

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

_____ И.Н. Сидоров

" ____ " _____ 2022 г.

Отчёт о выбросах парниковых газов
для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
в 2021 году

АННОТАЦИЯ

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», расположенных на территории Харьягинского нефтяного месторождения в Ненецком автономном округе.

Количественное определение выбросов парниковых газов проведено на 2021 год в целом по организации.

В отчёте определены выбросы парниковых газов, поступающих в атмосферу из стационарных источников объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», а именно диоксида углерода и метана.

Включены выбросы от следующих категорий источников выбросов, подлежащие обязательному учету в организациях, и характерных для производственной деятельности ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» - стационарное сжигание топлива, сжигание в факелах [12].

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» исключены:

- неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, согласно п. 3.3 [12];
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [12].

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ.....	7
1.1. Общие сведения о предприятии.....	7
1.2. Сведения о лицах, ответственных за сбор исходных данных и количественное определение выбросов парниковых газов в организации за отчётный период.....	9
1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия.....	9
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.....	12
3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.....	13
3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов	13
3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов.....	15
3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов.....	17
3.4. Результаты расчёта выбросов парниковых газов.....	19
4. СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ, ПРИВОДЯЩИХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.....	21
БИБЛИОГРАФИЯ.....	23
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.....	34
ПРИЛОЖЕНИЕ № 3 – ПРИКАЗ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА» ОТ 08.07.2020 № 201 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ГАЗОВОЙ ПРОГРАММЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА».....	45

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЖК	- вахтовый жилой комплекс
ВПТ	- внутрипромысловые трубопроводы
ГПЗ	- газоперерабатывающий завод
ГТЭС	- газотурбинная электростанция
ДТ	- дизельное топливо
ЗРА	- запорно-регулирующая арматура
ЛУ	- лицензионный участок
НАО	- Ненецкий автономный округ
ОНВ	- объект негативного воздействия
ПНГ	- попутный нефтяной газ
СРП	- соглашение о разделе продукции
ЦПС	- центральный пункт сбора

ВВЕДЕНИЕ

Российская Федерация, являясь Стороной Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН) и Парижского соглашения, приняла обязательства по формированию национальной политики и реализации мер, направленных на ограничение антропогенных выбросов парниковых газов из источников и увеличения их поглощения.

Указом Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» установлены следующие цели:

а) обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70 процентов относительно уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации;

б) разработать с учетом особенностей отраслей экономики Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года и утвердить ее;

в) обеспечить создание условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов парниковых газов, а также по увеличению поглощения таких газов.

Каждая организация, осуществляющая хозяйственную деятельность, связанную с выбросами парниковых газов, осуществляет составление отчёта о выбросах парниковых газов.

Настоящий отчёт о выбросах выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» разработан на основании требований законодательных, распорядительных и нормативных документов:

1) Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ.

2) Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».

3) Федеральный закон от 4 ноября 1994 г. № 34-ФЗ «О ратификации Рамочной конвенции ООН об изменении климата».

4) Распоряжение Президента Российской Федерации от 17 декабря 2009 г. № 861-рп «О климатической доктрине Российской Федерации».

5) Рамочная конвенция Организаций Объединенных Наций об изменении климата (принята 9 мая 1992 г.).

6) Пересмотренные руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996 г.

7) Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 2006 г.

8) Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

9) Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

10) Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения».

11) Указ Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ

1.1. Общие сведения о предприятии

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», расположенных на Харьягинском нефтяном месторождения, которое находится в НАО Архангельской области в 180 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мар.

Общие сведения о предприятии представлены в Таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 — Общие сведения об ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Полное наименование юридического лица:	Общество с ограниченной ответственностью «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»	
Сокращенное наименование юридического лица:	ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»	
Организационно-правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью	
Юридический адрес:	Россия, 101000, Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, стр.1, офис 2	
Почтовый адрес:	Россия, 115054, г. Москва, Павелецкая пл., д. 2, стр. 3	
Место нахождения объектов (фактический адрес):	Архангельская область, Ненецкий автономный округ, муниципальный район «Заполярный район», Харьягинское нефтяное месторождение	
ОКТМО объектов	11811000	
Телефон:	(495) 228 01 40	
Факс:	(495) 228 01 21	
ИНН	9701011913	
ОГРН	1157746887760	
Коды статистической отчетности:	ОКПО	49896060
	ОКОГУ	4210014
	ОКОПФ	12300
	ОКФС	16
	ОКВЭД	06.10.1, 06.10.3, 06.20, 09.10, 09.10.1, 09.10.2, 09.10.3, 09.10.4, 09.10.9, 19.20.2, 41.20, 43.22, 46.71, 52.10.21, 52.10.22, 71.12.3
Руководитель	Генеральный директор — Сидоров Игорь Николаевич	

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» имеет лицензию на пользование недрами (НРМ 16129 НЭ от 01.08.2016 г.) с целью разработки и добычи нефти на Харьягинском месторождении в соответствии с Соглашением о разделе продукции, заключенным с Правительством Российской Федерации в 1995 году.

Харьягинское месторождение расположено в НАО Российской Федерации, на 90 км севернее Северного полярного круга. Его площадь превышает 320 км².

Основными видами экономической деятельности ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются:

- добыча сырой нефти и ПНГ;
- добыча природного газа и газового конденсата;
- предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа;
- предоставление услуг по бурению, связанному с добычей нефти, газа и газового конденсата;
- предоставление услуг по монтажу, ремонту и демонтажу буровых вышек;
- предоставление услуг по доразведке месторождений нефти и газа на особых экономических условиях (по соглашению о разделе продукции - СРП);
- сжижение и обогащение природного газа на месте добычи для последующей транспортировки;
- предоставление прочих услуг в области добычи нефти и природного газа;
- строительство жилых и нежилых зданий;
- производство санитарно-технических работ, монтаж отопительных систем и систем кондиционирования воздуха;
- торговля оптовая твердым, жидким и газообразным топливом и подобными продуктами
- хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки;
- хранение и складирование газа и продуктов его переработки;
- деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, управления проектами строительства, выполнения строительного контроля и авторского надзора, предоставление технических консультаций в этих областях.

Основным направлением деятельности ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» является добыча, сбор, подготовка и подача нефти в трубопроводную систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и поставка подготовленного ПНГ на переработку на Усинский ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Добыча нефти на месторождениях производится посредством бурения и последующего обустройства скважин на кустовых площадках. Кустовые площадки представляют собой ограниченные территории месторождения, на которых расположены группы скважин и нефтегазодобывающее оборудование.

Добычаемая нефть содержит растворенный газ, называемый попутным. Процесс дегазации нефти проводится путем сепарации и стабилизации нефтяной смеси.

Продукция добывающих скважин под устьевым давлением поступает по нефтесборным коллекторам через замерные установки в систему ВПТ.

Нефть с кустовых площадок по ВПТ подается на ЦПС ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», где происходит полная подготовка нефти до

товарной кондиции (обезвоживание, обессоливание, стабилизация) и последующая сдача ее потребителю. ПНГ в процессе подготовки нефти сепарируется и частично используется для выработки электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды. Часть ПНГ передаётся на переработку на Усинский ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Оставшийся ПНГ сжигается на факельной установке.

Объём добытой в 2021 году сырой нефти составил 1 563 728,151 т, экспорт товарной нефти (НЕТТО) составил 1 556 400,000 т.

Объём добытого в 2021 году ПНГ составил 201 705,403 тыс. м³. Экспорт товарного газа составил 35 526,276 тыс. м³.

1.2. Сведения о лицах, ответственных за сбор исходных данных и количественное определение выбросов парниковых газов в организации за отчётный период

Приказом Генерального директора ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» от 21.02.2018 № 58 [14] лицом, ответственным за проведение работ по количественному определению выбросов парниковых газов и подготовку сведений (отчётов) о выбросах парниковых газов, назначен ведущий специалист Управления ПБ, ОТ и ООС – А.Д. Клейн.

1.3. Сведения об объектах негативного воздействия предприятия

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» осуществляет деятельность по добыче сырой нефти и ПНГ на территории Харьягинского нефтяного месторождения, расположенного в НАО.

Сведения об объектах негативного воздействия ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» приведены в Таблице 1.3.1. Все объекты негативного воздействия внесены в публичный федеральный реестр ОНВ.

Таблица 1.3.1 — Сведения об объектах негативного воздействия

№ п/п	Наименование ОНВ	Код ОНВ, дата регистрации	Категория
1.	Куст скважин ЕР-1	11-0183-001104-П от 01.06.2017	I
2.	Куст скважин ЕР-2	11-0183-001105-П от 01.06.2017	I
3.	Куст скважин НР-1	11-0183-001106-П от 01.06.2017	I
4.	Куст скважин WР-1 ¹	11-0183-001107-П от 01.06.2017	I
5.	Куст 108 (ЦПС) и система промысловых трубопроводов	11-0183-001108-П от 01.06.2017	I
6.	Вахтовый поселок ²	11-0183-001103-П от 01.06.2017	III
7.	Новый вахтовый поселок	11-0111-001546-П от 01.04.2021	III

Примечания: 1 Скважины куста WP-1 находятся в консервации, куст не эксплуатируется. В 2020-2021 годах проводилось обустройство куста WP-1. Ввод объекта в эксплуатацию запланирован в 2022 г.

2 Вахтовый поселок как объект негативного воздействия снят с государственного учета в связи с консервацией (акт от 21.05.2021). Свидетельство о снятии ОНВОС с государственного учета № 5118189 от 19.08.2021.

Расположение объектов представлено на рисунке 1.3.1.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Исходными данными для составления настоящего отчёта о выбросах парниковых газов являются расходы топлива и углеводородной смеси, а также компонентный состав газообразного топлива и углеводородной смеси.

Форма предоставления исходных данных для расчётов выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» регламентирована требованиями [13] и представляет собой анкету. Анкета для сбора и предоставления исходных данных по объектам ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» представлена в Приложении 1.

Анкета для сбора и предоставления исходных данных содержит обязательную информацию, указанную в главе III [12]:

- сведения об ответственном лице за сбор исходных данных;
- значения параметров необходимых для количественного определения выбросов парниковых газов за отчётный период.

Также исходные данные необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов за отчётный период представлены в разделе 3.3 настоящего отчёта.

3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Количественное определение выбросов парниковых газов проведено на 2021 год в целом по организации.

В отчёте определены выбросы парниковых газов, поступающих в атмосферу от стационарных источников объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», а именно диоксида углерода и метана.

Включены выбросы от следующих категорий источников выбросов, подлежащие обязательному учету в организациях, и характерных для производственной деятельности ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» - стационарное сжигание топлива, сжигание в факелах [12].

Из количественного определения выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» исключены:

- неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, согласно п. 3.3 [12];
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [12].

3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов

В настоящем отчёте проведена идентификация источников выбросов парниковых газов и классификация источников по категориям.

Категорией источников выбросов парниковых газов являются близкие виды хозяйственной деятельности или производственно-технологических процессов, приводящих к возникновению выбросов парниковых газов в атмосферу, и объединённых по признаку контроля со стороны организации.

Перечень действующих источников выбросов парниковых газов и категорий для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» приведён в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Перечень источников выбросов парниковых газов и категорий для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

№ п/п	Категории источников выбросов парниковых газов	Топливо/ Углеводородная смесь	Источники выбросов парниковых газов	Принадлежность к объекту	Выбрасываемые парниковые газы
1	Стационарное сжигание дизельного топлива	Дизельное топливо	Тепловая пушка Master Heater BV-280E 1	ЦПС и куст 108	CO ₂
			Тепловая пушка Master Heater BV-280E 2		
			Дизельгенератор Wilson DG-9201	Вахтовый посёлок	
			Дизельгенератор Wilson DG-9203		
			Дизельгенератор Wilson DG-9204		
			Дизельгенератор Wilson DG-9205		
			Дизельгенератор Wilson DG-9206		
			Котёл Н9301		
			Котёл Н9302		
			Котёл Н9303		
2	Стационарное сжигание попутного нефтяного газа	Попутный нефтяной газ	Турбинный электрогенератор X-7003A	ЦПС и куст 108	CO ₂
			Турбинный электрогенератор X-7003B		
			Турбинный электрогенератор X-7003C		
			Турбинный электрогенератор X-7003D		
			Печь подогрева теплоносителя Н-4402		
			Печь подогрева теплоносителя Н-4403		
			Печь подогрева теплоносителя Н-4401		
3	Сжигание на факельной установке	Попутный нефтяной газ	Факельная установка низкого давления	ЦПС и куст 108	CO ₂ , CH ₄

Также на объектах ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» имеются недействующие в 2021 году источники поступления парниковых газов в атмосферу, представленные в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Перечень источников поступления парниковых газов, недействующих в 2021 году

№ п/п	Принадлежность к объекту НВОС	Источники поступления парниковых газов	Причина простоя
1	ЦПС и куст 108	Аварийный дизельгенератор Caterpillar EDG-7002A	В резерве весь год
		Аварийный дизельгенератор Caterpillar EDG-7002B	В резерве весь год
		Аварийный дизельгенератор Cummins EDG-7001	В резерве весь год
2	Куст скважин NP-1	Аварийный дизельгенератор Cummins EDG-7030A	В ремонте весь год
		Аварийный дизельгенератор Cummins EDG-7030B	Выведен из эксплуатации
3	Куст скважин EP-1	Аварийный дизельгенератор Cummins DG - 7040	В резерве весь год
4	Куст скважин EP-2	Аварийный дизельгенератор Cummins 17050*	В резерве весь год
5	Новый вахтовый посёлок	Аварийный дизельгенератор EDG-7007A*	В резерве весь год
		Аварийный дизельгенератор EDG-7007B*	В резерве весь год

* Проводились плановые пуски для проверки работоспособности генератора

3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов

Согласно указаниям в разделе 1.4 приложения № 2 методики [12] количественное определение выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива выполняется расчётным методом по группам источников по формуле 3.2.1:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (3.2.1)$$

где

- $E_{CO_2,y}$ - выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива за период y, т CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период y, ТДж, тыс. м³;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y, т CO₂/ТДж, т CO₂/тыс. м³;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j, доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период y.

Расход жидкого топлива ($FC_{j,y}$) в энергетическом эквиваленте (ТДж) определяется согласно разделу 1.5 приложения № 2 методики [12] по формуле (3.2.2):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times NCV_{j,y} \times 10^{-3} \quad (3.2.2)$$

где

- $FC_{j,y}$ - расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период y , ТДж;
 $FC'_{j,y}$ - расход топлива j в натуральном выражении за период y , т;
 $NCV_{j,y}$ - низшая теплота сгорания топлива j за период y , МДж/кг.

Коэффициенты выбросов CO_2 от сжигания газообразного топлива рассчитываются согласно раздела 1.6 приложения № 2 методики [12] на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива по формуле (3.2.3):

$$EF_{CO_2,j,y} = \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (3.2.3)$$

где

- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j за период y , т CO_2 /тыс. m^3 ;
 $W_{i,j,y}$ - объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y , % об. (% мол.);
 $n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i -го компонента газообразного топлива;
 ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO_2), кг/ m^3 .

Выбросы от сжигания попутного нефтяного газа на факельной установке определяется согласно разделу 2.4 приложения № 2 [12] по формуле 3.2.4:

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (3.2.4)$$

где

- $E_{i,y}$ - выбросы i -го парникового газа от сжигания углеводородных смесей на факельной установке за период y , т;
 $FC_{j,y}$ - расход j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , тыс. m^3 ;
 $EF_{i,j,y}$ - коэффициент выбросов i -го парникового газа от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. m^3 ;
 i - CO_2 , CH_4 ;
 j - вид углеводородной смеси;

n - количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке.

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается согласно указаниям в разделе 2.6 приложения № 2 методики [12] по формуле 3.2.5:

$$EF_{CO_2, j, y} = (W_{CO_2, j, y} + \sum_{i=1}^n (W_{i, j, y} \times n_{c, i}) \times (1 - CF_{j, y})) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (3.2.5)$$

где

- EF_{CO₂, j, y} - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j-ой углеводородной смеси на факельной установке период y, т CO₂/тыс. м³;
- W_{CO₂, j, y} - содержание CO₂ в j-ой углеводородной смеси за период y, % об.;
- W_{i, j, y} - содержание i-го компонента (кроме CO₂) в j-ой углеводородной смеси, % об.
- n_{c, i} - количество молей углерода на моль i-го компонента углеводородной смеси;
- CF_{j, y} - коэффициент недожога j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, доля;
- ρ_{CO₂} - плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³.

Коэффициент выбросов CH₄ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается согласно указаниям в разделе 2.6 приложения № 2 методики [12] по формуле 3.2.6:

$$EF_{CH_4, j, y} = W_{CH_4, j, y} \times CF_{j, y} \times \rho_{CH_4} \times 10^{-2} \quad (3.2.6)$$

где

- EF_{CH₄, j, y} - коэффициент выбросов CH₄ от сжигания j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, т CH₄/тыс. м³;
- W_{CH₄, j, y} - содержание CH₄ в j-ой углеводородной смеси за период y, % об.;
- CF_{j, y} - коэффициент недожога j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, доля;
- ρ_{CH₄} - плотность метана (CH₄), кг/м³.

3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов

К параметрам, необходимым для количественного определения, относятся:

- расход стационарно сжигаемого дизельного топлива, составляющий 428,047 т/год;

- расход ПНГ сжигаемого на газотурбинных установках, составляющий 71694,993 тыс. м³/год;
- расход ПНГ сжигаемого в печах подогрева теплоносителя, равный 20385,483 тыс. м³/год;
- расход ПНГ, сжигаемого на факельной установке, равный 74098,651 тыс. м³/год;
- среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого на газотурбинных установках, указанный в таблице 3.3.1;

Таблица 3.3.1 - Среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого на газотурбинных установках

Компонент топливного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (СН ₄)	% об.	70,161
Этан (С ₂ Н ₆)	% об.	10,280
Пропан (С ₃ Н ₈)	% об.	5,350
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	% об.	1,833
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	% об.	0,522
Сумма гексанов (С ₆ Н _х)	% об.	0,259
Кислород (О ₂)	% об.	0,015
Азот (N ₂)	% об.	8,071
Диоксид углерода (СО ₂)	% об.	2,032
Сероводород (Н ₂ С)	% об.	1,424
Гелий	% об.	0,034
Водород	% об.	0,002

- среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого в печах подогрева теплоносителя, указанный в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 - Среднегодовой состав топливного газа, сжигаемого в печах подогрева теплоносителя

Компонент топливного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (СН ₄)	% об.	70,180
Этан (С ₂ Н ₆)	% об.	10,254
Пропан (С ₃ Н ₈)	% об.	5,322
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	% об.	1,812
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	% об.	0,512
Сумма гексанов (С ₆ Н _х)	% об.	0,268
Кислород (О ₂)	% об.	0,015
Азот (N ₂)	% об.	8,113
Диоксид углерода (СО ₂)	% об.	2,034
Сероводород (Н ₂ С)	% об.	1,440

- среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на факельной установке, указанный в таблице 3.3.3.

Таблица 3.3.3 - Среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на факельной установке

Компонент ПНГ	Ед. изм.	Значение
Метан (CH ₄)	% об.	56,526
Этан (C ₂ H ₆)	% об.	12,226
Пропан (C ₃ H ₈)	% об.	10,249
Бутан (C ₄ H ₁₀)	% об.	5,032
Пентан (C ₅ H ₁₂)	% об.	2,413
Сумма гексанов (C ₆ H _x)	% об.	1,337
Кислород (O ₂)	% об.	0,530
Азот (N ₂)	% об.	7,735
Диоксид углерода (CO ₂)	% об.	2,056
Сероводород (H ₂ S)	% об.	1,864
Гелий	% об.	0,022
Водород	% об.	0,001

3.4. Результаты расчёта выбросов парниковых газов

Суммарные выбросы парниковых газов по категориям источников и организации в целом рассчитываются с учётом потенциалов глобального потепления парниковых газов и выражаются в CO₂-эквиваленте. Расчёт выполняется согласно [12] по формуле 3.4.1:

$$E_{CO_2e,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i) \quad (3.4.1)$$

где

- $E_{CO_2e,y}$ - выбросы парниковых газов в CO₂-эквиваленте за период y, т CO₂-эквивалента;
- $E_{i,y}$ - выбросы i-го парникового газа за период y, т;
- GWP_i - потенциал глобального потепления, равен 1 для диоксида углерода и 25 для метана;
- n - количество видов выбрасываемых парниковых газов;
- i - CO₂, CH₄.

Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в 2021 году представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в 2021 году

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/год	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/год в CO ₂ -эквиваленте
1	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ДТ	1 348	1	1 348
2	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ	158 638	1	158 638
3	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах	45 036	1	45 036
4	Выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке	209 754	1	209 754
5	Выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке	16	25	400
Суммарные выбросы парниковых газов в CO ₂ -эквиваленте				415 176
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO ₂ -эквиваленте				205 022
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факеле в CO ₂ -эквиваленте				210 154
Суммарные выбросы CO ₂ в CO ₂ -эквиваленте				414 776
Суммарные выбросы CH ₄ в CO ₂ -эквиваленте				400

Подробные расчёты выбросов парниковых газов представлены в Приложении 2.

4. СВЕДЕНИЯ О РЕАЛИЗУЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЯХ, ПРИВОДЯЩИХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

В целях повышения эффективности использования ПНГ в 2021 году были проведены строительно-монтажные работы, закупки по объектам (сооружениям и оборудованию), представленным в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Объекты (сооружения, оборудование), реализация которых повысит эффективность использования ПНГ

№ п/п	Объект (сооружение, оборудование)	Назначение объекта (сооружения, оборудования)
1	Комплексная установка подготовки газа	Очистка газа от сероводорода
2	Блок обезвоживания газа	Удаление из газа всей жидкости, унесённой из сепараторов, а также жидкости, конденсирующейся на последней ступени компримирования низкого давления
3	Установка обессоливания воды	Подготовка воды перед подачей на установку очистки газа от сероводорода и газотурбинную электростанцию
4	Установка производства газообразного азота	Газообразный азот используется для удаления топливного газа из аппаратов (коммуникаций) и создания азотных «подушек» в емкостях хранения амина
5	Эстакады	Размещение трубопроводов и электрических кабелей
6	Система теплоносителя	Подогрев или охлаждение сред
7	Система пожаротушения	Предотвращение распространения пламени
8	Главная трансформаторная подстанция	Снабжение оборудования электричеством
9	Газокомпрессорная установка низкого давления	Сжатие газа, направляемого на установку обессеривания газа
10	Факельная система низкого давления	Кратковременные продувки технологического оборудования
11	Система очистки технической и дождевой воды	Очистка сточных вод до требуемых нормативов качества
12	Установка топливного газа сверхвысокого, высокого и низкого давления	Подготовка топливного газа перед подачей на газотурбинные установки и печи подогрева теплоносителя
13	Газотурбинная установка выработки электроэнергии	Сжигание газа для выработки электроэнергии
14	Газокомпрессорная установка среднего давления	Сжатие товарного газа до давления, достаточного для подачи в магистральный газопровод и далее в газотранспортную систему потребителя (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)
15	Открытые дренажные системы	Отвод дренажных стоков
16	Факельная система высокого давления	Кратковременные продувки технологического оборудования
17	Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2	Транспортировка товарного газа для дальнейшей переработки

Приказом от 08.07.2020 № 201 утверждена новая редакция Газовой программы рационального использования ПНГ на период 2020-2024 гг. в рамках Харьягинского СРП [15] (Приложение 3).

Целями Газовой программы рационального использования ПНГ в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются:

1) Снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет увеличения уровня полезного использования ПНГ в соответствии с постановлением Правительства от 8 ноября 2012 г. № 1148.

2) Соблюдение условий лицензии на пользование недрами и требований проектно-технологического документа в части достижения уровня полезного использования ПНГ 95%.

3) Покрытие дефицита электроэнергии, возникающего в связи с вводом новых объектов.

Основными задачами Газовой программы рационального использования ПНГ в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются:

1) Проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию объектов сбора, подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ).

2) Строительство и ввод в эксплуатацию газотурбинной электростанции - ГТЭС (Солар).

3) Подготовка ПНГ для получения топливного газа, отвечающего требованиям к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар).

4) Доведение параметров газа до величин, предусмотренных техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», для его дальнейшей реализации.

5) Модернизация метрологического учета и контроля добычи, использования и сжигания на факельных установках ПНГ в рамках Харьягинского СРП.

Планируемые уровни полезного использования ПНГ составляют: 74,0 % в 2022 году, 79,0 % в 2023 году.

БИБЛИОГРАФИЯ

- 1) Федеральный закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. №7-ФЗ.
- 2) Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
- 3) Федеральный закон от 4 ноября 1994 г. № 34-ФЗ «О ратификации Рамочной конвенции ООН об изменении климата».
- 4) Распоряжение Президента Российской Федерации от 17 декабря 2009 г. № 861-рп «О климатической доктрине Российской Федерации».
- 5) Рамочная конвенция Организаций Объединенных Наций об изменении климата (принята 9 мая 1992 г.)
- 6) Пересмотренные руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996 г.
- 7) Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 2006 г;
- 8) Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата;
- 9) Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата.
- 10) Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения».
- 11) Указ Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
- 12) Методические указания и руководство по количественному определению объёма выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации, утверждённые приказом Минприроды России от 30.06.2015 № 300.
- 13) Методические рекомендации о порядке подготовки и представления исходных данных для расчёта выбросов парниковых газов, утверждённые приказом ОАО «Зарубежнефть» от 28.01.2014 № 26.
- 14) Приказ Генерального директора ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» от 21.02.2018 № 58 «О назначении лица, ответственного за проведение работ по количественному определению выбросов парниковых газов и подготовку сведений (отчётов) о выбросах парниковых газов».
- 15) Газовая программа рационального использования попутного нефтяного газа на период 2020-2024 гг. в рамках Харьягинского СРП.

ПРИЛОЖЕНИЯ

**ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ
ДАННЫХ**

Приложение № 1
к «Методическим рекомендациям о порядке
подготовки и представления исходных данных
для расчета выбросов парниковых газов»

*Анкета для сбора и представления исходных данных
по нефтедобывающим Обществам*

Общие данные			
№ п/п	Категории	Единица измерений	Данные
1.	Наименование Общества		ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
2.	Ф.И.О. специалиста, представившего данные		А.Д. Клейн
3.	Отчетный период:		01.01.2021 – 31.12.2021
	начало: дата/месяц/год		01.01.2021
	конец: дата/месяц/год		31.12.2021
4.	Годовой объем добычи сырой нефти	тыс. т.	1 563,728151
5.	Коэффициент утилизации ПНГ фактический	%	63,26
5.1.	Коэффициент утилизации ПНГ по проекту	%	95,0
6.	Количество действующих буровых площадок, на которых ведется разведочное или эксплуатационное бурение на территории месторождений	шт.	6 (на площадках кустов скважин NP-1, NP-2, NP-3, EP-1, WP-1, 108)
6.1.	Кем ведутся работы по бурению скважин (собственными силами/подрядчики)	-	Подрядчик
7.	Количество объектов нефтегазодобычи:		4
7.0.1.	месторождений	шт.	1
7.0.2.	цехов добычи (ЦДНГ)	шт.	1
7.1.	Количество скважин всего	шт.	98
7.1.1.	из них добывающих скважин	шт.	62 (из них 56 действующих)
7.2.	Количество факелов (всего)	шт.	1
8.	Количество объектов подготовки нефти/газа	шт.	1
9.	Наличие собственных объектов по переработке попутного нефтяного газа/природного газа:	да/нет	нет
9.1.	количество	шт.	-
10.	Баланс попутного нефтяного газа (ПНГ):	-	-
10.1.	Годовой объем добычи (извлечения) ПНГ	тыс. м3	201 705,403

10.2.	Годовой объем ПНГ, сожженного на факелах	тыс. м3	74 098,651
10.3.	Годовой объем ПНГ, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	92 080,476
10.4.	Годовой объем ПНГ, переданного на переработку третьей стороне (ГПП, ГПЗ и др.)	тыс. м3	35 526,276
10.5.	Годовой объем ПНГ, переработанного на собственных объектах/установках	тыс. м3	0
10.6.	Годовой объем технологических потерь ПНГ, в целом по Обществу	тыс. м3	0
11.	Баланс природного газа (ПрГ):	-	-
11.1.	Годовой объем добычи (извлечения) природного газа	тыс. м3	Нет
11.2.	Годовой объем природного газа, сожженного на факелах	тыс. м3	Нет
11.3.	Годовой объем природного газа, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	Нет
11.4.	Годовой объем природного газа, переданного на переработку третьей стороне (ГПП, ГПЗ и др.)	тыс. м3	Нет
11.5.	Годовой объем природного газа, переработанного на собственных объектах/установках	тыс. м3	Нет
11.6.	Годовой объем технологических потерь природного газа, в целом по Обществу	тыс. м3	Нет
12.	Общее годовое потребление электрической энергии, всего	10 ⁶ Ватт-час	164 444, 302
12.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Ватт-час	114 808,041
13.	Общее годовое потребление тепловой энергии, всего	10 ⁶ Дж	7 008 703,2
13.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Дж	7 008 703,2

Примечание к разделу «Общие данные»:

- если Вы утвердительно ответили на п. 6, пожалуйста, приведите данные в столбце 4 Таблицы «Исходные данные»;
- если Вы утвердительно ответили на п. 9, пожалуйста, приведите данные по пп. 30-36 Таблицы «Исходные данные» (6 столбец);
- для данных по п. 10 должно соблюдаться условие: $p.10.1 = p.10.2 + p.10.3 + p.10.4 + p.10.5 + p.10.6$;
- данные в пп. 12, 13 должны учитывать потребление электрической и тепловой энергии, как полученной от сторонних организаций, так и выработанной на собственных установках.

Примечание к разделу «Исходные данные»:

- для объектов разведки и бурения (4 столбец) приведите суммарные данные по всем объектам;
- для объектов подготовки нефти уровень детализации данных должен ограничиваться информацией по ЦППН/УПН/КСП (в детализации до уровня ДНС необходимости нет);
- при наличии данных по сжиганию ПНГ и ПрГ на факелах отдельно по каждому виду объектов приведите соответствующие данные в столбцах 4, 5, 6, при этом сумма этих данных должна быть равна данным по сжиганию ПНГ, указанным в п. 10.2, а по сжиганию ПрГ – данным, указанным в п. 11.2;
- для данных по п. 10.3 должно соблюдаться условие $p.10.3 = p.18.2 + p.20.3$, а для $p.11.3 = p.18.4 + p.20.5$;
- по п. 26 и п.27 укажите сведения по технологическим потерям отдельно по каждому объекту подготовки нефти/ газа, в случае отсутствия подобной детализации – укажите данные в целом по предприятию в столбце 5.

Исходные данные								
1	2	3	4	5				6
	Категории/вопросы	Единица измерений	Объекты разведки и бурения	Объекты нефтегазодобычи				Объекты подготовки нефти/газа
				куст 108	куст NP-1	куст EP-1	куст EP-2	ЦПС+ВЖК
Сжигание газа на факелах								
14.	Годовой объем ПНГ сожженного на факелах	тыс. м3	-	-	-	-	-	74 098,651
15.	Были ли в течение года случаи затухания факелов?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
15.1	Если да, укажите годовой объем ПНГ, выброшенного без сжигания	тыс. м3	-	-	-	-	-	-
16.	Приведите среднегодовой состав ПНГ сжигаемого на факелах:	-	-	-	-	-	-	-
16.0.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	2,056
16.0.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	56,526
16.0.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	12,226
16.0.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	10,249
16.0.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	-	5,032
16.0.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пента)	%	-	-	-	-	-	2,413
16.0.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	1,337
16.0.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	7,735

16.0.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	2,417
17.	Сжигаете ли Вы природный газ на факелах?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
17.1	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого на факелах	тыс. м3	-	-	-	-	-	-
17.2.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-	-
17.2.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	-
17.2.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	-
17.2.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	-
17.2.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	-
17.2.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-	-
17.2.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-	-
17.2.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	-
17.2.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	-
17.2.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	-
Сжигание топлива в подогревателях, котлах и печах								
18.	Укажите тип используемого топлива (ПНГ, природный газ, дизельное топливо, мазут, сырая нефть и т.п.)	-	-	-	-	-	-	ПНГ, ДТ
18.1.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого в качестве топливного газа:	-	-	-	-	-	-	-
18.1.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	2,034
18.1.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	70,18
18.1.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	10,254
18.1.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	5,322
18.1.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	-	1,812
18.1.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пентан)	%	-	-	-	-	-	0,512
18.1.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	0,268
18.1.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	8,113
18.1.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	1,492
18.2.	Укажите годовой объем ПНГ используемого в качестве топливного газа	тыс. м3	-	-	-	-	-	20 385,483

18.3	Используете ли Вы природный газ для сжигания на установках (печах, котельных и т.д.)?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
18.4	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого на установках (печах, котельных и т.д.)	тыс. м3	-	-	-	-	-	-
18.5.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-	-
18.5.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	-
18.5.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	-
18.5.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	-
18.5.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	-
18.5.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-	-
18.5.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-	-
18.5.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	-
18.5.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	-
18.5.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	-
19.	Укажите годовой объем используемого в этих целях жидкого топлива (диз. топливо, мазут и т.д.)	тонн	-	-	-	-	-	174,020 т (ДТ)
Сжигание топлива для производства электроэнергии								
20.	Имеются ли собственные источники производства электроэнергии	Да/нет	Нет	Да	Да	Да	Да	Да
20.1	Если да, укажите для этих источников тип используемого топлива (ПНГ, природный газ, дизельное топливо, мазут, сырая нефть и др.)	-	-	ДТ	ДТ	ДТ	ДТ	ПНГ, ДТ
20.2.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого для производства электроэнергии	-	-	-	-	-	-	-
20.2.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	2,032
20.2.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	70,161
20.2.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	10,280
20.2.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	5,350
20.2.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан)	%	-	-	-	-	-	1,833

20.2.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан)	%	-	-	-	-	-	0,522
20.2.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	0,259
20.2.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	8,071
20.2.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	1,475
20.3	Укажите годовой объем ПНГ, используемого для производства электроэнергии	тыс. м3	-	-	-	-	-	71 694,993
20.4	Используете ли Вы природный газ для производства электроэнергии?	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
20.5	Если да, укажите годовой объем природного газа, сжигаемого для производства электроэнергии	тыс. м3	-	-	-	-	-	-
20.6.	Приведите состав природного газа:	-	-	-	-	-	-	-
20.6.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	-
20.6.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	-
20.6.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	-
20.6.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	-
20.6.5.	C ₄ H ₁₀	%	-	-	-	-	-	-
20.6.6.	C ₅ H ₁₂	%	-	-	-	-	-	-
20.6.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	-
20.6.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	-
20.6.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	-
21.	Укажите годовой объем жидкого топлива, используемого в этих целях (диз.топливо, мазут и т.д.)	Тонн в м ³	0	0	0	0	0,11 т (ДТ)	253,917 т (ДТ)
Хранение нефти в резервуарном парке								
22.	Избыточное давление (выше атмосферного) на конечном сепараторе, из которого нефть поступает в резервуарный парк	атм.		-	-	-	-	-
23.	Количество сырой нефти, поступающей в (проходящей через) резервуарный парк	тонн в год		-	-	-	-	-
24.	Плотность сырой нефти	кг/м ³		-	-	-	-	-

25.	Наличие установки по улавливанию легких фракций или газо-уравнительных систем	Да/нет		-	-	-	-	-
25.1.	Если да, укажите продолжительность работы в течение года	час в год		-	-	-	-	-
Технологические потери								
26.	Годовой объем технологических потерь ПНГ	тыс.м3		-	-	-	-	0
27.	Годовой объем технологических потерь ПрГ	тыс.м3		-	-	-	-	-
Потребление электрической и тепловой энергии, полученной от сторонних организаций								
28.	Годовое потребление электроэнергии, полученной от сторонних организаций	10 ⁶ Ватт-час	-	-	49636,261			
29.	Годовое потребление тепловой энергии, полученной от сторонних организаций	10 ⁶ Дж	-	-	-	-	-	-
Переработка попутного нефтяного газа собственными установками								
30.	Годовое производство сжиженного природного газа	тыс.м3						-
31.	Годовое производство стабилизированного газового конденсата	тыс.м3						-
32.	Годовое производство ШФЛУ	тыс.м3						-
33.	Состав сжиженного природного газа							-
33.1.	CO2	%						-
33.2.	CH4	%						-
33.3.	C2H6	%						-
33.4.	C3H8	%						-
33.5.	C4H10	%						-
33.6.	C5H12	%						-
33.7.	C6 и выше	%						-
33.8.	N2	%						-
33.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%						-
34.	Состав стабилизированного газового конденсата							-
34.1.	CO2	%						-
34.2.	CH4	%						-
34.3.	C2H6	%						-
34.4.	C3H8	%						-

34.5.	C4H10	%						-
34.6.	C5H12	%						-
34.7.	C6 и выше	%						-
34.8.	N2	%						-
34.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%						-
35.	Состав ШФЛУ							-
35.1.	CO2	%						-
35.2.	CH4	%						-
35.3.	C2H6	%						-
35.4.	C3H8	%						-
35.5.	C4H10	%						-
35.6.	C5H12	%						-
35.7.	C6 и выше	%						-
35.8.	N2	%						-
35.9.	другие не углеродсодержащие компоненты	%						-
36.	Производится ли сжигание на факелах продуктов переработки попутного нефтяного/природного газа	Да/нет						-
36.1.	Если да, укажите тип продуктов переработки попутного нефтяного/природного газа, сжигаемого на факелах							-
36.2.	Если да, укажите годовой объем продуктов переработки попутного нефтяного/природного газа, сжигаемого на факелах	тыс. м3						-

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Стационарное сжигание жидкого топлива (дизельного топлива)

Количественное определение выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива выполняется по формуле:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (1.1)$$

где

- $E_{CO_2,y}$ - выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива за период y , т CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период y , ТДж;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y , т CO₂/ТДж;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j , доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период y .

Расход топлива в энергетическом эквиваленте (ТДж) определяется по формуле:

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times NCV_{j,y} \times 10^{-3} \quad (1.26)$$

где

- $FC_{j,y}$ - расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период y , ТДж;
- $FC'_{j,y}$ - расход топлива j в натуральном выражении за период y , т;
- $NCV_{j,y}$ - низшая теплота сгорания топлива j за период y , МДж/кг.

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания жидкого топлива

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2021 год
-	Вид топлива: дизельное топливо	-	-
$FC'_{j,y}$	- расход топлива j в натуральном выражении за период y , т	Фактический расход	428,047
$NCV_{j,y}$	- низшая теплота сгорания топлива j за период y , МДж/кг	Таблица 1.1 Приложение 2	42,5
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период y , т CO ₂ /ТДж;	Таблица 1.1 Приложение 2	74,1
$OF_{j,y}$	- коэффициент окисления топлива j , доля	П. 1.7 методики	1
$FC_{j,y}$	- расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период y , ТДж	Формула (1.26)	18,192
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y , т	Формула (1.1)	1 348

Стационарное сжигание ПНГ

Количественное определение выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива выполняется по формуле:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (1.1)$$

где

- $E_{CO_2,y}$ - выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива за период y , тыс. м³ CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период y , тыс. м³;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y , т CO₂/тыс. м³;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j , доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период y .

Коэффициенты выбросов CO₂ от сжигания топлива рассчитываются на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива по формуле:

$$EF_{CO_2,j,y} = \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (1.3)$$

где

- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период y , т CO₂/тыс. м³;
- $W_{i,j,y}$ - объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y , % об. (% мол.);
- $n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i -го компонента газообразного топлива;
- ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³.

