый ПАО «Газпром», установлен Федеральной Антимонопольной службой приказом №909/23 от 28.11.2023г (в зависимости от года данный тариф может изменяться).

2.2.2. Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ

Расчет данного показателя выполняется по формуле:

$$V_{\text{Г.ОП}} = 2893 * V * \left(\frac{P_H}{T_H * Z_H} - \frac{P_K}{T_K * Z_K} \right) * X_{\text{Г.прод}} * N, \text{ где}$$

V – геометрический объем аппарата, участка газопровода или технологической линии, опорожняемого для ремонта или внутреннего осмотра, м^3 ;

P_H, P_K – абсолютное давление природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, Мпа;

T_H, T_K – температура природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, К;

Z_H, Z_K – коэффициенты сверхсжимаемости природного газа при, P_H, T_H и P_K, T_K (ГОСТ 30319);

N – количество операций в расчетный период;

$X_{\text{Г.прод}}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, отправляемом на факел или свечу;

$$X_{г.прод} = \frac{n_{г.прод}}{n_{г.пл}}, \text{ где}$$

$n_{г.прод}$, $n_{г.пл}$ -- соответственно число молей пластового газа и газа, который является продукцией, определяемые по данным лабораторных исследований.

Расчет показателя $V_{г.оп}$ представлен в таблице 2.2.2.1

Таблица 2.2.2.1 – расчет сокращения количества сбрасываемого технологического газа

Дата	Об-ние Труб-д	V	P _г	T _г	Z _г	P _к	T _к	Z _к	V _{оп}	n _{г.прод}	n _{г.пл}	X _{г.прод}	N	Пг.оп	Мольная доля C1-C4 % согласно справкам ХАЛ
03.06.2024	10С-1№1	22,2	6,43	284,85	0,8385	2	285,95	0,9452	1253,72	96,70	100	0,9670	1	1212,35	96,70
03.06.2024	10С-1№2	22,2	8,01	277,25	0,7847	2	285,25	0,9449	1888,05	96,70	100	0,9670	1	1825,75	96,70
03.06.2024	10С-4№1	41,7	6,36	287,15	0,8414	2	285,95	0,9444	2282,30	97,12	100	0,9712	1	2216,55	97,12
03.06.2024	10С-4№2	41,7	5,63	286,45	0,8577	2	282,95	0,9427	1859,91	97,12	100	0,9712	1	1806,32	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (мех.гр.)	14,4	8,37	283,65	0,7862	2	277,05	0,9394	1242,75	97,12	100	0,9712	1	1206,95	97,12
03.06.2024	10Т-1№2 (мех.гр.)	14,4	5,63	275,03	0,8406	2	276,95	0,9394	694,24	97,12	100	0,9712	1	674,24	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (гр.)	12,6	6,43	284,15	0,8374	2	278,55	0,9412	706,99	96,70	100	0,9670	1	683,66	96,70
03.06.2024	10Т-1№2 (гр.)	12,6	8,01	284,25	0,7994	2	278,05	0,9409	1006,22	96,70	100	0,9670	1	973,01	96,70
03.06.2024	20Т-2№1 (сух.газ)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,33	0,9384	20,93	97,12	100	0,9712	1	20,33	97,12
03.06.2024	20Т-2№2 (сух.газ)	0,61	4,87	284,35	0,8733	2	275,75	0,9387	20,98	97,12	100	0,9712	1	20,37	97,12
03.06.2024	20Т-2№3 (сух.газ)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,75	0,9387	20,96	97,12	100	0,9712	1	20,35	97,12
03.06.2024	Трубопроводы от 10ПУ 1 до 10БЭ-1	219,49	7,19	278,35	0,8081	2	277,25	0,9404	15427,38	96,70	100	0,9670	1	14918,28	96,70
03.06.2024	Трубопроводы от 10БЭ-1 1 до п.34	196,48	5,59	276,35	0,8437	2	284,45	0,9436	9392,47	97,12	100	0,9712	1	9121,87	97,12
03.06.2024	10ПУ-1№1 и линия 1.16	139,65	7,15	278,35	0,8091	2	278,35	0,9410	9741,39	96,70	100	0,9670	1	9419,92	96,70
03.06.2024	10ПУ-1№2 и линия 1.16	139,65	7,22	276,75	0,8042	2	276,25	0,9398	9994,19	96,70	100	0,9670	1	9664,38	96,70
	Итого:								55 552,49					53 784,35	

Расчет показателя $X_{г.прод}$ представлен в таблицах 2.2.2.2 и 2.2.2.3.