Расчет выбросов CO2 от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра												
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ		-												
FC _{j,y}	- расход топлива j за период y, тыс. м3;	Фактический расход	5913,264	5474,117	6139,116	5358,737	4931,393	5500,032	6453,024	6419,282	6504,761	6210,978	6308,761	6481,528	71694,993
W _{i,j,y}	- молярная доля i-го компонента газообразного топлива j за период y, % мол.		-												
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	71,500	71,500	71,500	72,567	69,650	70,000	70,000	69,500	69,500	69,000	68,9000	68,900	70,161
	Этан (C ₂ H ₆)		9,600	9,600	9,600	8,692	10,825	10,375	10,375	10,800	10,800	10,800	10,8000	10,800	10,280
	Пропан (C ₃ H ₈)		4,900	4,900	4,900	4,768	5,675	5,418	5,418	5,700	5,700	5,700	5,5000	5,500	5,350
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		1,700	1,700	1,700	1,610	1,972	1,877	1,877	2,010	2,010	1,980	1,7630	1,763	1,833
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		0,488	0,488	0,488	0,438	0,570	0,544	0,544	0,591	0,591	0,578	0,4663	0,466	0,522
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		0,202	0,202	0,202	0,172	0,327	0,231	0,231	0,233	0,233	0,312	0,3760	0,376	0,259
	Кислород (O ₂)		0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,014	0,0230	0,023	0,015
	Азот (N ₂)		8,200	8,200	8,200	8,625	7,325	7,918	7,918	7,800	7,800	8,000	8,4000	8,400	8,071
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,930	1,930	1,930	1,970	2,070	2,060	2,060	2,030	2,030	2,070	2,1400	2,140	2,032
Сероводород (H ₂ S)	1,400		1,400	1,400	1,159	1,545	1,495	1,495	1,240	1,240	1,490	1,6100	1,610	1,424	
ρ _{CO2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м3	Таблица 1.2	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393
OF _{j,y}	- коэффициент окисления топлива j, доля;	П. 1.7 методики	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EF _{CO2,j,y}	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период y, т CO ₂ /тыс. м3;	Формула (1.3)	2,166	2,166	2,166	2,132	2,264	2,220	2,220	2,255	2,255	2,252	2,221	2,221	2,213

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период у, т	Формула (1.1)	12 810	11 859	13 300	11 422	11 165	12 208	14 323	14 478	14 671	13 988	14 015	14 399	158 638

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра												
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ		-												
$FC_{j,y}$	- расход топлива j за период у, тыс. м ³ ;	Фактический расход	2050,102	1770,088	1827,182	1630,187	1644,293	1126,83	1110,82	1089,653	1533,459	1665,311	1792,075	3145,483	20385,483
$W_{i,j,y}$	- молярная доля i-го компонента газообразного топлива j за период у, % мол.		-												
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	71,500	71,500	71,500	72,567	69,650	70,000	70,000	69,500	69,500	69,000	68,9000	68,900	70,180
	Этан (C ₂ H ₆)		9,600	9,600	9,600	8,692	10,825	10,375	10,375	10,800	10,800	10,800	10,8000	10,800	10,254
	Пропан (C ₃ H ₈)		4,900	4,900	4,900	4,768	5,675	5,418	5,418	5,700	5,700	5,700	5,5000	5,500	5,322
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		1,700	1,700	1,700	1,610	1,972	1,877	1,877	2,010	2,010	1,980	1,7630	1,763	1,812
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		0,488	0,488	0,488	0,438	0,570	0,544	0,544	0,591	0,591	0,578	0,4663	0,466	0,512
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		0,202	0,202	0,202	0,172	0,327	0,231	0,231	0,233	0,233	0,312	0,3760	0,376	0,268
	Кислород (O ₂)		0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,014	0,0230	0,023	0,015
	Азот (N ₂)		8,200	8,200	8,200	8,625	7,325	7,918	7,918	7,800	7,800	8,000	8,4000	8,400	8,113
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,930	1,930	1,930	1,970	2,070	2,060	2,060	2,030	2,030	2,070	2,1400	2,140	2,034
Сероводород (H ₂ S)	1,400		1,400	1,400	1,159	1,545	1,495	1,495	1,240	1,240	1,490	1,6100	1,610	1,440	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393
$OF_{j,y}$	- коэффициент окисления топлива j, доля;	П. 1.7 методики	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период y, т CO ₂ /тыс. м ³ ;	Формула (1.3)	2,166	2,166	2,166	2,132	2,264	2,220	2,220	2,255	2,255	2,252	2,221	2,221	2,209
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y, т	Формула (1.1)	4 441	3 835	3 958	3 475	3 723	2 501	2 466	2 458	3 459	3 751	3 981	6 988	45 036

Сжигание ПНГ на факельной установке

Количественное определение выбросов парниковых газов от сжигания на факельных установках углеводородных смесей выполняется по формуле:

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (2.1)$$

где

- $E_{i,y}$ - выбросы i -го парникового газа от сжигания углеводородных смесей на факельной установке за период y , т;
- $FC_{j,y}$ - расход j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , тыс. м³;
- $EF_{i,j,y}$ - коэффициент выбросов i -го парникового газа от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м³;
- i - CO₂, CH₄;
- j - вид углеводородной смеси;
- n - количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке;

Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO_2,i,y} = \left(W_{CO_2,i,y} + \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times (1 - CF_{j,y}) \right) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (2.2)$$

где

- $EF_{CO_2,i,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CO₂/тыс. м³;
- $W_{CO_2,i,y}$ - содержание CO₂ в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;
- $W_{i,j,y}$ - содержание i -го компонента (кроме CO₂) в j -ой углеводородной смеси, % об.
- $n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;

$CF_{j,y}$ - коэффициент недожога j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, доля;

ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³.

Коэффициент выбросов CH₄ от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле:

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \times CF_{j,y} \times \rho_{CH_4} \times 10^{-2} \quad (2.4)$$

где

$EF_{CH_4,j,y}$ - коэффициент выбросов CH₄ от сжигания j-ой углеводородной смеси на факельной установке период y, т CH₄/тыс. м³;

$W_{CH_4,j,y}$ - содержание CH₄ в j-ой углеводородной смеси за период y, % об.;

$CF_{j,y}$ - коэффициент недожога j-ой углеводородной смеси на факельной установке за период y, доля;

ρ_{CH_4} - плотность метана (CH₄), кг/м³.

Расчет выбросов CO₂ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра												
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ														
$FC_{j,y}$	- расход ПНГ на факельной установке за период y, тыс. м ³ ;	Фактические данные	6272,020	4635,897	6188,343	6470,452	9059,074	8809,450	6544,700	6020,837	6457,469	5367,772	4960,623	3312,014	74098,651
$W_{CO_2,j,y}$	- содержание CO ₂ в ПНГ за период y, % об.;	Фактические данные	1,810	1,810	1,810	1,810	2,320	2,320	2,320	2,010	2,010	2,010	2,080	2,080	2,056

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
W _{i,j,y}	- содержание i-го компонента в ПНГ, % об.	-													
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	46,200	46,200	46,200	46,200	54,500	54,500	54,500	67,800	67,800	67,800	67,6000	67,600	56,526
	Этан (C ₂ H ₆)		13,800	13,800	13,800	13,800	11,900	11,900	11,900	11,300	11,300	11,300	10,7000	10,700	12,226
	Пропан (C ₃ H ₈)		14,460	14,460	14,460	14,460	9,910	9,910	9,910	7,100	7,100	7,100	6,0500	6,050	10,249
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		8,400	8,400	8,400	8,400	4,280	4,280	4,280	2,740	2,740	2,740	2,6000	2,600	5,032
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		5,119	5,119	5,119	5,119	1,437	1,437	1,437	0,864	0,864	0,864	0,9239	0,924	2,413
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		2,762	2,762	2,762	2,762	0,970	0,970	0,970	0,350	0,350	0,350	0,4870	0,487	1,337
	Кислород (O ₂)		0,411	0,411	0,411	0,411	1,190	1,190	1,190	0,012	0,012	0,012	0,0370	0,037	0,530
	Азот (N ₂)		4,990	4,990	4,990	4,990	10,800	10,800	10,800	7,090	7,090	7,090	7,9000	7,900	7,735
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,810	1,810	1,810	1,810	2,320	2,320	2,320	2,010	2,010	2,010	2,0800	2,080	2,056
Сероводород (H ₂ S)	2,030		2,030	2,030	2,030	2,650	2,650	2,650	0,720	0,720	0,720	1,5400	1,540	1,864	
CF _{j,y}	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y, доля;	Таблица 2.2	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006
ρ _{CO2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393
EF _{CO2,j,y}	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке период y, т CO ₂ /тыс. м ³ ;	Формула (2.2)	3,580	3,580	3,580	3,580	2,582	2,582	2,582	2,410	2,410	2,410	2,338	2,338	2,831
E _{CO2,y}	- выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т	Формула (2.1)	22 454	16 597	22 155	23 165	23 392	22 748	16 900	14 509	15 561	12 935	11 596	7 742	209 754

Расчет выбросов CH₄ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра												
			Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2020 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ		-												
FC _{i,y}	- расход ПНГ на факельной установке за период у, тыс. м3;	Фактические данные	6272,020	4635,897	6188,343	6470,452	9059,074	8809,450	6544,700	6020,837	6457,469	5367,772	4960,623	3312,014	74098,651
W _{CH₄,j,y}	- содержание CH ₄ в ПНГ за период у, % об.;	Фактические данные	46,200	46,200	46,200	46,200	54,500	54,500	54,500	67,800	67,800	67,800	67,600	67,600	56,526
CF _{j,y}	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период у, доля;	Таблица 2.2	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006
ρ _{CH₄}	- плотность метана (CH ₄), кг/м3	Таблица 1.2	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668
EF _{CH₄,j,y}	- коэффициент выбросов CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке период у, т CH ₄ /тыс. м3;	Формула (2.2)	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	0,0002
E _{CH₄,y}	- выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке за период у, т	Формула (2.1)	1	1	1	1	2	2	1	2	2	1	1	1	16

Выбросы парниковых газов в 2021 году

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/год	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/год в CO ₂ -эквиваленте
1	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ДТ	1 348	1	1 348
2	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ	158 638	1	158 638
3	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах	45 036	1	45 036
4	Выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке	209 754	1	209 754
5	Выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке	16	25	400
Суммарные выбросы парниковых газов в CO ₂ -эквиваленте				415 176
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO ₂ -эквиваленте				205 022
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факеле в CO ₂ -эквиваленте				210 154
Суммарные выбросы CO ₂ в CO ₂ -эквиваленте				414 776
Суммарные выбросы CH ₄ в CO ₂ -эквиваленте				400

**ПРИЛОЖЕНИЕ № 3 – ПРИКАЗ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА» ОТ
08.07.2020 № 201 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ НОВОЙ РЕДАКЦИИ ГАЗОВОЙ ПРОГРАММЫ
РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА
ХАРЬЯГА».**



П Р И К А З

« 08 » июля 2020

№ 201

Об утверждении новой редакции Газовой программы рационального использования ПНГ ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

В целях сокращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ и сокращения эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа, на основании постановления Правительства от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа»

п р и к а з ы в а ю :

1. Утвердить новую редакцию Газовой программы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на период 2020-2024 годы в рамках Харьягинского СРП (далее – «Программа», прилагается).
2. Приказ от 08 ноября 2019 г. № 404 «О внесении изменений в Газовую программу рационального использования в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»» признать утратившим силу.
3. Начальнику Управления делами (О.В. Гудков) в течение 3-х рабочих дней с момента издания настоящего приказа обеспечить информирование работников ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» о требованиях Программы.
4. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Приложение: Газовая программа рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на период 2020-2024 годы в рамках Харьягинского СРП, на 60 л. в 1 экз.

Первый заместитель Генерального
директора

М.Г. Боровский

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

УТВЕРЖДЕНА
приказом ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-
добыча Харьяга»

от «8» июля 2020 г. № 201

**ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА
РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)
НА ПЕРИОД 2020-2024 ГГ.
В РАМКАХ ХАРЬЯГИНСКОГО СРП**

Москва
2020 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
1.1. ВВЕДЕНИЕ.....	3
1.2. ЦЕЛИ.....	5
1.3. ЗАДАЧИ	5
1.4. ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	5
1.5. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ ДОКУМЕНТА И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ	6
II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	6
III. ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА»	8
3.1 ПРОГРАММА ПО ПОВЫШЕНИЮ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	8
3.1.1 <i>Существующая схема использования попутного нефтяного газа на период 2020-2021гг.</i>	8
3.1.2 <i>Исключаемая редакция Газовой программы 2018-2024 гг. Состав сооружений.....</i>	16
3.1.3 <i>Предпосылки пересмотра Газовой программы 2018-2024 гг.....</i>	24
3.1.4 <i>Новая Газовая программа на период 2020-2024 гг. Состав сооружений.....</i>	30
3.1.5 <i>Объекты, включаемые в новую Газовую программу 2020-2024 гг. Описание схемы.....</i>	38
IV ПРИЛОЖЕНИЯ	52

I. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Введение

В административном отношении Харьягинское месторождение нефти располагается на территории Ненецкого автономного округа. От окружного центра – г. Нарьян-Мара – месторождение удалено на 165 км в юго-восточном направлении. От крупной железнодорожной станции, районного центра Республики Коми и речного порта г. Печоры удалено на 220 км в северном направлении. От районного центра Республики Коми г. Усинска, имеющего железнодорожное сообщение со станцией Сыня Северной железной дороги, территория месторождения удалена на 140 км в том же направлении.

В геологическом разрезе месторождения выявлено 17 продуктивных пластов в отложениях среднего-верхнего девона, нижней-верхней перми и нижнего триаса, объединённых в 6 эксплуатационных объектов. Месторождение открыто в 1970 г. опорной скважиной 1 - Харьяга. Глубокое поисковое бурение начато в 1977 г. Поисково-разведочные работы на месторождении продолжались в течение восьми лет - до 1984 г. В разработку Харьягинское месторождение введено в 1987 г. Разработка и добыча нефти 2-го и 3-го объектов Харьягинского месторождения ведется в соответствии с Соглашением о разделе продукции (далее – «СРП»), подписанным в декабре 1995 г.

Общество с ограниченной ответственностью «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» выполняет функции Оператора Харьягинского СРП с 1 августа 2016 г. в соответствии с Соглашением о передаче функций Оператора от 21 января 2016 г. и Дополнением №3 от 28 июня 2016 г. к СРП. Лицензия на право пользования недрами ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» № НРМ 16129 НЭ выдана 01 августа 2016 г. с целевым назначением разработка и добыча нефти Харьягинского месторождения на условиях и в границах, определенных Харьягинским СРП. Срок действия лицензии - до 31 декабря 2031 г.

Доли участников в составе Инвестора СРП:

АО «Зарубежнефть» - 20%;

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (оператор) - 20%;

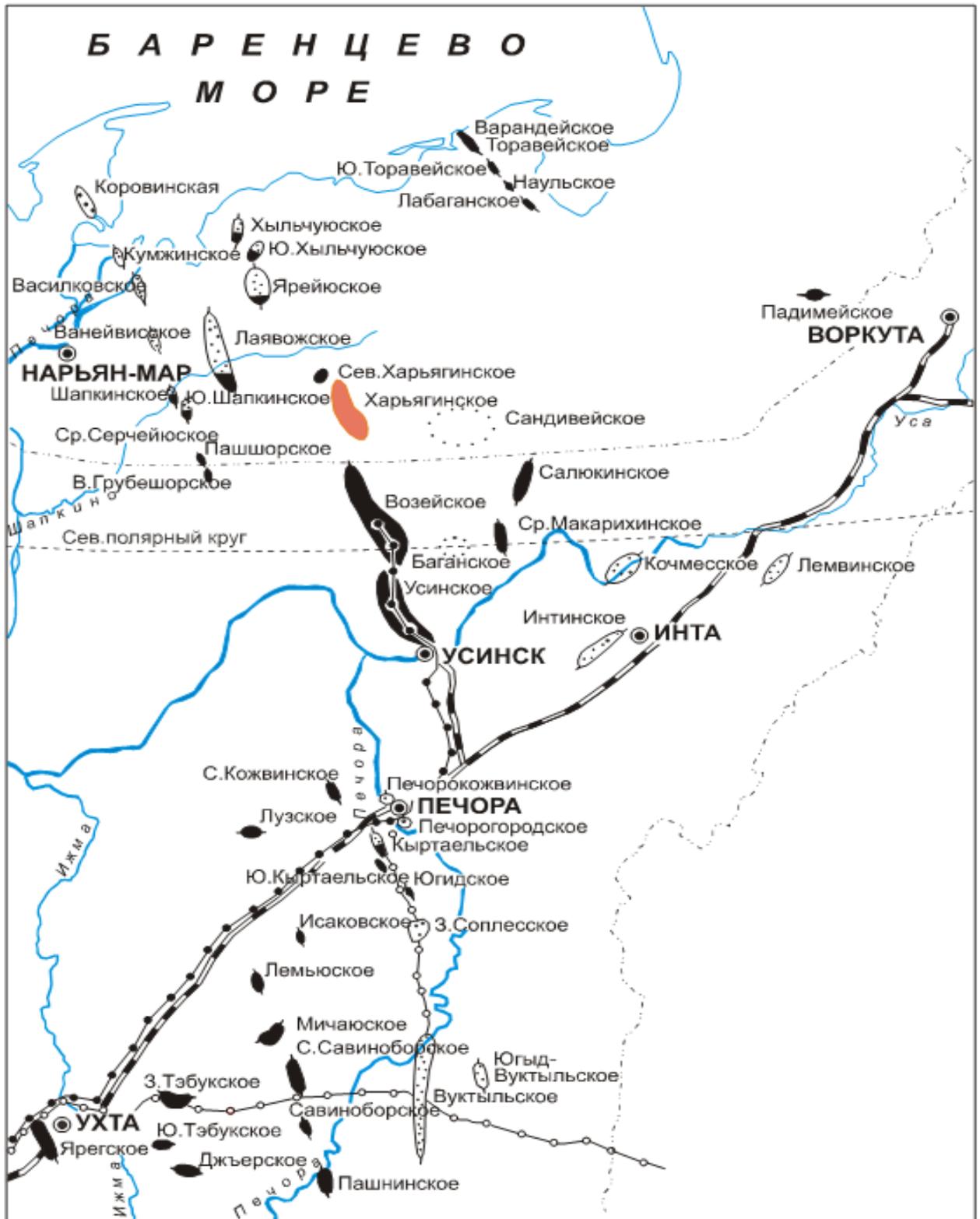
Компания «Статойл Харьяга АС» - 30%;

ФАО «Тоталь Разведка Разработка Россия» - 20%;

АО «Ненецкая нефтяная компания» – 10%.

Обзорная карта Харьягинского месторождения представлена на рис. 1.

Рис. 1. Обзорная карта Харьягинского месторождения



1.2. Цели

Целями Газовой программы – программы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в рамках Харьягинского СРП являются:

- 1.2.1. Снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет увеличения уровня полезного использования ПНГ в соответствии с постановлением Правительства от 8 ноября 2012 г. № 1148.
- 1.2.2. Соблюдение условий лицензии на пользование недрами и требований проектно-технологического документа в части достижения уровня полезного использования ПНГ 95%.
- 1.2.3. Покрытие дефицита электроэнергии, возникающего в связи с вводом новых объектов.

1.3. Задачи

Основными задачами Газовой программы являются:

- 1.3.1. Проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию объектов сбора, подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ).
- 1.3.2. Строительство и ввод в эксплуатацию газотурбинной электростанции - ГТЭС (Солар).
- 1.3.3. Подготовка ПНГ для получения топливного газа, отвечающего требованиям к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар).
- 1.3.4. Доведение параметров газа до величин, предусмотренных техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», для его дальнейшей реализации.
- 1.3.5. Модернизация метрологического учета и контроля добычи, использования и сжигания на факельных установках ПНГ в рамках Харьягинского СРП.

1.4. Область действия

В подготовке и реализации Газовой программы участвуют:

- Управление по добыче нефти и газа;
- Управление перспективного планирования и проектных работ;
- Управление капитального строительства;
- Управление по разработке месторождений;
- Служба главного механика;
- Служба главного энергетика;
- Управление метрологии, связи и информационных технологий;
- Управление материально-технического обеспечения и логистики;
- Управление организации закупок;

- Правовое управление;
- Управление экономики и контроллинга;
- Управление по работе с персоналом и общественным коммуникациям;
- Управление промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

1.5. Период действия документа и порядок внесения изменений

Газовая программа вводится в действие с момента её утверждения Генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

Инициаторами внесения изменений в Газовую программу являются: Генеральный директор, Главный инженер ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей программе применяются следующие термины и определения:

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – углеводородные газы, залегающие вместе с нефтью и добываемые из нефтяных месторождений вместе с ней. Объем добычи попутного нефтяного газа зависит от объема добычи нефти и не может регулироваться независимо от добычи нефти.

Добыча попутного нефтяного газа – объем попутного нефтяного газа (ПНГ) – растворённого и свободного, извлечённого из недр вместе с нефтью и доставленного до системы сепарации углеводородного сырья. Добыча ПНГ определяется как сумма измеренного объема газа, использованного на собственные нужды (на печи и турбинные генераторы), утвержденных потерь и измеренного объема газа, сожжённого на факеле.

Модернизация - Обновление объекта, включая приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества. Модернизируются в основном машины, оборудование, технологические процессы.

Газотурбинная установка – энергетическая установка, конструктивно представляющая собой совокупность газотурбинного двигателя (турбины), редуктора, генератора переменного тока (электрогенератора), а также вспомогательных систем таких как газовоздушный тракт, пусковое устройство (система старта) и котел-утилизатор (если имеется).

Газотурбинный двигатель – главная составляющая часть ГТУ, состоящая из газогенератора и силовой турбины, соединенных между собой гибкой пластинчатой центральной муфтой. Газогенератор и силовая турбина могут поставляться отдельно друг от друга.

Газогенератор - комплекс компонентов газотурбинного двигателя, которые производят горячий газ под давлением для совершения какого-либо процесса или для привода силовой турбины.

Извлечение (отделение) ПНГ – выделение (отделение) газа из нефти на всех ступенях сепарации технологического процесса подготовки нефти.

Использование ПНГ – применение газа для собственных нужд предприятия, использование в качестве топлива для выработки электро- и теплоэнергии, использование в других технологических процессах и видах хозяйственной деятельности предприятия и сторонних потребителей.

Собственные нужды – использование газа в хозяйственной деятельности предприятия (определяется по СИКГ).

Технологические потери – потери попутного нефтяного газа, возникающие в процессе добычи, транспортировки и использования ПНГ. Объём технологических потерь рассчитывается предприятием или привлечённой им организацией и согласовывается с уполномоченными органами в установленном порядке (определяется расчётным путём).

Естественная убыль – неизбежные потери ПНГ (испарение), связанные с физико-химическими свойствами газа и воздействием окружающей среды. Нормы естественной убыли рассчитываются предприятием или привлечённой им организацией и согласовываются с уполномоченными органами в установленном порядке (определяются расчётным путём).

Сжигание ПНГ – объём ПНГ, не использованного для производственных, технологических и хозяйственных нужд и направляемого для сжигания на факельную систему (определяется поточным расходомером).

Коэффициент использования ПНГ – доля использования попутного нефтяного газа в производственных нуждах предприятия. Определяется расчётным путём (в долях) как отношение объёма использования ПНГ к объёму его добычи.

Уровень использования – процент использования попутного нефтяного газа в производственных нуждах предприятия. Определяется расчётным путём (в процентах) как отношение объёма использования ПНГ к объёму его добычи.

В тексте применены следующие сокращения:

ГТУ – газотурбинная установка.

ГТЭС – газотурбинная электростанция.

ЦПС – центральный пункт сбора.

НСЖ - нефтесодержащая жидкость.

АО – акционерное общество.

ООО – общество с ограниченной ответственностью.

- ПНГ** – попутный нефтяной газ.
- СМР** – строительно-монтажные работы.
- ШМР** – шеф-монтажные работы.
- ПНР** – пуско-наладочные работы.
- СРП** – соглашение о разделе продукции.
- УПН** – установка подготовки нефти.
- КУУГ** – коммерческий узел учета газа.
- УКПГ** – установка комплексной подготовки газа.
- МВт** – мегаватт.
- млн.** – миллион.
- СИКГ** – система измерения количества газа.
- ФВД** – факел высокого давления.
- ФНД** – факел низкого давления.
- АВО** – аппарат воздушного охлаждения.
- УОГ** – установка (блок) обезвоживания газа.

III. ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

3.1 Программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа

3.1.1 Существующая схема использования попутного нефтяного газа на период 2020-2021 гг.

В настоящее время (по состоянию на 2020 год) добыча ПНГ в рамках Харьягинского СРП составляет около 200 млн. м³/год, 31 % ПНГ используется на генерацию электроэнергии ГТЭС X-7003 А/В/С/D, 11% на нужды технологических установок по подготовке нефти, 14% - поступает на реализацию (покупатель - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»). Уровень использования газа, прогнозируемый на 2020 год, составляет около 58%. Остальной добытый попутный нефтяной газ сжигается на факельной установке. Существующая схема подготовки газа реализована следующим технологическим процессом:

Газ первой ступени сепарации из входных сепараторов V-1506, V-1507, V-1501 подается в емкость топливного газа высокого давления V-6003, где из него отделяются унесенная жидкость и образовавшийся конденсат. V-6003 представляет собой вертикальный двухфазный сепаратор, рассчитанный на давление от 30 бар изб. давления в верхней части до полного вакуума и на температуру от –46 до 120 °С. Сосуд имеет наружный диаметр 610 мм., высоту цилиндрической части 2300 мм, электрообогрев и внешнюю теплоизоляцию. Рабочее давление топливного газа высокого давления 17 кг/см² поддерживается регуляторами РИС-

601058 и PIC-601059, путем отбора газа из сепараторов V-1506 / V-1501. Уставка одного из регуляторов настраивается на 0,5 кг/см² ниже уставки другого, на случай выхода из строя одного из них.

Из сепаратора топливного газа высокого давления V-6003 очищенный от капельной жидкости газ поступает в электрический подогреватель EH-6003, предназначенный для подогрева топливного газа и предотвращения образования конденсата в оборудовании ниже по потоку. При повышении температуры поверхностного слоя нагреватель отключается; температура топливного газа на выходном штуцере контролируется тиристорным контроллером. Рабочая температура газа на выходе из подогревателя поддерживается с помощью регулятора TIC-601071. Нагретый топливный газ при температуре 80°C направляется сначала в фильтры топливного газа F-6003A/B, а затем к системе дополнительной фильтрации газа F-6003C/D основных генераторов электроэнергии X-7003 A/B/C/D. Два идентичных фильтра топливного газа F-6003 A/B, один из которых работает, а другой находится в резерве, рассчитаны на давление от 30 бар изб. давления и на температуру –46 до 120 °С. Фильтры топливного газа позволяют удалять 100% частиц размерами 10 микрон и более. Фильтры имеют клапаны запираения входа и выхода, а также дренажные и вентиляционные патрубки для замены фильтров, когда возникает такая необходимость.

Поток нагретого газа из сепаратора V-6003 также направляется в емкость топливного газа низкого давления V-6002, где при рабочем давлении сосуда в 3,5 кг/см² из него испаряется вся жидкость. Емкость низкого давления для топливного газа V-6002 представляет собой вертикальный двухфазный сепаратор, рассчитанный на давление от 10 бар изб. давления в верхней части до полного вакуума и на температуру от –46 до 120 °С. Сосуд имеет наружный диаметр 610 мм и высоту цилиндрической части 2300 мм. Сетчатая площадка для каплеотбойника и расположенный у верхнего выходного штуцера газа каплеотбойник обеспечивают фильтрацию жидкости из получаемого газа. Пакет каплеотбойника расположен на кольце, которое приварено к сосуду. Сосуд имеет электрообогрев и внешнюю теплоизоляцию. Рабочее давление топливного газа низкого давления обеспечивается регуляторами PIC-601007 и PIC-601057 путем изменения расхода газа, поступающего из системы топливного газа высокого давления. Уставка одного из регуляторов настраивается на 0,5 кг/см² ниже уставки другого, на случай выхода из строя одного из них. Своевременный сброс жидкости из сепаратора контролируется регулятором LIC – 601012.

Подготовленный газ из сепаратора V-6002 направляется в коллектор топливного газа низкого давления, откуда поступает для использования в качестве топлива в печах подогрева теплоносителя X-4401, X-4402 и X-4403, а также для продувки факельной системы.

Адсорбционная установка подготовки газа

Основной целью процесса адсорбционной подготовки газа является отделение капельной жидкости, осушка, удаление сероводорода и меркаптанов для дальнейшей транспортировки подготовленного газа.

Адсорбционная установка подготовки газа представлена установкой (блоком) обезвоживания газа X-2100.

Процесс адсорбционной подготовки газа состоит из следующих стадий:

- Первичное отделение капельной жидкости и механических примесей.
- Адсорбция газа (очистка от сероводорода и обезвоживание).
- Регенерация адсорбента (удаление воды и сероводорода из адсорбента) – осуществляется путем нагрева и последующего охлаждения адсорбента.
- Очистка газа от пыли адсорбента.

Переключение клапанов осуществляется с помощью логического контроллера.

Полный перепад давления в системе при процессе очистки составляет около 0,1-0,2 МПа.

Предусмотрен адсорбент (цеолит) с циклом адсорбции 12 часов. Цикл регенерации составляет 12 часов и состоит из периода нагрева 7 часов и охлаждения 5 часов.

Попутный газ из сепараторов первой ступени установки подготовки нефти V-1506, V-1507 с расходом до 9000 ст.м³/ч направляется в аппарат воздушного охлаждения газа A-2106, где охлаждается до 12-25°C и далее поступает к входному скрубберу V-2101. Перед входным скруббером идет распределение потока газа, часть которого подается на регенерацию адсорберов с расходом до 4000-5000 ст.м³/ч, который замеряется расходомером 21-FE-3002 и поддерживается в заданном значении регулирующим клапаном 21-FV-3002. Остальной объем газа с расходом от 2394 до 6000 ст.м³ направляется во входной скруббер V-2101 с давлением 12-18,2 bar и температурой 12-25°C. Расход замеряется расходомером 21-FE-1161 и поддерживается в заданных значениях регулирующим клапаном 21-PCV-009, расположенным на выходе с установки. Поступление газа на УКПГ от сепаратора V-1506 происходит через регулирующий клапан 15-PV-1051В поддержания давления от датчика давления 15-PT-1051 в V-1506, который работает в паре с клапаном сброса газа 15-PV-1051А в факельный коллектор высокого давления. Для исключения несогласованной работы клапанов предусматривается разница уставок на клапанах по давлению регулирования - установочное давление на клапане 15-PV-1051В выбирается на 0,3 bar ниже уставки клапана сброса газа на факел 15-PV-1051А. При снижении давления в сепараторе V-1506 ниже установленного значения (менее 16,7-18,2 bar) первым отработывает клапан 15-PV-1051А на ФВД, и далее для поддержания давления сепарации начинает отработывать клапан 15-PV-1051В на УКПГ. При достижении аварийно-минимального значения сепарации 16 bar (изб.) в сепараторе V-1506 по датчику давления 15-

PT-1050 происходит закрытие отсечного клапана 15-ESDV-1058, установленного после регулирующего клапана 15-PV-1051B до входа в скруббер V-2101. При режиме работы клапана регулятора 15-PV-1051B поддержания давления в сепараторе V-1506 от датчика давления 15-PT-1051, регулирующей клапан 21-PCV-009, расположенный на выходе подготовленного газа из фильтров F-2101A/B, поддерживает заданный расход газа адсорбции по расходомеру 21-FT-1161, совместно с регулирующим клапаном 21-FV-3002, расположенным на линии регенерации газа до электрического нагревателя EH-2101 и поддерживающим заданный расход газа регенерации(охлаждения) по расходомеру 21-FE-3002.

ABO A-2106 входного газа предназначен для охлаждения входного потока газа на установку с температуры 35-50°C до 12-25°C. На входном трубопроводе газа к ABO предусмотрен сброс газа в факельную систему через клапан 21-BDV-1171.

Входной скруббер предназначен для удаления механических примесей и жидкости, унесенных из сепаратора.

После выхода из V-2101 влажный газ через отсечной клапан 21-XV-3071A (21-XV-3071B) подается в верхнюю часть одного из двух адсорберов V-2102A/B, заполненных адсорбентом. Используются адсорбенты марок Siliporite SRA B и Siliporite NK20C и адсорбенты марок NaA-Y и CaA-Y. Из газа, проходящего через слой адсорбента, удаляется вода и сероводород, с достижением температуры точки росы по воде от минус 14°C и ниже, сероводород до 0,02 г/м³ (15ppm).

Адсорбционные осушители V-2102A/B работают попеременно, один находится в режиме адсорбции, другой – в режиме регенерации с последующим охлаждением. Длительность одного цикла работы адсорбера - 12 часов. Остаточная влажность газа контролируется автоматическим анализатором влажности и по достижению минимально допустимого значения влажности (выше минус 14°C) срабатывает сигнализация. За счет теплоты адсорбции влаги на адсорбенте происходит нагрев газа на 20-30°C. Отбор газа на анализатор влажности происходит с газопровода после фильтров F-2101A/B внутри технологического модуля Установки, до отсечных клапанов 21-PSDV-1120 и 21-PSDV-1122.

Осушенный газ после адсорбера V-2102A (V-2102B) через клапан 21-XV-3072A (21-XV-3072B) и ручную запорную арматуру поступает на один из двух фильтров F-2101A/B для удаления частиц унесенного адсорбента.

После фильтров F-2101A/B газ с давлением 12-17 bar замеряется прибором 21-PT-1120, проходит через отсечные клапаны 21-PSDV-1120 и 21-PSDV-1122 к регулирующему клапану 21-PCV-009, который предназначен для поддержания заданного расхода 2394÷6000 ст.м³/ч от расходомера 21-FT-1161, и далее направляется по трубопроводу 6"-GP-21156-J23X-NT на коммерческий узел учета газа (КУУГ), расположенный в районе факельного хозяйства ЦПС. Давление после клапана 21-PCV-009 до 10 bar замеряется по приборам 21-PT-1316, 21-PT-

1113, температура после клапана замеряется по датчику 21-ТТ-1115. После расходомера 21-FT-1161 также предусмотрен сброс газа на факел через отсечной клапан 21-BDV-1180 как в ручном, так и в автоматическом режиме. Контроль содержания сероводорода в газе осуществляется стационарным ультрафиолетовым анализатором сероводорода Artvik 933, отбор пробы на который производится после регулирующего клапана 21-PCV-009. При достижении аварийно-максимального значения содержания сероводорода в очищенном газе (16 ppm) происходит открытие клапана отсекающего сброса газа на факел с выхода Установки обезвоживания газа (УОГ) и закрытие клапана 21-ESDV-17001 на входе КУУГ. После стабилизации качества подготовки газа по содержанию сероводорода ниже 15ppm оператор в ручном режиме открывает клапан 21-ESDV-17001 на входе в КУУГ и закрывает клапан 21-BDV-1180 сброса газа на факел. После коммерческого учета газ с давлением не более 6 бар и температурой 30-50°C по экспортному газопроводу длиной 1,2 км поступает в газотранспортную систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (газопровод от ДНС-2 до КС-6 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»).

Со временем адсорбент насыщается водой, сероводородом и требует регенерации. Регенерация состоит из стадии нагрева и стадии охлаждения адсорбента. Газ, участвующий в процессе регенерации адсорбента, называется газом регенерации. Газ регенерации для стадии нагрева отбирается перед скруббером V-2101 через отсечные клапаны 21-XV-001, 21-XV-011, 21-XV-004, подается через клапан регулятор 21-FCV-3002 с заданным расходом на нагреватель газа ЕН- 2101. Необходимый объем газа замеряется расходомером 21-FE-3002 (до 5000, на стадии продувки до 9000 ст.м3/час) и поддерживается клапаном 21-FCV-3002. Далее газ с давлением 2,5-17 бар (замеряется по приборам 21-PIТ-3026, 21-PIТ-3028, 21-PIТ-3029) и температурой 30-50°C (замеряется по приборам 21-TIT-3054, 21-TIT-3055) подогревается в электрическом подогревателе ЕН-2101 (мощностью 790 кВт) до 300°C и через отсечной клапан 21-XV-3073А (21-XV-3073В) поступает в нижнюю часть адсорбера V-2102А (V-2102В). Нагрев адсорбента производится до температуры отходящих из адсорбера газов до 250÷280°C и, в среднем, продолжается 7 часов.

Влажный десорбционный газ через отсекающие клапаны 21-XV-3074А (21-XV-3074В) из верхней части адсорбера V-2102А (V-2102В) поступает на воздушный охладитель А-2101, где при прохождении по трубкам теплообменника, охлаждаемым потоком холодного воздуха от вентиляторов, температура газа регенерации снижается до 35÷50°C.

Запуск в работу охладителя А-2101 и останов производится дистанционно и с пульта управления по месту.

Температура газа на входе в воздушный охладитель А-2101 контролируется прибором 21-TIT-3070. При достижении значений температуры 280°C срабатывает сигнализация, свидетельствующая об окончании стадии нагрева.

В период остановок, для исключения замерзания конденсата в трубопроводе подачи десорбционного газа, предусмотрена возможность подачи ингибитора гидратообразования. Теплообменная секция газа обогревается циркулирующим по смежной теплообменной секции потоком нагретого масла (Терминол), для подачи которого необходимо открыть отсечной клапан 21-XV-3082.

Температура воздуха в камере рециркуляции контролируется и регулируется прибором 21-TIT-3058. При достижении максимального значения 20°C или минимального значения 10°C срабатывает сигнализация. В случае падения температуры воздуха в камере рециркуляции ниже 10°C (показания прибора 21-TIT-3058) автоматически производится открытие жалюзи рециркуляции, закрываются жалюзи входного и выходного потоков воздуха, открывается отсекающий клапан 21-XV-3082, установленный на линии подачи горячего масла в теплообменник, при повышении температуры до +20°C происходит закрытие клапана 21-XV-3082. Вибрация электродвигателя «А» («В») охладителя А-2101 замеряется прибором 21-VSHH-3088А (21-VSHH-3088В). При повышении уровня вибраций до аварийно-максимального значения 20 мкм срабатывает блокировка на останов электродвигателей охладителя А-2101.

Охлажденный регенерационный газ после охладителя А-2101 поступает в сепаратор газа регенерации V-2103 для отделения конденсата и воды. Далее влажный газ, насыщенный сероводородом, поступает на сжигание в факельный коллектор, проходя через клапан поддержания давления газа регенерации 21-PCV-007, который поддерживает давление в диапазоне 2,5-17 bar в контуре газа регенерации от датчика давления 21-PIT-3026, и отсекающий клапан 21-XV-006 (клапан 21-XV-002 при этом закрыт).

После достижения температуры газа регенерации 250-280°C на выходе с адсорбера в режиме нагрева производится переключение адсорбера в режим охлаждения по завершении цикла или оптимизации цикла (завершение стадии цикла досрочно с пульта АРМ). В режиме охлаждения (предварительный режим нагрева) электрический подогреватель ЕН-2101 отключается, отбор газа регенерации на охлаждение производится после фильтров F-2101А/В через клапан 21-XV-005, после закрытия клапанов 21-XV-001, 21-XV-004. После открытия клапана 21-XV-005 открываются клапаны 21-XV-002, 21-XV-008, после чего клапан 21-XV-006 закрывается. В начальный период режима охлаждения (2,5 часа) запускается цикл продувки, при котором газ с выхода адсорбера продолжает сдуваться на факел (через 21-XV-008) для замещения объема неосушенного газа. По истечении времени продувки на факел (2,5 часа) запускается основной цикл охлаждения газа (2,5 часа), при котором происходит параллельное открытие клапана 21-XV-003 и закрытие клапана 21-XV-008 и поток газа охлаждения перенаправляется на выход УКПГ в газопровод основного осушенного газа после клапана 21-FV-009.

По истечении времени цикла охлаждения адсорбер, находящийся в стадии регенерации и охлаждения, переводится в стадию ожидания (от 5 до 60 минут).

Коммерческий узел учета газа (Х-13501)

КУУГ (Х-13501) предназначена для коммерческого учета попутного нефтяного газа на основе автоматизированных измерений по двум измерительным линиям (основная и резервная). Состоит из двух блоков - блока коммерческого узла учета газа и блока аппаратной.

Экспортный газ поступает на КУУГ через электроприводные задвижки 135-MOV-3107, 135-MOV-3105 (либо 135-MOV-3115), учитывается на счетчике газа 135-FE-3100 (либо 135-FE-3110), после чего проходит через электроприводные задвижки 135-MOV-3106 (либо 135-MOV-3116), 135-MOV-3118 и направляется далее по газопроводу в газотранспортную систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Измерение расхода производится методом измерения переменного перепада давления на стандартном сужающем устройстве (диафрагме) ДКС-10-150 с передачей сигнала на контроллер расхода.

На входном коллекторе предусмотрен узел ручного отбора проб газа для определения параметров и состава газа в аккредитованной лаборатории. При снижении расхода газа (счетчики 135-FE-3100 либо 135-FE-3110) до минимального значения 2394 ст.м³/ч либо повышении до максимального значения 9000 ст.м³/ч срабатывает сигнализация.

При снижении давления в измерительных линиях (датчики 135-РТ-3101, 135-РТ-3102, 135-РТ-3111, 135-РТ-3112) до минимального значения 0,4 МПа либо повышении давления до максимального значения 0,65 МПа срабатывает сигнализация.

При срабатывании сигнала от датчика пламени происходит закрытие отсечного клапана SDV17001 на линии входа в СИКГ; сброс газа на факел через отсечной клапан 21-BDV-1180.