Таблица 2.2.2.2

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
10С-1№1 протокол № 1280 от 28.03.2024					
	молярное содержание компонентов, %	Молярная масса компо- нента	Молярная масса общая, гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	90,68	16	14,5088		79,613
C2	3,78	30	1,134		6,223
C3	1,55	44,1	0,68355		3,751
i-C4	0,29	58,12	0,168548		0,925
n-C4	0,4	58,12	0,23248		1,276
i-C5	0,14	72,15	0,10101		0,554
n-C5	0,1	72,15	0,07215		0,396
C6+	0,16	82,8	0,13248		0,727
N2	0,24	14	0,0336		0,184
CO2	2,63	44,01	1,157463		6,351
O2	0	32	0		0,000
H2S		18,2599002			0,000
Сумма		18,224081			0,000
		C5+ (сумм)			1,677

Таблица 2.2.2.3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
п.34 Паспорт качества №5 ГПП от 01.06.2024					
	молярное содержание компонентов, %	Молярная масса компо- нента	Молярная масса , гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	89,97	16	14,3952		78,51076801
C2	4,310	30	1,293		7,051963366
C3	2,06	44,1	0,90846		4,954699644
i-C4	0,4	58,12	0,23248		1,267935378
n-C4	0,379	58,12	0,2202748		1,20136877
i-C5	0,097	72,15	0,0699855		0,381697743
n-C5	0,06	72,15	0,04329		0,236101697
C6+	0,065	82,8	0,05382		0,293531839
N2	0,164	14	0,02296		0,125222799
CO2	2,49	44,01	1,095849		5,976710752
O2	0	32	0		0
Сумма	99,995	18,3353193			31,54734911
		C5+ (сумм)			0,91133128

Расчет экономии газ в стоимостном выражении:
 $55,552 \text{ тыс.м}^3 * 4212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 234,017 \text{ тыс. руб.}$

2.2.3. Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА

Время работы в летний режим (отсутствие добычи): 122 сут.

Время работы в зимний режим (добыча): 243 сут.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при отсутствии добычи углеводородов с 01.06. по 30.09): 8/2/2 шт.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при добыче углеводородов с 01.10. по 31.05): 8/4/2 шт.

Коэффициент загрузки (периодичности работы) электроподогревателя: 0,6.

Мощность, потребляемая одним электроподогревателем масляной системы ГПЭА: 2,000 кВт.

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при отсутствии добычи углеводородов:

$$W_1 = 4 * 2,000 * 122 * 24 * 0,6 = 14,055 \text{ тыс.кВт·час/год.}$$

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при добыче углеводородов:

$$W_2 = 2 * 2,000 * 243 * 24 * 0,6 = 13,998 \text{ тыс.кВт·час/год.}$$

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении за год:

$$\Sigma = W_1 + W_2 = 14,054 + 13,997 = 28,053 \text{ тыс.кВт·час}$$

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении:

$$12,155 \text{ тыс.кВт·час/1 полугодие} * 11,17 \text{ руб./кВт·ч} + \\ + 15,898 \text{ тыс.кВт·час/2 полугодие} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} = 324,801 \text{ тыс.руб.}$$

где 11,17 и 11,89 руб./кВт·ч – тарифы на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленные приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данные Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в натуральном выражении:

2.2.4. Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ

Количество трансформаторов на УКПГ – 4.

Время отключения трансформаторов – 122 дней.

Потери холостого хода трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 0,79 кВт.

Потери короткого замыкания трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 5,68 кВт.

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении:

$$4 * (0,79 + 5,68) * 122 * 24 = 75,754 \text{ тыс.кВт·час}$$

Разность величины суточного потребления электроэнергии – $75,754 / 122 = 0,621 \text{ тыс.кВт·ч.}$

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении:

$$18,628 \text{ тыс.кВт·ч} * 11,17 \text{ руб./кВт·ч} + \\ + 57,126 \text{ тыс.кВт·ч} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} = 887,304 \text{ тыс.руб.}$$

Энергосберегающее мероприятие предполагается реализовать в рамках программы капитального ремонта объектов добычи и технического обслуживания ПАО «Газпром» и в Проекте программы энергосбережения рассматриваются как условно беззатратные мероприятия (УБЗМ).