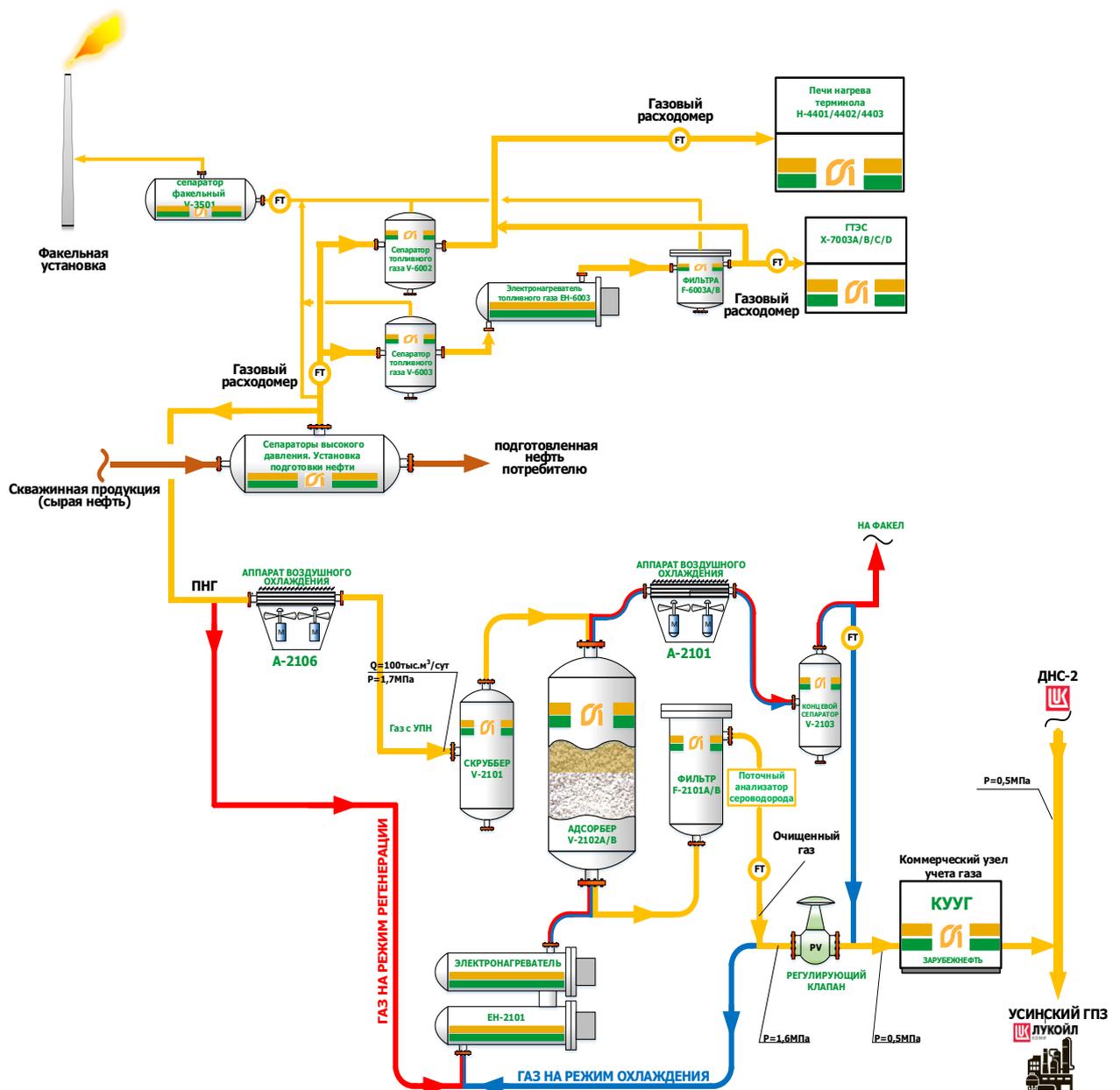
В точке подключения к газопроводу ДНС-2 ООО «Лукойл-Коми» предусмотрен контроль по месту температуры по приборам 135TG1014 и давления 0,26 – 0,49 МПа по приборам 135PG1014, 135PG1015, в том числе предусмотрен дистанционный контроль давления по датчику давления 135-PIТ-1015. При снижении давления в точке врезки в газопровод ДНС-2 (датчик 135-PIТ-1015) до минимального значения 0,3 МПа либо повышении давления до максимального значения 0,48 МПа срабатывает сигнализация; при снижении давления до аварийно-минимального значения 0,25 МПа либо повышении до аварийно-максимального значения 0,5 МПа происходит закрытие отсечного клапана SDV17001 на линии входа в СИКГ; сброс газа на факел через отсечной клапан 21-BDV-1180.

При проведении обслуживания КУУГ предусмотрен сброс давления в ручном режиме в факельный коллектор и на свечу рассеивания.

Принципиальная схема существующей системы подготовки газа представлена на Рис.2.

Представленная технологическая схема позволяет достичь уровня использования ПНГ в 2020 году 58% и при снижении добычи ПНГ в 2021 году 60%, а также в 2027 году обеспечит достижение уровня полезного использования ПНГ 95% при снижении уровня добычи ПНГ. Увеличение уровня полезного использования ПНГ на период 2021-2027 гг. представлено в следующих разделах.

Рис. 2 Принципиальная схема существующей системы подготовки газа



3.1.2 Исключаемая редакция Газовой программы 2018-2024 гг. Состав сооружений.

Газовая программа в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» была сформирована на основе проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. Пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства» и подразумевала строительство и ввод в эксплуатацию объектов подготовки и компримирования газа в два этапа:

I этап (с 2018 г. по 2021 г.) предусматривал подготовку ПНГ до требований к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар) и включал в себя:

1. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии –Х-7003 Е/Ф
2. Строительство установки аминоочистки Х-13001
3. Строительство газокompрессорной установки среднего давления Х-13101
4. Модернизацию установки обезвоживания газа Х-2100
5. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкцию установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления.
6. Строительство установки обессоливания воды Х-15312
7. Строительство системы теплоносителя
8. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) Х-6402
9. Строительство главной трансформаторной подстанции

После ввода в эксплуатацию объектов I этапа строительства планировалось достичь уровня полезного использования в 2022 г. - 80%.

Объем капитальных вложений – 4 882 982 тыс. рублей без НДС, без учета затрат предыдущего оператора.

II этап (с 2021 г. по 2023 г.) предусматривал завершение строительства сооружений подготовки газа второй и третьей ступеней сепарации, сооружений утилизации кислых газов с установки очистки газа от сероводорода для получения гранулированной серы и включал в себя:

1. Строительство установки Клауса Х-13301
2. Строительство установки гранулирования и хранения серы Х-13302
3. Строительство склада хранения серы
4. Модернизацию газокompрессорной станции низкого давления Х-2102
5. Строительство установки регулирования точки росы Х-13202
6. Строительство коммерческого узла учета газа (расположен на врезке в систему компании Лукойл)
7. Строительство газопровода товарного газа от ЦПС до ДНС -5 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
8. Строительство системы пожаротушения

9. Строительство факельного хозяйства

После ввода в эксплуатацию объектов II этапа строительства планировалось достичь уровня полезного использования в 2024 г. - 95 %.

Объем капитальных вложений – 4 710 576 тыс. рублей без НДС, без учета затрат предыдущего оператора.

Решение об инвестировании во 2 этап программы должно было быть принято по итогам завершения 1 этапа.

На рисунке 3 представлена диаграмма со сведениями о суммах платы за сжигание ПНГ в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации.

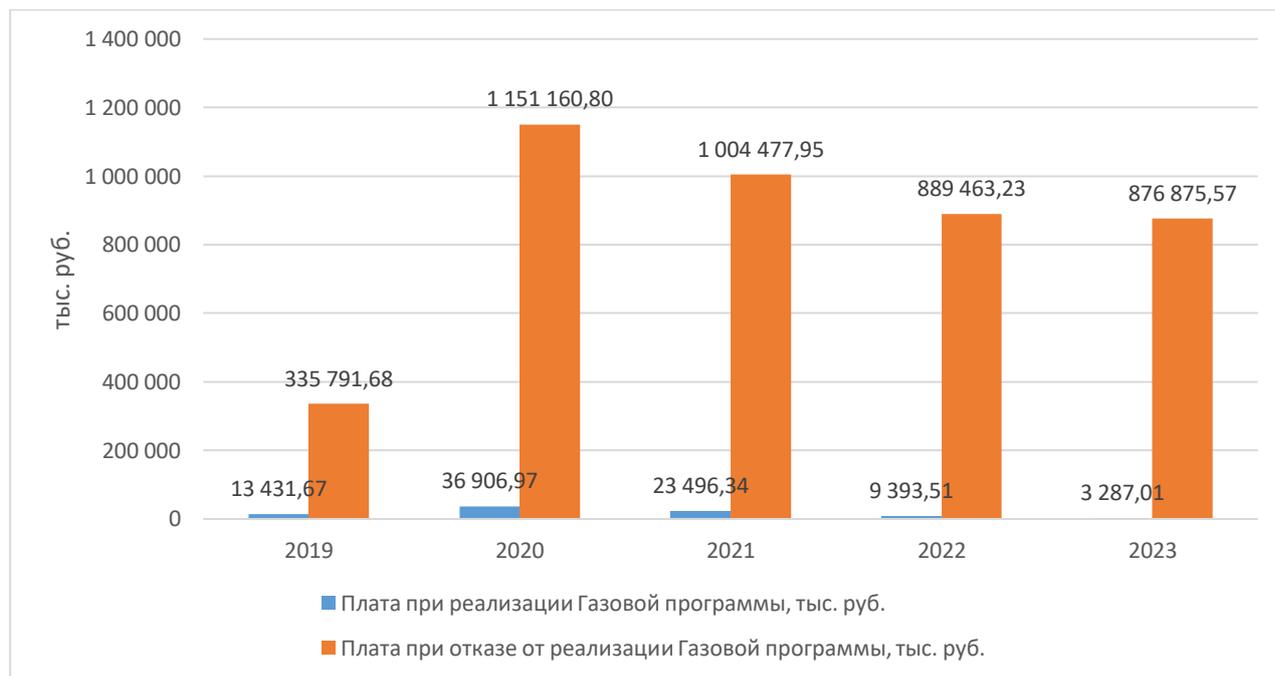
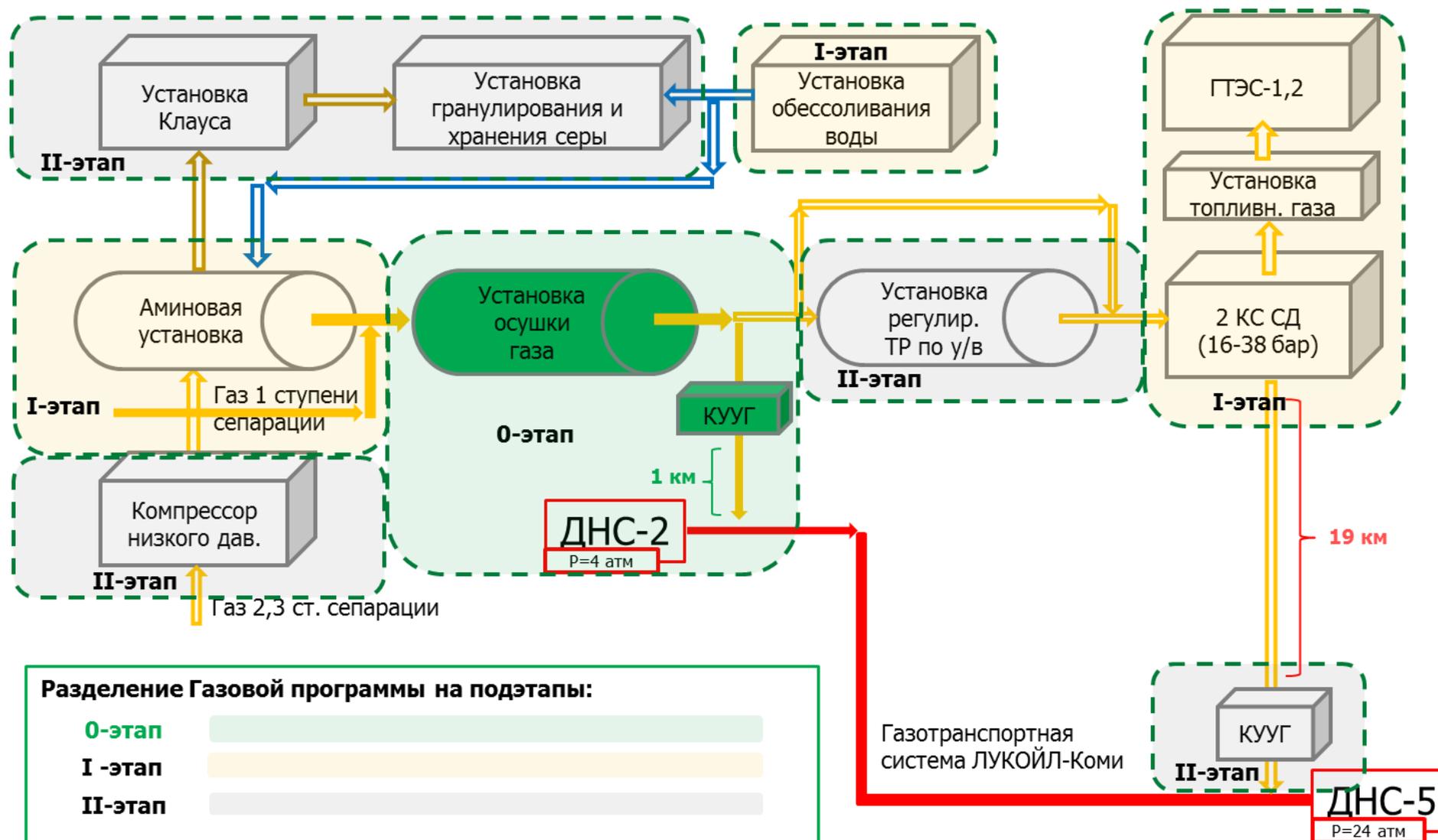


Рисунок 3. Сведения о суммах платы за сжигание ПНГ в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации.

Блок-схема поэтапного ввода объектов Газовой программы 2018-2024 гг



Выделенные объекты, включенные в Газовую программу 2018-2024 гг.

Для повышения уровня полезного использования ПНГ в составе проекта по модернизации ЦПС предусмотрено расширение сооружений, обеспечивающих подготовку ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на прием газа в газотранспортную систему.

Подготовка газа включает в себя:

- очистку от сероводорода;
- осушку по воде;
- удаление меркаптанов;
- обеспечение требуемой точки росы по углеводородам (отбензинивание);
- компримирование газа.

Также в составе проекта были предусмотрены:

- установка утилизации кислых газов с установки очистки газа от сероводорода – установка Клауса и складирования серы;
- установка подготовки топливного газа сверхвысокого давления;
- газотурбинная электростанция.

Описание технологической блок-схемы ЦПС

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) от существующих добывающих скважин собирается в общий коллектор. НСЖ с давлением 20 bar (абс.) и температурой 40 °С поступает в параллельно работающие входные трехфазные сепараторы V-1506 (сущ.) и поз. V-1507 (нов.).

НСЖ разделяется в сепараторах на три фазы:

- нефть с остатками воды;
- попутный газ;
- пластовая вода со следами нефти.

Газ направляется на II ступень компрессора низкого давления поз. K-2102A/B. Пластовая вода отводится в сепаратор поз. V-1901 (сущ.).

Технологической схемой предусмотрено:

- нагрев нефти, выходящей из поз. V-1506 и поз. V-1507, в теплообменнике-рекуператоре поз. E-1504 (сущ.) горячей нефтью, выходящей из стриппинг-колонны поз. V-1505.
- нагрев нефти, выходящей из тестового сепаратора поз. V-1501, в теплообменнике-рекуператоре поз. E-1502R (сущ.) горячей нефтью, выходящей из стриппинг-колонны поз. V-1502. После подогрева нефть общим потоком поступает на вторую ступень сепарации и сброса воды в трехфазный сепаратор V-1503 (сущ.). Процесс осуществляется при давлении 0,54 МПа и температуре 60°С, газ отводится на вторую ступень компримирования

компрессора низкого давления К-2102А/В (сущ.), а нефть с обводненностью 6% насосом поз. Р-1503А/В (сущ.) подается на обессоливание и обезвоживание в электродегидратор поз. V-1504 (сущ.), куда также подается 15-18% пресной воды. Новый дополнительный насос откачки пластовой воды поз. Р1505 С из сепаратора второй ступени обеспечивает откачку увеличенного объема пластовой воды на установку подготовки и закачки воды.

Стабилизация и обессеривание нефти обеспечивается в стриппинг-колоннах поз. V-1502 (сущ.) и поз. V-1505 (сущ.) при давлении 0,2 МПа и температуре в кубе 125 °С. Подготовленная нефть насосами поз. Р-1701А/В (сущ.) и поз. Р-1702А/В (сущ.) из кубов колонн по уровню откачивается соответственно в теплообменник-рекуператор поз. E-1502R или поз. E-1504, и далее на воздушный холодильник поз. А-1701 (сущ.). Газ из стриппинг-колонн поз. V-1502 и поз. V-1505 поступает на вход первой ступени компримирования компрессора поз. К-2102А и далее на вторую ступень компрессора поз. К-2102В.

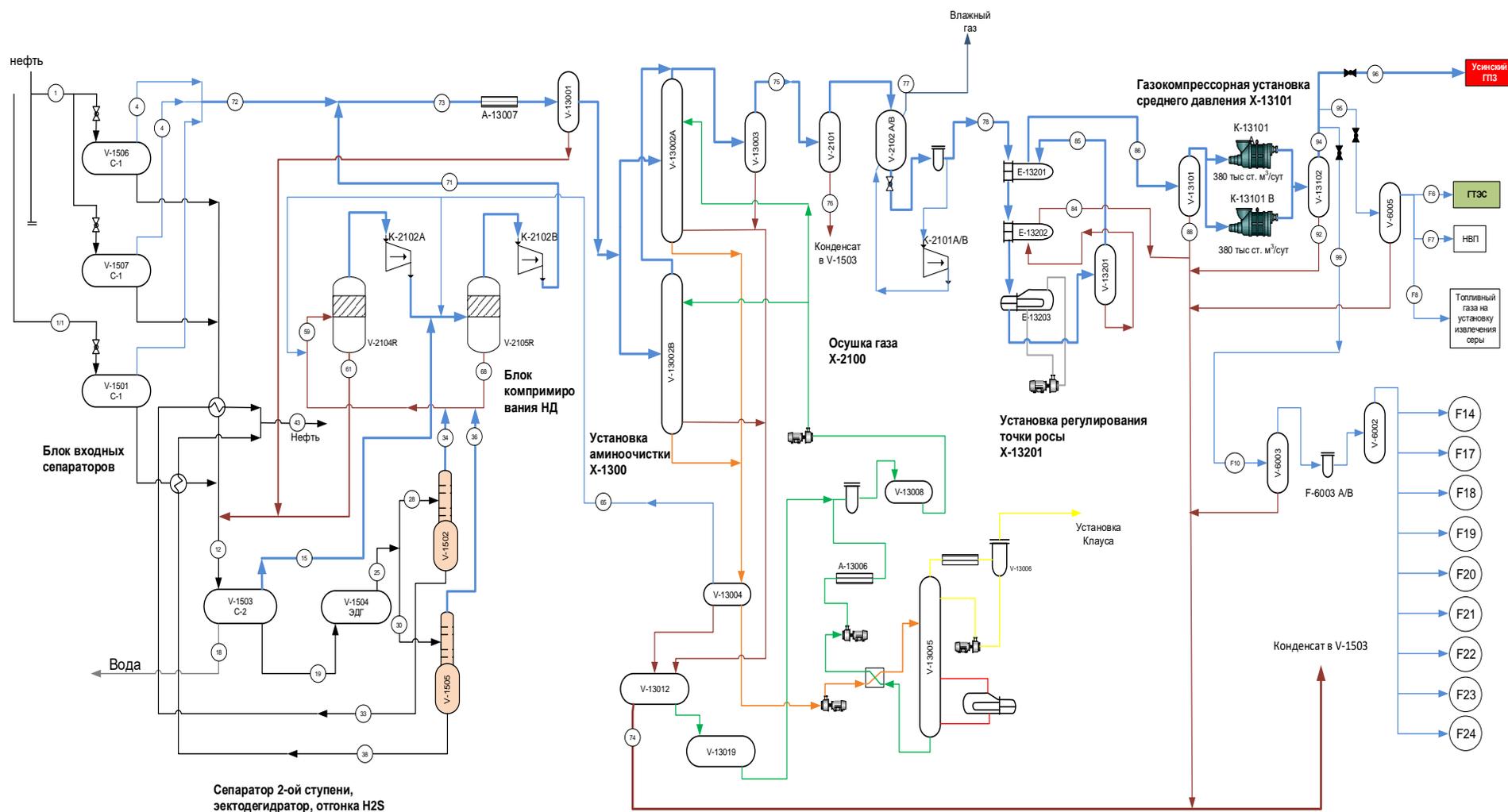
Товарная нефть соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002*, группе 1 по упругости паров, содержанию воды, концентрации хлористых солей, по содержанию сероводорода (менее 20 ppm). Содержание метил-этилмеркаптанов – около 40 ppm. Подготовленная кондиционная (товарная) нефть после концевого холодильника нефти поз. А-1701 поступает в новую емкость дегазатор поз. V-12404, предназначенную для отделения остаточных нефтяных газов, которые сбрасываются в факельный коллектор низкого давления. Из емкости дегазатора нефть самотёком поступает в резервуар хранения кондиционной нефти поз. Т-12401 (нов.). Из резервуара хранения кондиционная нефть поступает через новые дожимные насосы нефти поз. Р-12404 А/В/С на существующие основные насосы экспорта нефти поз. Р-1703А/В/С.

Источником газоснабжения установок ЦПС является внутренняя сеть топливного газа, полученного из ПНГ. ПНГ, поступающий в смеси с нефтью от нефтедобывающих скважин, выделяется в трехфазных сепараторах нефть/вода/газ поз. V-1506, V-1507. Так как выделенный в сепараторах поз. V-1506, V-1507 попутный газ содержит до 1,5% сероводорода, он поступает на установку сероочистки поз. Х-13001 (нов.). Очищенный от серы газ далее подается на осушку до точки росы минус 38°С (модерн.) и на установку регулирования точки росы по углеводородам (нов.). Осушенный газ далее направляется на установку компримирования экспортного газа среднего давления поз. Х-13101 (нов.) и с давлением 3,8 Мпа (и) через узел поддержания давления направляется на установку подготовки топливного газа сверхвысокого давления. Избыток этого газа поступает в газопровод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» как товарный газ. Из емкости V-6005 топливный газ сверхвысокого давления направляется к Газотурбинным установкам выработки электроэнергии (ГТУ) поз. Х-7003Е/Ф (нов.), на установку Клауса, а также в котельную нового вахтового поселка. Узел учета экспортного газа Х-13501 (нов.) расположен на врезке в

газопровод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в 19 км от ЦПС. Газ регенерации адсорберов поз. V-2102A/B с установки осушки поз. X-2100 (реконстр.) с давлением 1,64 МПа направляется на подпитку сетей топлива ВД в газосепаратор поз.V-6003 существующей системы топливного газа ЦПС. В случае выхода из строя установки сероочистки предусмотрена подача газа в существующие газотурбинные установки поз. X-7003A/B/C/D непосредственно от входных сепараторов поз. V-1506, V-1507. Топливный газ также подается для обеспечения оптимальной температуры в печи установки регенерации серы поз. X-13301 (нов). Для разогрева печи Клауса в пусковой период, а также для работы печи дожига предусмотрена подача топливного газа из системы топливного газа сверхвысокого давления.

Технологическая блок-схема ЦПС представлена на Рис.4

Рис. 4 Технологическая блок-схема ЦПС



Далее приведено технологическое описание части объектов из состава Газовой программы 2018-2024 гг., которые подлежат исключению или изменению в новой редакции Газовой программы 2020-2024 гг.

Установка очистки газа от сероводорода и регенерация амина X-13001, установка Клауса и резервуары хранения жидкой серы X-13301, установка гранулирования серы X-13302, установка расфасовки и хранения гранулированной серы X-13303.

Комплексная установка подготовки газа, включающая в себя установку аминовой очистки газа от сероводорода и установку получения серы, разработана по технологии фирмы «PROSERMAT» и поставляется в блочно-модульном исполнении.

В состав комплектной установки входят:

- установка аминовой очистки газа от сероводорода (поз. X-13001),
- установка производства серы методом Клауса (поз. X-13301).

Установка очистки газа от сероводорода поз. X-13001 предназначена для очистки попутного нефтяного газа от сероводорода 45,5 % раствором МДЭА. Очищенный от сероводорода газ далее направляется в установку (блок) обезвоживания газа X-2100. Сероводородсодержащий (кислый) газ, выделенный при регенерации насыщенного сероводородом раствора МДЭА, направляется в качестве сырья на установку получения серы. Жидкая сера, получаемая на установке производства серы поз. X-13301 (Клаус процесс), направляется на установку гранулирования жидкой серы поз. X-13302, откуда сера поступает на установку упаковки поз. X-13303, далее на склад для хранения, из которого производится отгрузка гранулированной серы.

На установке производства серы производится дегазированная жидкая сера, соответствующая требованиям ГОСТ 127.1-93 – 127.5-93, из большей части которой в дальнейшем получается продукция – сера гранулированная. Кроме того, на установке производства серы методом Клауса в результате утилизации тепла технологических газов вырабатывается пар низкого давления, используемый как на собственные нужды, так и на установке сероочистки, для обогрева, пожаротушения резервуаров хранения жидкой серы.

Установка регулирования точки росы X-13201

Установка регулирования точки росы газа располагается ниже по потоку установки осушки газа поз. X-2100. Установка регулирования точки росы по углеводородам предназначена для удаления тяжелых газовых фракций из нефтяного газа и обеспечения температуры точки росы по углеводородам в соответствии с требованиями технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»:

- точка росы по воде (минус 20 °С – для зимы, минус 10°С – для лета).
- точка росы по углеводородам (минус 10 °С – для зимы, минус 5 °С – для лета).

В качестве хладагента используется фторан R 410a, представляющий собой смесь фторуглеводородов. Для достижения требуемой точки росы по углеводородам используется процесс с внешним охлаждением хладагента Фторан (одноступенчатое компримирование), что позволяет удалить более тяжелые компоненты, содержащиеся в газе в холодном сепараторе поз. V-13201. Далее подготовленный газ подается на газокompрессорную установку среднего давления поз. X-13101. Часть газа с выхода установки отбирается для подачи в газопровод вахтового поселка.

Узел учета газа X-13501 и экспортный газопровод к точке врезки ДНС-5 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Сжатый газ направляется по экспортному газопроводу в газовую сеть компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На точке врезки трубопровода на 19 км от ЦПС проектом предусмотрен узел коммерческого учета газа (X-13501) в блочно-модульном исполнении, не требующем доработки на площадке строительства.

При проектировании трубопровода учтены следующие требования:

- пиковый расход: 500 тыс. ст.м³/сут;
- расчетное давление: 42 bar. изб;
- расчетная температура: минус 46 / плюс 75 °С;
- возможность очистки трубопровода с использованием временных камер пуска/приема скребков;
- теплоизоляция с электрообогревом;
- установка на сваях;
- давление в точке врезки сборного газопровода 20-24 bar.

3.1.3 Предпосылки пересмотра Газовой программы 2018-2024 гг.

Предпосылки:

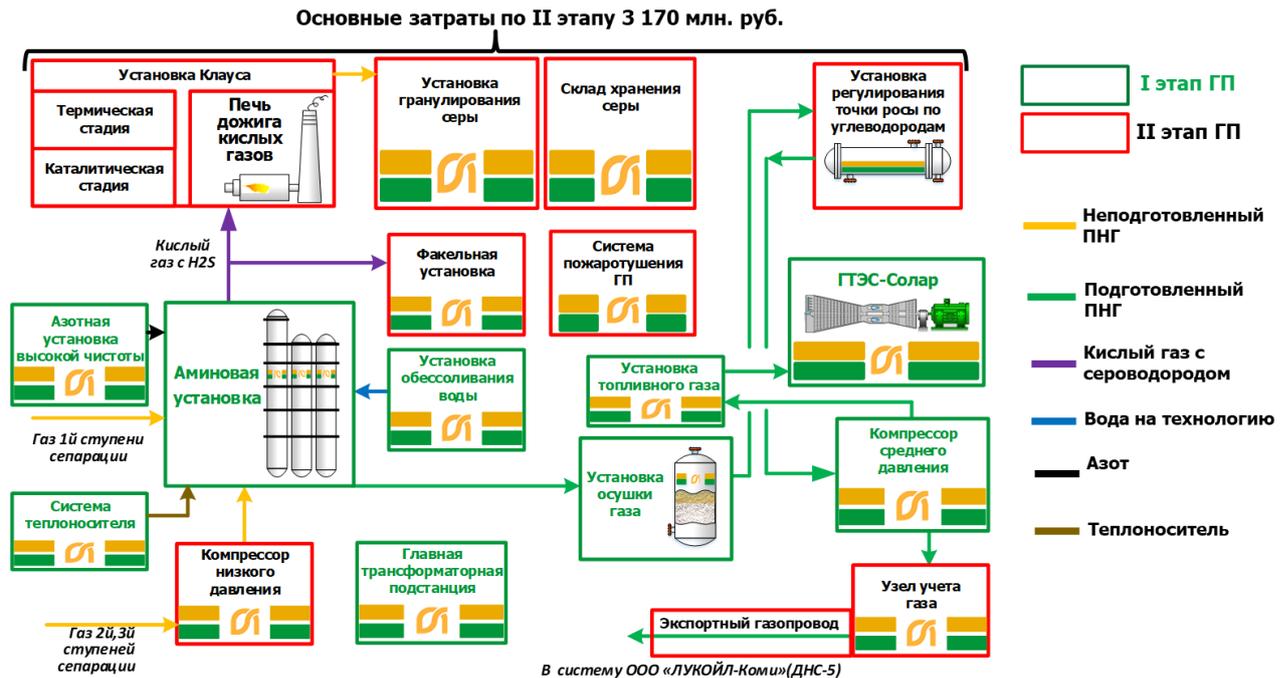
1. Поручение Счетной палаты Российской Федерации;
2. Прогнозируемое снижение добычи ПНГ;
3. Дефицит ПНГ на собственные нужды;
4. Изменение макроэкономических показателей.

Исходя из прогноза снижения уровня добычи ПНГ, дефицита ПНГ на собственные нужды и как следствие дефицита генерации электроэнергии, текущей экономической

ситуации, изменений макроэкономических показателей был выполнен анализ вариантов оптимизации капитальных затрат на реализацию Газовой программы.

Газовая программа 2018-2024 гг. состояла из I и II этапов. Объекты, включенные в Газовую программу, были выделены из состава объектов модернизации ЦПС (Очередь 3). Первый этап предполагал достижение уровня использования 74%, второй этап - 95%. Принципиальная схема объектов представлена на рис. 5.

Рисунок 5. Принципиальная схема объектов Газовой программы 2018-2024 гг.



Запуск объектов I этапа -достижение уровня полезного использования ПНГ-74%. Капитальные затраты -4883 млн. рублей.

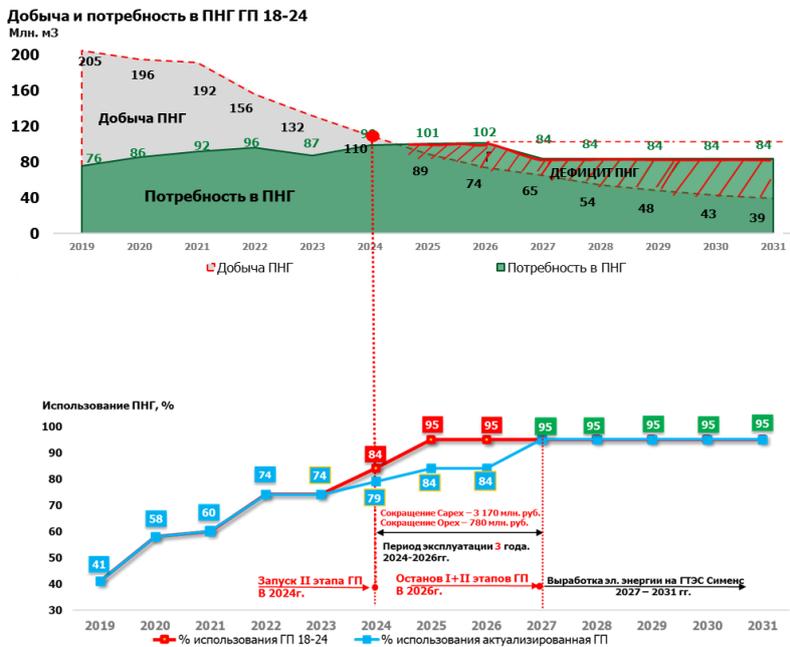
Запуск объектов II этапа 2023 год-достижение уровня полезного использования ПНГ -95%. Капитальные затраты – 4711 млн. рублей. Общие капитальные затраты на реализацию Газовой программы составят 9 594 млн. рублей.

Счетной палатой РФ письмом №09-321/09/1-02 от 29.10.2019 г. поручено совместно с Минэнерго России в рамках объединенного комитета принять решение о целесообразности дальнейшего строительства объектов (II этапа) ГП .

Прогноз уровня добычи на период 2020-2031 гг. показывает образование дефицита ПНГ на собственные нужды при запуске объектов II этапа уже с 2024 года. Объекты II этапа сдвигают точку начала дефицита ПНГ на год с 2025 года на 2024 год, в связи с возрастанием потребности в выработке электроэнергии для снабжения объектов II этапа. Ввод объектов II этапа запланирован на IV квартал 2023 года. Уровень добычи ПНГ к 2027 году снизится до 65 млн.м3/год и позволит вернуться на текущую схему использования неподготовленного газа для выработки электроэнергии на ГТЭС X-7003 A/B/C/D «Сименс»; основные объекты Газовой программы (установка аминовой очистки газа, установка производства и грануляции серы, компрессорная среднего давления, ГТЭС X-7003 F/E «Солар», установка регулирования точки росы по УВ) будут остановлены в конце 2026 года. При вводе объектов производства серы их период эксплуатации составит не более 3 лет до полной остановки объектов в 2026 году, при этом их проектное назначение - утилизация кислых газов от установки аминовой очистки в объеме 3% от общей добычи ПНГ. Затраты на строительство объектов производства серы

составляют 28% от общих затрат на реализацию ГП 2 698 млн. рублей; операционные затраты с учетом покрытия дефицита ПНГ составят 780 млн. рублей без НДС. Общие затраты в размере 3 478 млн. рублей на реализацию объектов производства серы являются неэффективными, в связи с чем представляется целесообразным их исключить. Графический материал с предпосылками оптимизации представлен на рисунке 6.

Рисунок 6. Предпосылки оптимизации Газовой программы 2018-2024гг.



- Поручение Счетной палаты РФ письмом №09-321/09/1-02 от 29.10.2019 г. : совместно с Минэнерго России в рамках объединенного комитета принять решение о целесообразности дальнейшего строительства объектов ГП.

- Снижение добычи ПНГ

- Дефицит ПНГ на собственные нужды

- Высокие операционные затраты + 780 млн. руб.

- Низкая стоимость товарного продукта-серы

- Достижение уровня полезного использования ПНГ 95% без газовой программы к 2027 году-генерация эл. энергии на неподготовленном газе.

- Сокращение капитальных затрат -3 420 млн. руб.

С учетом снижения объемов добычи начиная с 2025 года появляется дефицит ПНГ для выработки электроэнергии на собственные нужды. Ввод II этапа ГП сдвигает точку образования дефицита влево на 1 год -2024 г.

Перечень исключаемых объектов Газовой программы 2018-2024гг.

Состав сооружений I этапа Газовой программы предполагал подготовку ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на реализацию и требований на питание ГТЭС «Солар» X-7003 E/F для генерации электроэнергии собственных нужд. Изменение состава сооружений или исключение части объектов нецелесообразно. Уровень использования ПНГ при вводе объектов I этапа составит 74%.

II этап Газовой программы состоял из объектов, влияющих на уровень использования ПНГ, объектов подготовки ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (точки росы по углеводородам на реализацию), и объектов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов ГП в целом.

В состав II этапа входили объекты, обеспечивающие безопасную эксплуатацию объектов Газовой программы в целом и не влияющие на уровень полезного использования ПНГ:

1. Система пожаротушения;

2. Факельное хозяйство.

Реализация данных объектов обязательна.

К объектам подготовки ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (точка росы по углеводородам на реализацию) относится:

1. Установка регулирования точки росы X-13201 - к исключению;
2. Коммерческий узел учета газа (расположен на врезке в систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ДНС-5);
3. Газопровод товарного газа от ЦПС до ДНС -5 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

В результате переговоров с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по изменению требований по точке росы при поставках ПНГ получены новые технические условия, в которых исключено требование по температуре точки росы по углеводородам минус 10 °С. Капитальные затраты на реализацию объекта составляют 601 619 тыс. рублей без НДС без учета затрат предыдущего оператора. Затраты на реализацию исключаются в актуализированной Газовой программе 2020-2024 гг.

Расположение коммерческого узла учета газа и точка реализации ПНГ изменены с ДНС-5 на ДНС-2, что позволило организовать продажу ПНГ без применения компрессорного оборудования под собственным давлением 5 кгс/см². Затраты на реализацию данных объектов (узел учета и газопровод до ДНС-5) перераспределяются на строительство коммерческого узла учета газа и газопровода до точки подключения к газотранспортной сети ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в районе ДНС-2. В рамках новой Газовой программы коммерческий узел учета и газопровод до ДНС-2 объединяются в одну общую систему учета и транспорта ПНГ с приведением системы учета и транспортировки подготовленного газа в соответствие с новой технологической схемой.

В состав сооружений II этапа Газовой программы, влияющих на уровень полезного использования ПНГ, входят объект компримирования ПНГ 2 и 3 ступеней сепарации и объекты производства серы:

1. Модернизация газокompрессорной станции низкого давления X-2102;
2. Установка Клауса X-13301;
3. Установка гранулирования и хранения серы X-13302;
4. Склад хранения серы.

Модернизация газокompрессорной станции низкого давления X-2102 обеспечивает компримирование ПНГ 2 и 3 ступеней сепарации до рабочего давления установки очистки газа X-13001 и позволяет увеличить уровень полезного использования на 10% с 74% (объекты I этапа ГП) до 84%.

Объекты производства серы предназначены для утилизации кислых газов от установки очистки газа X-13001 на установке производства серы X-13301 с последующей грануляцией и хранением серы X-13302, X-13303. Объекты производства серы увеличивают уровень полезного использования непосредственно всего на 3% за счет утилизации кислого газа, но косвенно на 11% с 84% до 95% за счет использования подготовленного газа для разбавления кислого газа при утилизации по резервной схеме на факельной установке. Капитальные затраты на реализацию объектов производства серы составляют 2 696 408 тыс. рублей без НДС без учета затрат предыдущего оператора, это 28% от общих затрат на реализацию ГП. Эти затраты исключаются в актуализированной Газовой программе 2020-2024 гг. Утилизация кислых газов будет реализована по резервной проектной схеме на факельной установке низкого давления X-13601 (не входит в объекты Газовой программы первой редакции). Объем кислых газов составляет около 3% от объема добычи ПНГ, но в нем содержится 43-50% сероводорода. Требования на эксплуатацию факельных систем запрещают сжигание газа с концентрацией сероводорода свыше 8%; для соблюдения требований предусмотрено разбавление кислых газов подготовленным ПНГ от установки подготовки газа X-13001 в объеме 13% до снижения концентрации сероводорода до уровня не более 8%. С учетом потребности разбавления кислых газов уровень полезного использования ПНГ в период 2022-2026 гг. составит 84%.

Начиная с 2027 года основные объекты Газовой программы будут остановлены, так как объем добычи ПНГ в период 2027-2031 гг. позволяет обеспечить использование ПНГ на уровне 95% без очистки за счет использования неподготовленного газа на собственные нужды: печи нагрева теплоносителя и выработка электроэнергии собственных нужд на ГТЭС «Siemens».

Актуальный состав сооружений для включения в новую газовую программу представлен ниже и на рисунке 7.

I этап ГП:

1. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии –X-7003 E/F;
2. Строительство установки аминоочистки X-13001;
3. Строительство газокompрессорной установки среднего давления X-13101;
4. Модернизация установки обезвоживания газа X-2100;
5. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления;
6. Строительство установки обессоливания воды X-15312;
7. Строительство системы теплоносителя;
8. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) X-6402;
9. Строительство главной трансформаторной подстанции;

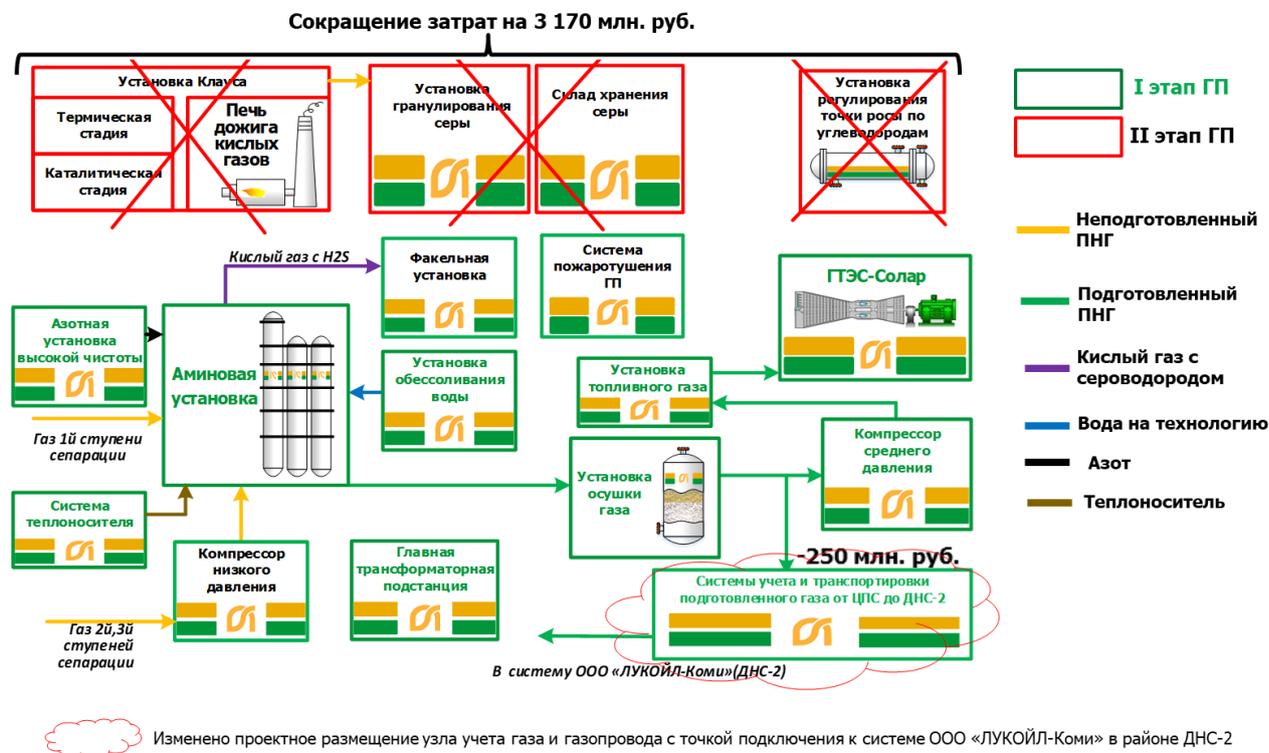
Объем капитальных вложений – 4 882 982 тыс. рублей без НДС, без учета затрат предыдущего оператора.