2.2.5. Замена светильников на энергоэффективные светодиодные светильники на УКПГ

Количество светильников ЖКУ16-250-001 УХЛ2 с лампами 250 Вт - 32 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ4 с лампами 72 Вт - 20 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ5 с лампами 72 Вт - 70 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 250 Вт - 100 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 150 Вт - 100 шт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖКУ16-250-001 УХЛ2 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ4 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ5 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,150 кВт.

Расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 \cdot 0,250 \cdot 365 \cdot 24 = 70,080 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 \cdot 0,072 \cdot 365 \cdot 24 = 12,614 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 \cdot 0,072 \cdot 365 \cdot 24 = 44,150 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 \cdot 0,250 \cdot 365 \cdot 24 = 219,000 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_5 = 100 \cdot 0,150 \cdot 365 \cdot 24 = 131,400 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 70,080 + 12,614 + 44,150 + 219,000 + 131,400 = 477,245 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

С учетом $K_{исп} = 0,5$:

$$W = 238,624 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Мощность потребляемая одним светильником УЭСС СД.К 120 П УХЛ1 IP66 70*140° - 0,120 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.1У 16/3 УХЛ4 IP20 АК - 0,016 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.П 32/3 НП УХЛ4 IP54 - 0,032 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,085 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,040 кВт.

Расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 \cdot 0,120 \cdot 365 \cdot 24 = 33,638 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 \cdot 0,016 \cdot 365 \cdot 24 = 2,803 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 \cdot 0,032 \cdot 365 \cdot 24 = 19,622 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 \cdot 0,085 \cdot 365 \cdot 24 = 74,460 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_5 = 100 * 0,040 * 365 * 24 = 35,040 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 33,638 + 2,803 + 19,622 + 74,460 + 35,040 = 165,564 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

С учетом $K_{исп} = 0,5$:

$$W = 82,782 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в натуральном выражении:

$$238,624 \text{ тыс. кВт·час/год} - 82,782 \text{ тыс. кВт·час/год} = 155,842 \text{ тыс. кВт·час/год}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в стоимостном выражении за год:

$$77,280 \text{ тыс. кВт·час/год} * 11,17 \text{ руб./кВт·ч} + 78,562 \text{ тыс. кВт·час/год} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} = 1797,320 \text{ тыс. руб.,}$$

где 11,17 и 11,89 руб./кВт·ч – тарифы на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленные приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данные тарифы могут изменяться).

2.3. Расчет ожидаемой экономии ТЭР в натуральном и стоимостном выражении для мероприятий по энергосбережению и энергетической эффективности на 2027 г.

2.3.1. Сокращение количества подаваемого затворного газа ввиду периодического поступления в факельную систему газов дегазации

Расчет экономии газа в натуральном выражении:

$$407 \text{ нм}^3/\text{час} - 246 \text{ нм}^3/\text{час} = 161 \text{ нм}^3/\text{час} * 24 \text{ час.} = 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.}$$

Экономия газа за год и поквартально составляет:

$$3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 347 \text{ сут.} = 1\,340,808 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{I кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 90 \text{ сут.} = 347,760 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{II кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 91 \text{ сут.} = 351,624 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{III кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 74 \text{ сут.} = 285,936 \text{ тыс.м}^3.$$

$$\text{IV кв. } 3864 \text{ нм}^3/\text{сут.} * 92 \text{ сут.} = 355,488 \text{ тыс.м}^3.$$

Расчет экономии газ в стоимостном выражении:

$$(347,760 + 351,624 + 285,936 + 355,488) \text{ тыс.м}^3 * 4212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 5\,648,248 \text{ тыс. руб.}$$

Примечание: количество суток работы УКПГ принято прогнозно на основании проекта плана добычи УВС согласно письма ПАО «Газпром» от 09.07.2024 № 08/16/4-2593.

Тариф на газ, добываемый ПАО «Газпром», установлен Федеральной Антимонопольной службой приказом №909/23 от 28.11.2023г (в зависимости от года данный тариф может изменяться).