II этап ГП:

1. Строительство установки Клауса X-13301 – исключено;
2. Строительство установки гранулирования и хранения серы X-13302 - исключено;
3. Строительство склада хранения серы - исключено;
4. Модернизация газокompрессорной станции низкого давления X-2102;
5. Строительство установки регулирования точки росы X-13202 - исключено;
6. Строительство коммерческого узла учета газа (на врезке в систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») - изменение проектного расположения с ДНС-5 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на ЦПС;
7. Строительство газопровода товарного газа от ЦПС до ДНС -5 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - объект **заменен на газопровод ЦПС - ДНС-2 в районе ДНС-2;**
8. Строительство системы пожаротушения;
9. Строительство факельного хозяйства.

Объем капитальных вложений – 1 540 576 тыс. рублей без НДС, без учета затрат предыдущего оператора.

Рисунок 7. Актуальный состав сооружений для включения в новую ГП



Общее сокращение затрат, за счет исключения объектов составляет 3 420 млн. рублей.

3.1.4 Новая Газовая программа на период 2020-2024 гг. Состав сооружений.

Газовая программа 2020-2024 гг. сформирована на основе объектов, выделенных из проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. Пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства» с исключением части объектов, входивших в версию Газовой программы 2018-2024 гг. и включением дополнительных объектов. Газовая программа включает строительство и ввод в эксплуатацию объектов подготовки и компримирования газа:

1. Строительство установки аминоклочки X-13001 тит.002/1;
2. Строительство эстакады тит.027/1.8 к установке комплексной подготовки газа X-13001 тит.002 - **НОВ.;**
3. Строительство установки обессоливания воды X-15312 тит.002/3;
4. Строительство эстакады тит.027/1.9 к установке обессоливания воды X-15312 тит.002/3 - **НОВ.;**
5. Модернизация установки (блока) обезвоживания газа X-2100 тит.034;
6. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) X-6402 тит.011/6.1;
7. Строительство эстакады тит. 027/1.23 от установки азота X-6402 тит.011/6.1 - **НОВ.;**
8. Модернизация газокмпрессорной станции низкого давления X-2102 тит.003/3;
9. Строительство эстакады тит. 027/1.15 от здания подстанции тит.023/2 на эстакаду Восточная тит.027/1.10 - **НОВ.;**
10. Строительство эстакады тит.027/1.11 к факельной системе низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.;**
11. Строительство факельной системы низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.;**
12. Строительство эстакады тит.027/1.25 к факелу низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.;**
13. Строительство главной трансформаторной подстанции тит.023;
14. Строительство эстакады Восточная тит.027/1.10 - **НОВ.;**
15. Строительство системы очистки технической и дождевой воды тит.009 - **НОВ.;**
16. Строительство эстакады тит.027/1.12 к очистным сооружениям тит.009/1 - **НОВ.;**
17. Строительство эстакады тит.027/1.7 к газокмпрессорной среднего давления X-13101 тит.003 - **НОВ.;**
18. Строительство газокмпрессорной установки среднего давления X-13101 тит.003;
19. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии–X-7003 E/F тит.001;

20. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления тит.018;
21. Строительство системы теплоносителя тит.017;
22. Строительство открытой дренажной системы тит.010 - **НОВ.;**
23. Строительство системы пожаротушения тит.015;
24. Существующие эстакады тит. 027/1.18 (модернизация) - **НОВ.;**
25. Факельное хозяйство Х-3500 тит.019;
26. Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 - **ИЗМ.**

Строительство объектов разделяется на 2 (два) этапа в зависимости от срока запуска в эксплуатацию, при этом вспомогательные объекты (эстакады, объекты водоочистки и т.д.) в схемах и на рисунках не учитываются. Система теплоносителя система пожаротушения и главная трансформаторная подстанция разделены между этапами и вводятся поэтапно.

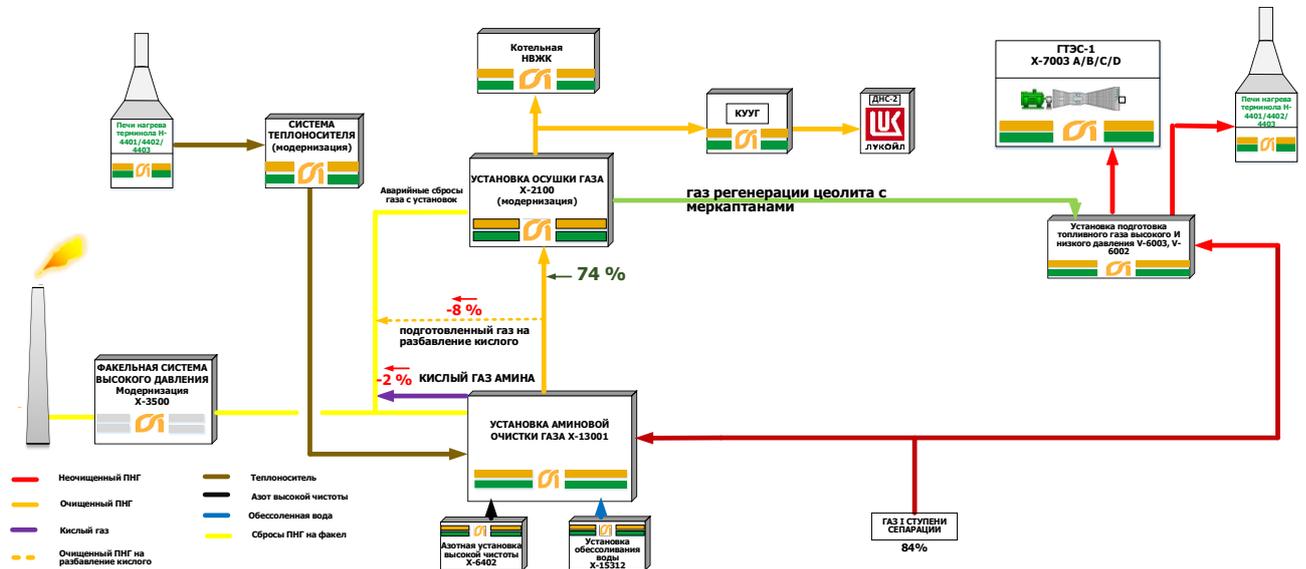
I этап завершается строительством в 2021 году и с 2022 года обеспечивает очистку от сероводорода ПНГ 1 ступени сепарации в остаточном объеме газа, не использованного на собственные нужды, с реализацией подготовленного ПНГ в газотранспортную сеть ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 эксплуатируется с 2019 года; она включена в состав Газовой программы 2020-2024 гг. в связи с необходимостью работ по приведению в соответствие с новой технологической схемой. На собственные нужды, такие как печи нагрева теплоносителя и ГТЭС «Siemens», используется неочищенный газ. Котельная нового вахтового поселка питается подготовленным ПНГ. Уровень использования ПНГ в 2022 году - 74%.

В состав первого этапа входит:

1. Строительство установки aminoочистки Х-13001 тит.002/1;
2. Строительство эстакады тит.027/1.8 к установке комплексной подготовки газа Х-13001 тит.002 - **НОВ.;**
3. Строительство установки обессоливания воды Х-15312 тит.002/3;
4. Строительство эстакады тит.027/1.9 к установке обессоливания воды Х-15312 тит.002/3 - **НОВ.;**
5. Модернизация установки (блока) обезвоживания газа Х-2100 тит.034;
6. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) Х-6402 тит.011/6.1;
7. Строительство эстакады тит. 027/1.23 от установки азота Х-6402 тит.011/6.1 - **НОВ.;**
8. Строительство главной трансформаторной подстанции тит.023 - I этап;
9. Строительство системы теплоносителя тит.017 - I этап;
10. Строительство системы пожаротушения тит.015 - I этап.

На рисунке 8 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска I этапа Газовой программы 2020-2024 гг. на период эксплуатации 2022-2024 гг.

Рисунок 8. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска объектов I этапа Газовой программы 2020-2024гг. на период эксплуатации 2022-2024 гг.



II этап завершается строительством и с 2025 г. обеспечивает очистку от сероводорода ПНГ 1, 2 и 3 ступеней сепарации в полном объеме для перевода всех потребителей на использование очищенного ПНГ на собственные нужды. В эксплуатацию вводится новый потребитель очищенного ПНГ - ГТЭС «Солар» для генерации электроэнергии для собственных нужд. На собственные нужды (печи нагрева теплоносителя, ГТЭС «Siemens», ГТЭС «Солар») используется очищенный от сероводорода газ. После ввода объектов II этапа обеспечивается сбор сточных вод с вновь вводимых объектов и площадок, а также приведение системы учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 в соответствие с новой технологической схемой. Уровень использования ПНГ в период 2025-2026 гг. - 84%.

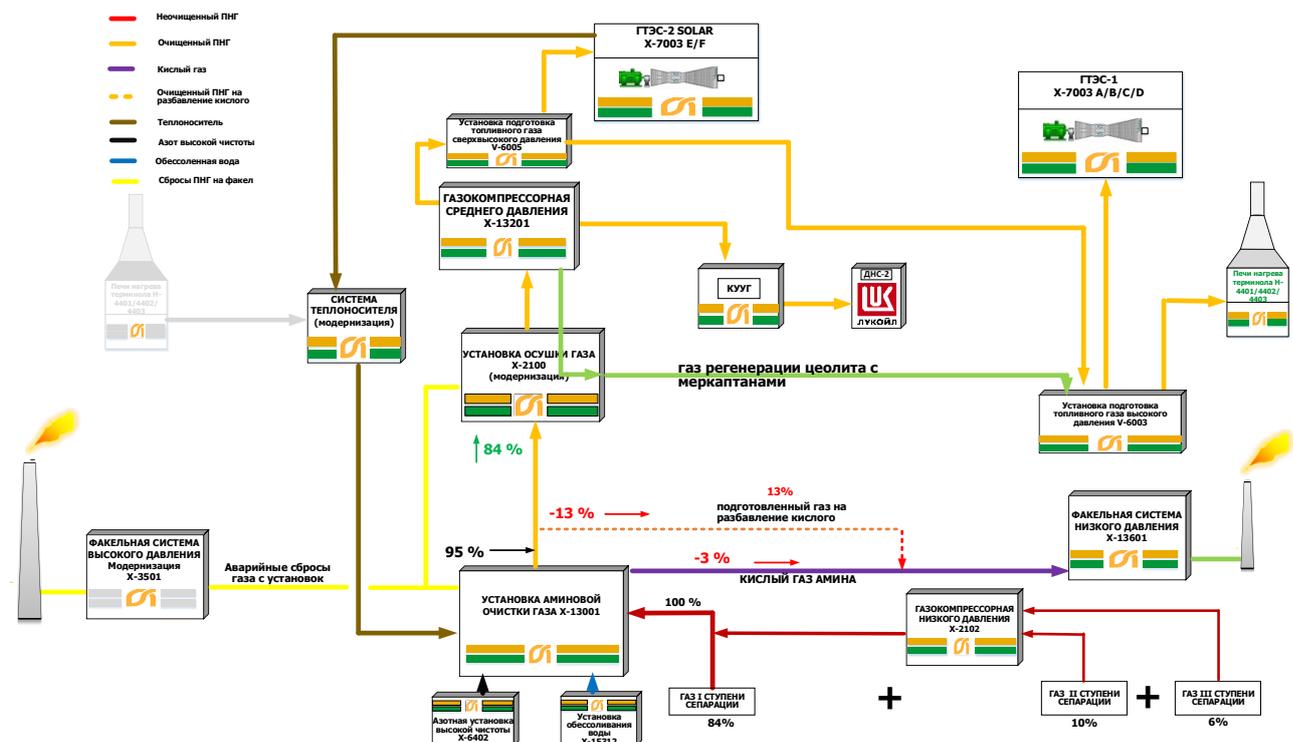
В состав второго этапа входит:

11. Строительство факельной системы низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.;**
12. Строительство эстакады тит.027/1.25 к факелу низкого давления X-13601 тит.005/1 - **НОВ.;**
13. Строительство эстакады тит. 027/1.15 от здания подстанции тит.023/2 на эстакаду Восточная тит.027/1.10 - **НОВ.;**
14. Строительство главной трансформаторной подстанции тит.023-II этап;
15. Строительство эстакады Восточная тит.027/1.10 - **НОВ.;**
16. Строительство эстакады тит.027/1.12 к очистным сооружениям тит.009/1 - **НОВ.;**
17. Строительство системы очистки технической и дождевой воды тит.009 - **НОВ.;**

18. Строительство эстакады тит.027/1.7 к газокomppressorной среднего давления X-13101 тит.003 - **НОВ.;**
19. Строительство газокomppressorной установки среднего давления X-13101 тит.003;
20. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии X-7003 E/F тит.001;
21. Модернизация газокomppressorной станции низкого давления X-2102 тит.003/3;
22. Строительство эстакады тит.027/1.11 к факельной системе низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.;**
23. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления тит.018;
24. Строительство системы теплоносителя тит.017 - II этап.
25. Строительство системы пожаротушения тит.015 - II этап
26. Строительство открытых дренажных систем тит.010 - **НОВ.**
27. Существующие эстакады тит. 027/1.18 (модернизация) - **НОВ.**
28. Факельное хозяйство тит.019
29. Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 - **ИЗМ**

На рисунке 9 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска объектов II этапа Газовой программы 2020-2024 гг. на период эксплуатации 2024-2026 гг.

Рисунок 9. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ на период эксплуатации 2024-2026 гг.



Уровень использования 95% достигается в 2027 году за счет сокращения объемов добычи ПНГ, останова части объектов Газовой программы, технического перевооружения ГТЭС - 7003 А/В/С/Д с модернизацией топливной системы для потребления ПНГ с более высоким содержанием сероводорода и большей теплотворной способностью с возвратом к использованию неочищенного газа на собственные нужды (ГТЭС «Siemens», печи нагрева теплоносителя). Подготовка ПНГ для снабжения котельной нового вахтового поселка будет обеспечена на адсорбционной установке X-2100.

На рисунке 10 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ начиная с 2027 года.

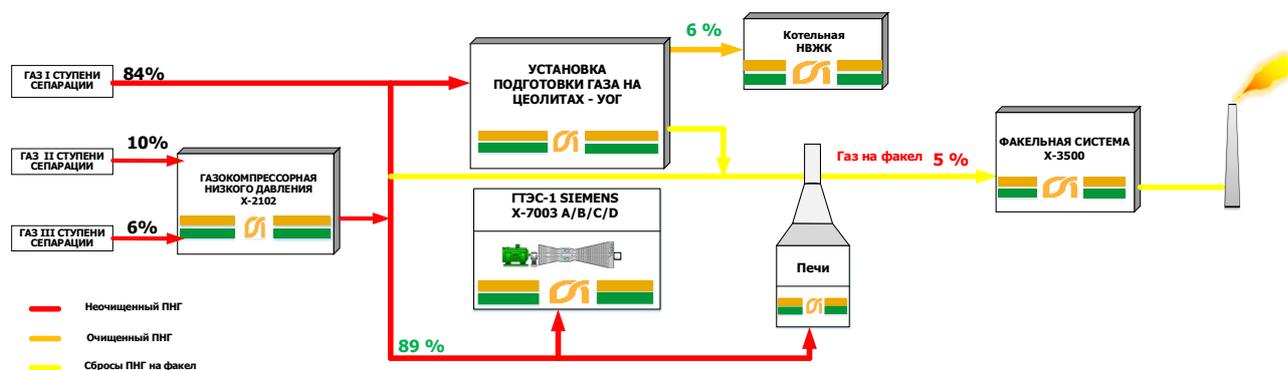


Рисунок 10. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ начиная с 2027 года.

На рисунке 11 представлены суммы платы за сжигание ПНГ в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации. В период 2025-2026 гг. учтены затраты на техническое перевооружение ГТЭС X – 7003 А/В/С/Д «Siemens», для обеспечения стабильной работы при потреблении ПНГ от 1, 2 и 3 ступеней сепарации с более высоким содержанием сероводорода и теплотворной способностью. ГТЭС X – 7003 А/В/С/Д «Siemens» является ключевым объектом полезного использования ПНГ. Ожидаемый суммарный объем выплат за НВООС в период 2020-2027 гг. составляет 194 млн. рублей.

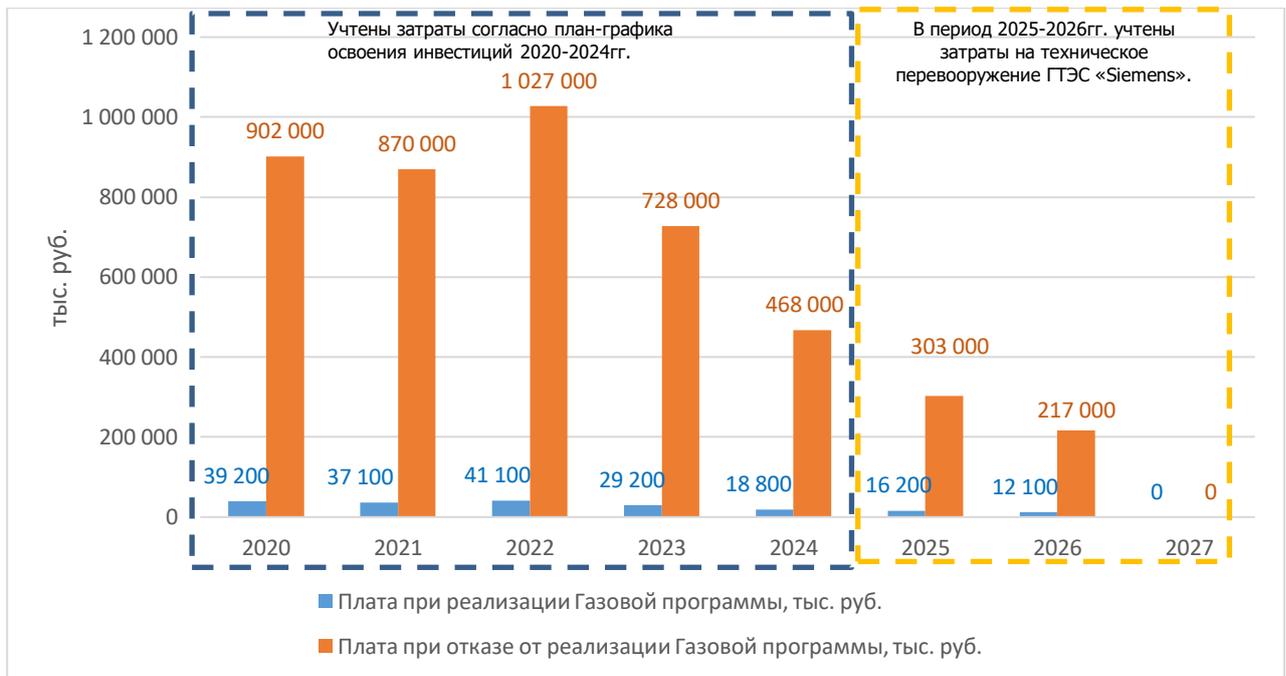


Рисунок 11. Сведения о суммах платы за сжигание ПНГ в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации.

Далее представлена блок схема с разделением основных объектов Газовой программы на этапы в зависимости от запуска в эксплуатацию, а также график выполнения работ по объектам.

Блок-схема поэтапного ввода объектов Газовой программы 2020-2024 гг.