2.3.2. Сокращение количества сбрасываемого технологического газа на ФВД с технологических линий при выводе оборудования в ППР и использовании его в качестве газа СТН УКПГ

Расчет данного показателя выполняется по формуле:

$$V_{\text{Г.оп}} = 2893 * V * \left(\frac{P_H}{T_H * Z_H} - \frac{P_K}{T_K * Z_K} \right) * X_{\text{Г.прод}} * N, \text{ где}$$

V – геометрический объем аппарата, участка газопровода или технологической линии, опорожняемого для ремонта или внутреннего осмотра, м³;

P_H, P_K – абсолютное давление природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, Мпа;

T_H, T_K – температура природного газа перед началом ремонтной работы и после опорожнения, К;

Z_H, Z_K – коэффициенты сверхсжимаемости природного газа при P_H, T_H и P_K, T_K (ГОСТ 30319);

N – количество операций в расчетный период;

$X_{\text{Г.прод}}$ – мольная доля добываемой продукции в газе, отправляемом на факел или свечу;

$$X_{г.прод} = \frac{n_{г.прод}}{n_{г.пл}}, \text{ где}$$

$n_{г.прод}$, $n_{г.пл}$ — соответственно число молей пластового газа и газа, который является продукцией, определяемые по данным лабораторных исследований.

Расчет показателя $V_{г.пл}$ представлен в таблице 2.3.2.1

Таблица 2.3.2.1 – расчет сокращения количества сбрасываемого технологического газа

Дата	Об-ние Труб-д	V	Рн	Тн	Zн	Рк	Тк	Zк	Vоп	пг.прод	пг.пл	Xг.прод	N	Пг.оп	Мольная доля C1-C4 % согласно справкам ХАЛ
03.06.2024	10С-1№1	22,2	6,43	284,85	0,8385	2	285,95	0,9452	1253,72	96,70	100	0,9670	1	1212,35	96,70
03.06.2024	10С-1№2	22,2	8,01	277,25	0,7847	2	285,25	0,9449	1888,05	96,70	100	0,9670	1	1825,75	96,70
03.06.2024	10С-4№1	41,7	6,36	287,15	0,8414	2	285,95	0,9444	2282,30	97,12	100	0,9712	1	2216,55	97,12
03.06.2024	10С-4№2	41,7	5,63	286,45	0,8577	2	282,95	0,9427	1859,91	97,12	100	0,9712	1	1806,32	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (мех.гр.)	14,4	8,37	283,65	0,7862	2	277,05	0,9394	1242,75	97,12	100	0,9712	1	1206,95	97,12
03.06.2024	10Т-1№2 (мех.гр.)	14,4	5,63	275,03	0,8406	2	276,95	0,9394	694,24	97,12	100	0,9712	1	674,24	97,12
03.06.2024	10Т-1№1 (гр.)	12,6	6,43	284,15	0,8374	2	278,55	0,9412	706,99	96,70	100	0,9670	1	683,66	96,70
03.06.2024	10Т-1№2 (гр.)	12,6	8,01	284,25	0,7994	2	278,05	0,9409	1006,22	96,70	100	0,9670	1	973,01	96,70
03.06.2024	20Т-2№1 (сух.гнз)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,33	0,9384	20,93	97,12	100	0,9712	1	20,33	97,12
03.06.2024	20Т-2№2 (сух.гнз)	0,61	4,87	284,35	0,8733	2	275,75	0,9387	20,98	97,12	100	0,9712	1	20,37	97,12
03.06.2024	20Т-2№3 (сух.гнз)	0,61	4,87	284,45	0,8734	2	275,75	0,9387	20,96	97,12	100	0,9712	1	20,35	97,12
03.06.2024	Трубопроводы от 10ПУ 1 до 10БЭ-1	219,49	7,19	278,35	0,8081	2	277,25	0,9404	15427,38	96,70	100	0,9670	1	14918,28	96,70
03.06.2024	Трубопроводы от 10БЭ- 1 до п.34	196,48	5,59	276,35	0,8437	2	284,45	0,9436	9392,47	97,12	100	0,9712	1	9121,87	97,12
03.06.2024	10ПУ-1№1 и линия 1.16	139,65	7,15	278,35	0,8091	2	278,35	0,9410	9741,39	96,70	100	0,9670	1	9419,92	96,70
03.06.2024	10ПУ-1№2 и линия 1.16	139,65	7,22	276,75	0,8042	2	276,25	0,9398	9994,19	96,70	100	0,9670	1	9664,38	96,70
	Итого:								55 552,49					53 784,35	

Расчет показателя $X_{Г.ПРОД}$ представлен в таблицах 2.3.2.2 и 2.3.2.3.

Таблица 2.3.2.2

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
10С-1№1 протокол № 1280 от 28.03.2024					
	мольное содержание компонентов, %	Молярная масса компо-нента	Молярная масса общая, гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	90,68	16	14,5088		79,613
C2	3,78	30	1,134		6,223
C3	1,55	44,1	0,68355		3,751
i-C4	0,29	58,12	0,168548		0,925
n-C4	0,4	58,12	0,23248		1,276
i-C5	0,14	72,15	0,10101		0,554
n-C5	0,1	72,15	0,07215		0,396
C6+	0,16	82,8	0,13248		0,727
N2	0,24	14	0,0336		0,184
CO2	2,63	44,01	1,157463		6,351
O2	0	32	0		0,000
H2S		18,2599002			0,000
Сумма		18,224081			0,000
		C5+ (сумм)			1,677

Таблица 2.3.2.3

Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371					
п.34 Паспорт качества №5 ГПП от 01.06.2024					
	мольное содержание компонентов, %	Молярная масса компо-нента	Молярная масса , гр/моль	масс, % (хрома- тограф)	масс, % (расчетная)
C1	89,97	16	14,3952		78,51076801
C2	4,310	30	1,293		7,051963366
C3	2,06	44,1	0,90846		4,954699644
i-C4	0,4	58,12	0,23248		1,267935378
n-C4	0,379	58,12	0,2202748		1,20136877
i-C5	0,097	72,15	0,0699855		0,381697743
n-C5	0,06	72,15	0,04329		0,236101697
C6+	0,065	82,8	0,05382		0,293531839
N2	0,164	14	0,02296		0,125222799
CO2	2,49	44,01	1,095849		5,976710752
O2	0	32	0		0
Сумма	99,995	18,3353193			31,54734911
		C5+ (сумм)			0,91133128

Расчет экономии газ в стоимостном выражении:
 $55,552 \text{ тыс.м}^3 * 4212,57 \text{ руб./тыс.м}^3 = 234,017 \text{ тыс. руб.}$

2.3.3. Отключение потребителей собственных нужд газопоршневых электроагрегатов электростанции собственных нужд - вывод из оперативного дежурства резервных ГПЭА

Время работы в летний режим (отсутствие добычи): 122 сут.

Время работы в зимний режим (добыча): 243 сут.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при отсутствии добычи углеводородов с 01.06. по 30.09): 8/2/2 шт.

Количество ГПЭА всего/в работе/в оперативном резерве (при добыче углеводородов с 01.10. по 31.05): 8/4/2 шт.

Коэффициент загрузки (периодичности работы) электроподогревателя: 0,6.

Мощность, потребляемая одним электроподогревателем масляной системы ГПЭА: 2,000 кВт.

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при отсутствии добычи углеводородов:

$$W_1 = 4 * 2,000 * 122 * 24 * 0,6 = 14,055 \text{ тыс.кВт·час/год.}$$

Экономия расхода электроэнергии на электроподогрев при добыче углеводородов:

$$W_2 = 2 * 2,000 * 243 * 24 * 0,6 = 13,998 \text{ тыс.кВт·час/год.}$$

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении за год:

$$\Sigma = W_1 + W_2 = 14,055 + 13,998 = 28,053 \text{ тыс.кВт·час}$$

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении за год:

$$12,155 \text{ тыс.кВт·час/1 полугодие} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} + \\ + 15,898 \text{ тыс.кВт·час/2 полугодие} * 11,90 \text{ руб./кВт·ч} = 333,709 \text{ тыс.руб.}$$

где 11,89 и 11,90 руб./кВт·ч – тарифы на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленные приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данные тарифы могут изменяться).

2.3.4. Отключение силовых трансформаторов 1ТП-4, 1ТП-5 электрообогрев коммуникаций в летнее время на УКПГ

Количество трансформаторов на УКПГ – 4.

Время отключения трансформаторов – 122 дней.

Потери холостого хода трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 0,79 кВт.

Потери короткого замыкания трансформатора ТМГ-400/10 (паспортные данные) – 5,68 кВт.

Расчет экономии электроэнергии в натуральном выражении:

$$4 * (0,79 + 5,68) * 122 * 24 = 75,754 \text{ тыс.кВт·час}$$

Разность величины суточного потребления электроэнергии – $75,754 / 122 = 0,621 \text{ тыс.кВт·ч.}$

Расчет экономии электроэнергии в стоимостном выражении:

$$18,628 \text{ тыс.кВт·ч} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} + \\ + 57,126 \text{ тыс.кВт·ч} * 11,90 \text{ руб./кВт·ч} = 901,286 \text{ тыс.руб.}$$

Энергосберегающее мероприятие предполагается реализовать в рамках программы капитального ремонта объектов добычи и технического обслуживания ПАО «Газпром» и в Проекте программы энергосбережения рассматриваются как условно беззатратные мероприятия (УБЗМ).

2.3.5. Замена светильников на энергоэффективные светодиодные светильники на УКПГ

Количество светильников ЖКУ16-250-001 УХЛ2 с лампами 250 Вт - 32 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ4 с лампами 72 Вт - 20 шт.

Количество светильников АОТ.ОPL 236 УХЛ5 с лампами 72 Вт - 70 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 250 Вт - 100 шт.

Количество светильников ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 с лампой 150 Вт - 100 шт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖКУ16-250-001 УХЛ2 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ4 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником АОТ.ОPL 236 УХЛ5 - 0,072 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,250 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ЖСП25-250-26(34) УХЛ1 - 0,150 кВт.

Расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 \cdot 0,250 \cdot 365 \cdot 24 = 70,080 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 \cdot 0,072 \cdot 365 \cdot 24 = 12,614 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 \cdot 0,072 \cdot 365 \cdot 24 = 44,150 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 \cdot 0,250 \cdot 365 \cdot 24 = 219,000 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_5 = 100 \cdot 0,150 \cdot 365 \cdot 24 = 131,400 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии до реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 70,080 + 12,614 + 44,150 + 219,000 + 131,400 = 477,245 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

С учетом $K_{\text{исп}} = 0,5$:

$$W = 238,624 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

Мощность потребляемая одним светильником УЭСС СД.К 120 П УХЛ1 IP66 70*140° - 0,120 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.1У 16/3 УХЛ4 IP20 АК - 0,016 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником ОЭСС СД.П 32/3 НП УХЛ4 IP54 - 0,032 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,085 кВт.

Мощность потребляемая одним светильником СГЖ01 (Горэлтех) - 0,040 кВт.

Расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W_1 = 32 \cdot 0,120 \cdot 365 \cdot 24 = 33,638 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_2 = 20 \cdot 0,016 \cdot 365 \cdot 24 = 2,803 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_3 = 70 \cdot 0,032 \cdot 365 \cdot 24 = 19,622 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{час/год.}$$

$$W_4 = 100 * 0,085 * 365 * 24 = 74,460 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

$$W_5 = 100 * 0,040 * 365 * 24 = 35,040 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

Суммарный расход электроэнергии после реализации мероприятия:

$$W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 + W_5 = 33,638 + 2,803 + 19,622 + 74,460 + 35,040 = 165,564 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

С учетом $K_{исп} = 0,5$:

$$W = 82,782 \text{ тыс. кВт·час/год.}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в натуральном выражении:

$$238,624 \text{ тыс. кВт·час/год} - 82,782 \text{ тыс. кВт·час/год} = 155,842 \text{ тыс. кВт·час/год}$$

Экономия электроэнергии за счет реализации мероприятия в стоимостном выражении за год:

$$77,280 \text{ тыс. кВт·час/год} * 11,89 \text{ руб./кВт·ч} + \\ + 78,562 \text{ тыс. кВт·час/год} * 11,90 \text{ руб./кВт·ч} = 1853,745 \text{ тыс. руб.,}$$

где 11,89 и 11,90 руб./кВт·ч – тарифы на электрическую энергию в технологически изолированной территориальной энергетической системе ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», установленные приказом Региональной энергетической комиссией Сахалинской области (в зависимости от года данные тарифы могут изменяться).

3. Оценка экономической эффективности энергосберегающих мероприятий

Мероприятия Программы энергосбережения приняты условно без затратными, так как на выполнение мероприятий не требуется дополнительных вложений и капитальных затрат.