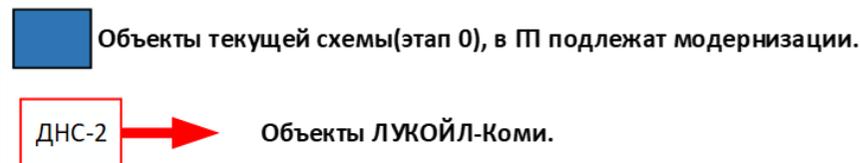
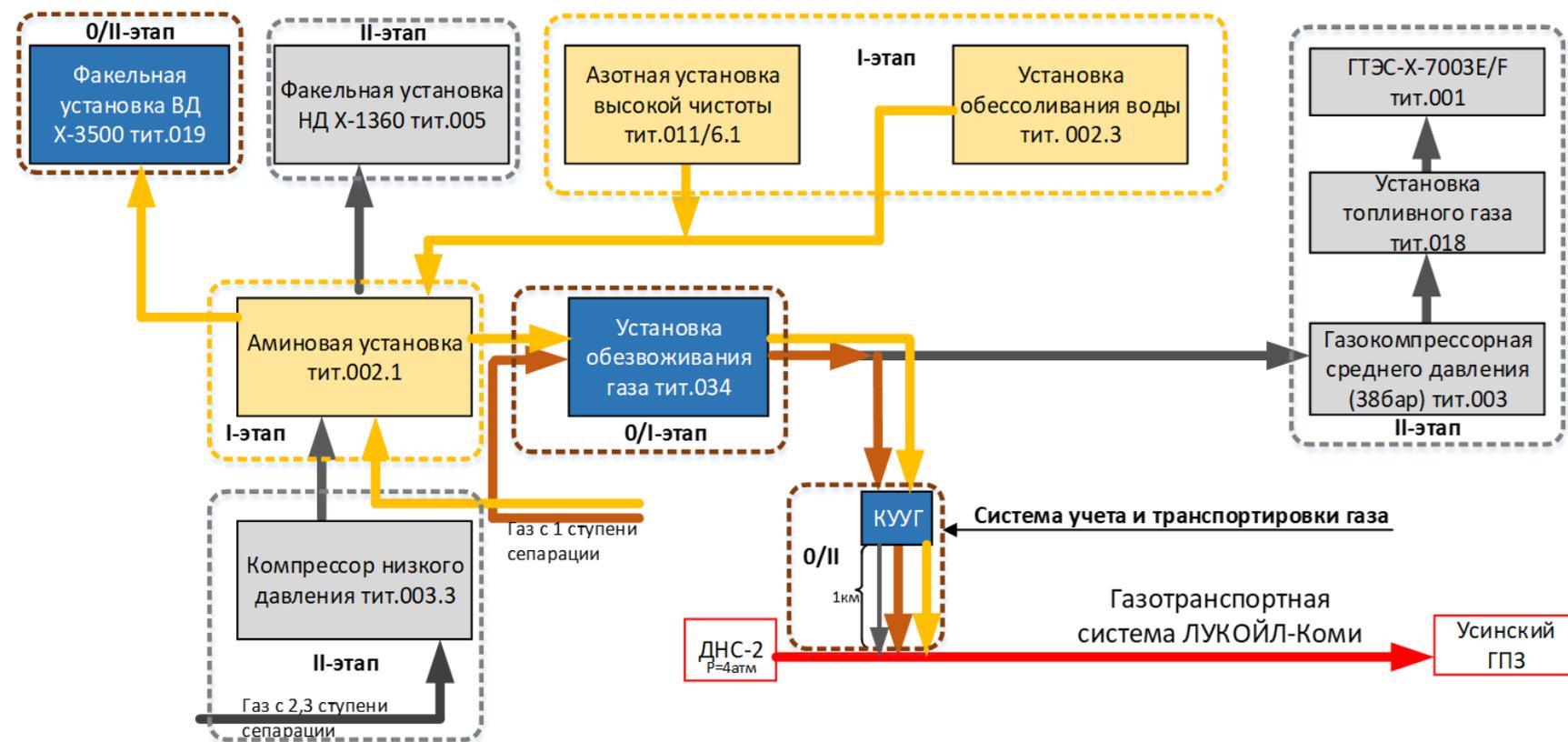


График выполнения работ по объектам Газовой программы

I этап запуска

Год реализации	2020				2021				2022			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Объект (Подрядчик)	I этап											
Установка обессоливания воды (ЭТС)					30.06.21г							
Эстакада 027/1.9(ЭТС)					30.06.21г							
Система теплоносителя 1 этап - здание насосов горячего масла/тех. сети (МЭ)									20.12.21г			
Блок обезвоживания газа (ЭТС)					30.07.21г							
Установка производства газообразного азота и воздуха КИП									31.10.21г			
Эстакада 027/1.23 (ЗНСМ)									31.10.21г			
Трансформаторные подстанции 023/1 и 023/2 1-й этап (ЭТС + ЗНСМ)					28.02.21г							
Установка аминочистки (ЭТС)									20.12.21г			
Эстакада. 027/1.8 (МЭ)									29.10.21г			
Система пожаротушения 1-й этап (ЗНСМ)					30.04.21г							
Пуско-наладочные работы									20.12.21г			
Комплексное опробование объектов I этапа									28.02.22г			

II этап запуска

Год реализации	2020				2021				2022				2023		2024	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	1 н	2 н	1 н	2 н
Объект (Подрядчик)	II этап															
Установка топливного газа (ЭТС)									30.09.22г							
Система теплоносителя 2 этап (МЭ)									28.02.22г							
Трансформаторная подстанция 023/2 (ЭТС)									31.10.21г							
Эстакада 027/1.15 (ЗНСМ)									29.10.21г							
Газокомпрессорная установка низкого давления													30.06.24г			
Газокомпрессорная среднего давления									30.01.22г							
Эстакада 027/1.7 (ЭТС и ЗНСМ)									30.01.22г							
Газотурбинная установка выработки электроэнергии (ЭТС)									30.09.22г							
Факельная система низкого давления									30.04.22г							
Эстакада 027/1.11 (ЗНСМ)									31.12.21г							
Эстакада 027/1.25(ЗНСМ)									30.04.22г							
Эстакада Восточная тит. 027/1.10 (ЗНСМ)									31.01.22г							
Система очистки технической и дождевой воды													31.10.23г			
Эстакада 027/1.12 (ЗНСМ)													31.10.23г			
Открытые дренажные системы													31.10.23г			
Система пожаротушения 2-й этап (ЗНСМ)													31.01.25г			
Система учета и транспортировки газа													31.12.24г			
Эстакада 027/1.18 (МЭ)									28.02.23г							
Факельное хозяйство тит. 019													31.12.24г			
Пуско-наладочные работы													31.01.25г			
Комплексное опробование объектов													30.03.25г			

Динамика изменения уровня добычи, использования и дефицита ПНГ на период 2018-2028 годы представлена в Таблице № 1 и на Графике № 1.

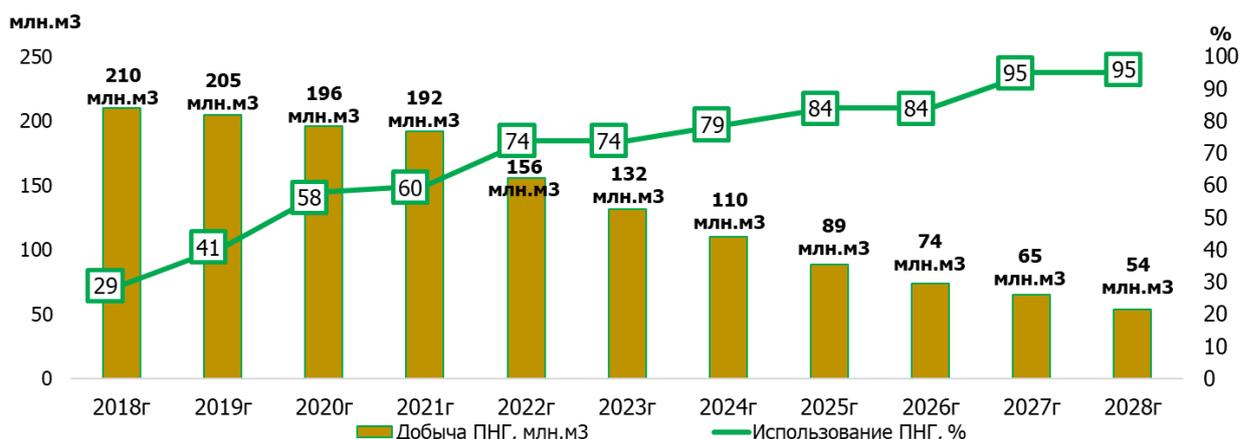
Таблица № 1

Прогноз добычи и использования попутного газа в 2020-2028 годах

Использование ПНГ	Объем ПНГ, млн. м. куб.									
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Харьгинское СРП										
Добыча НЕФТИ, тыс. тонн	1 532	1 510	1 500	1 303	1 167	1 000	827	681	594	494
Добыча ПНГ	205	196	192	156	132	110	89	74	65	54
Сжигание ПНГ	120	83	77	41	34	23	14	12	3	3
Уровень использования ПНГ, %	41	58	60	74	74	79	84	84	95	95
Полезное использование, в т.ч.:	84	113	115	116	98	86	75	62	62	51
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	8	27	22	20	10	0	0	0	0	0
Выработка тепловой и электр.	54	64	66	69	74	74	64	50	45	34
Технологические нужды	22	22	26	26	13	12	11	12	17	17
Технологические потери	0,35	0,33	0,33	0,27	0,22	0,19	0,15	0,13	0,11	0,09
Дефицит ПНГ	0	0	0	0	0	0	12	28	22	33

График № 1

Добыча и уровень полезного использования ПНГ 2018-2028гг



3.1.5 Объекты, включаемые в новую Газовую программу 2020-2024 гг. Описание схемы.

Для повышения уровня полезного использования ПНГ в составе проекта по модернизации ЦПС (Очередь 3) предусмотрено расширение сооружений, обеспечивающих подготовку ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на прием газа в газотранспортную систему и требований к топливному газу ГТЭС «Солар».

Подготовка газа включает в себя:

- очистку от сероводорода;
- осушку по воде;
- удаление меркаптанов;
- компримирование газа.

Также в составе проекта предусматривается:

- установка подготовки топливного газа сверхвысокого давления.
- газотурбинная электростанция с системой утилизации тепла

Описание новой технологической блок-схемы ЦПС

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) от существующих добывающих скважин собирается в общий коллектор. НСЖ с давлением 20 bar (абс.) и температурой 40 °С поступает в параллельно работающие входные трехфазные сепараторы поз. V-1506 (сущ.) и поз. V-1507 (нов.).

НСЖ разделяется в сепараторах на три фазы:

- нефть с остатками воды;
- попутный газ;
- пластовая вода со следами нефти.

Газ направляется на II ступень компрессора низкого давления поз. K-2102A/B. Пластовая вода отводится в сепаратор поз. V-1901 (сущ.).

Технологической схемой предусмотрено:

- нагрев нефти, выходящей из поз. V-1506 и поз. V-1507 в теплообменнике-рекуператоре поз. E-1504 (сущ.) горячей нефтью, выходящей из стриппинг-колонны поз. V-1505.

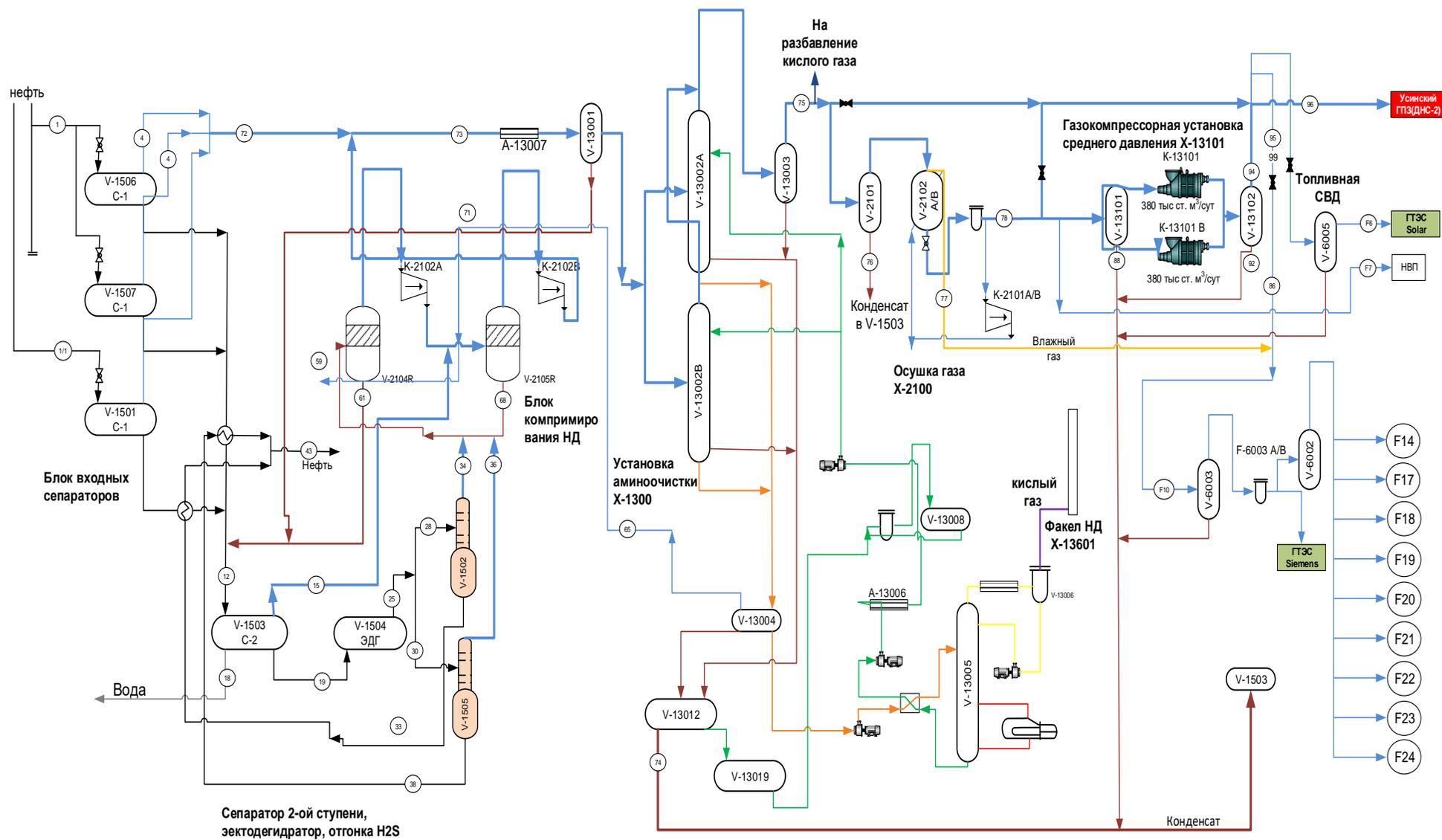
- нагрев нефти, выходящей из тестового сепаратора поз. V-1501, в теплообменнике-рекуператоре поз. E-1502R (сущ.) горячей нефтью, выходящей из стриппинг-колонны поз. V-1502. После подогрева нефть общим потоком поступает на вторую ступень сепарации и сброса воды в трехфазный сепаратор V-1503 (сущ.). Процесс осуществляется при давлении 0,54 МПа и температуре 60 °С, газ отводится на вторую ступень компримирования компрессора низкого давления K-2102A/B (сущ.), а нефть с обводненностью 6% насосом поз. P-1503A/B (сущ.) подается на обессоливание и обезвоживание в электродегидратор поз. V-1504 (сущ.), куда также подается 15-18% пресной воды. Новый дополнительный насос откачки пластовой воды поз. P1505 С из сепаратора второй ступени обеспечивает откачку увеличенного объема пластовой воды на установку подготовки и закачки воды.

Стабилизация и обессеривание нефти обеспечивается в стриппинг-колоннах поз. V-1502 (сущ.) и поз. V-1505 (сущ.) при давлении 0,2 МПа и температуре в кубе 125 °С. Подготовленная нефть насосами поз. P-1701A/B (сущ.) и поз. P-1702A/B (сущ.) из кубов колонн по уровню откачивается соответственно в теплообменник-рекуператор поз. E-1502R или поз. E-1504 и далее на воздушный холодильник поз. A-1701 (сущ.). Газ из стриппинг-колонн поз. V-1502 и поз. V-1505 поступает на вход первой ступени компримирования компрессора поз. K-2102A и далее на вторую ступень компрессора поз. K-2102B.

Товарная нефть соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002*, группе 1 по упругости паров, содержанию воды, концентрации хлористых солей, по содержанию сероводорода (менее 20 ppm). Содержание метил-этилмеркаптанов – около 40 ppm. Подготовленная кондиционная (товарная) нефть после концевого холодильника нефти поз. А-1701 поступает в новую емкость дегазатор поз. V-12404, предназначенную для отделения остаточных нефтяных газов, которые сбрасываются в факельный коллектор низкого давления. Из емкости дегазатора нефть самотёком поступает в резервуар хранения кондиционной нефти поз. Т-12401 (нов.). Из резервуара хранения кондиционная нефть поступает через новые дожимные насосы нефти поз. Р-12404 А/В/С на существующие основные насосы экспорта нефти поз. Р-1703А/В/С.

Источником газоснабжения установок ЦПС является внутренняя сеть топливного газа, полученного из попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ, поступающий в смеси с нефтью от нефтедобывающих скважин, выделяется в трехфазных сепараторах нефть/вода/газ поз. V-1506, V-1507. Так как выделенный в сепараторах поз. V-1506, V-1507 попутный газ содержит до 1,5% сероводорода, он поступает на установку сероочистки поз. X-13001 (нов.). Очищенный от серы газ далее подается на осушку до точки росы минус 38°С на установку обезвоживания газа X-2100 (модерн.). Осушенный газ далее делится на три потока; по одному потоку газ направляется на установку компримирования газа среднего давления поз. X-13101 (нов.) и с давлением 3,8 Мпа (и) через узел поддержания давления направляется на установку подготовки топливного газа сверхвысокого давления в V-6005, по второму потоку избыток газа через систему учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 поступает в газопровод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» как товарный газ, и по третьему потоку газ направляется на котельную нового вахтового поселка (НВП). Из емкости V-6005 топливный газ сверхвысокого давления направляется к Газотурбинным установкам выработки электроэнергии (ГТУ) поз. X-7003Е/Ф, (нов.). Узел учета экспортного газа X-13501 (нов.) расположен на территории ЦПС и подключен к газопроводу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в районе ДНС-2 в 1 км от ЦПС. Газ регенерации адсорберов поз. V-2102А/В с установки осушки поз. X-2100 (реконстр.) с давлением 1,64 МПа направляется на подпитку сетей топлива ВД в газосепаратор поз. V-6003 существующей системы топливного газа ЦПС. В случае выхода из строя установки сероочистки предусмотрена подача газа в существующие газотурбинные установки поз. X-7003А/В/С/Д непосредственно от входных сепараторов поз. V-1506, V-1507. Технологическая блок-схема ЦПС представлена на Рис.12.

Рисунок 12. Технологическая блок-схема ЦПС



Установка очистки газа от сероводорода и регенерация амина X-13001 тит.002/1

Комплексная установка подготовки газа, включающая в себя установку аминовой очистки газа от сероводорода разработана по технологии фирмы «PROSERMAT» и поставляется в блочно-модульном исполнении.

В состав комплексной установки входят:

- установка аминовой очистки газа от сероводорода (X-13001).

Установка очистки газа от сероводорода X-13001 предназначена для очистки попутного нефтяного газа от сероводорода 45,5% раствором МДЭА. Очищенный от сероводорода газ далее направляется в установку (блок) обезвоживания газа X-2100. Сероводородсодержащий (кислый) газ, выделенный при регенерации насыщенного сероводородом раствора МДЭА, направляется в факельный коллектор низкого давления X-13601 (нов). Для разбавления кислого газа перед сжиганием до концентрации сероводорода не выше 8% используется очищенный ПНГ с выхода установки аминовой очистки.

Факельная система низкого давления X-1360 тит.005 - нов.

Факельная система низкого давления предназначена для сжигания постоянных и аварийных сбросов от сооружений 3 Очереди:

От установки очистки газа от сероводорода X-13001 кислый газ.

Сбрасываемый с установки газ поступает в факельный коллектор и далее направляется в факельный сепаратор, где выделяется углеводородный конденсат. Конденсат удаляется насосами на вторую ступень сепарации V-1503.

Факельная установка X-1360 включает в себя:

- Факельный ствол с оголовком;
- Факельный сепаратор;
- Дежурные горелки;
- Воздуходувки;
- Датчики пламени;
- Панель управления розжигом.

Строительство эстакады тит.027/1.9 к установке обессоливания воды X-15312 тит.002/3 - нов.

Прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции к установке обессоливания воды тит. 002/3.

Строительство эстакады тит.027/1.8 к установке комплексной подготовки газа X-13001 тит.002/1 - **НОВ.**

Прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции к установке аминовой очистки газа тит. 002.

Строительство эстакады тит. 027/1.23 от установки азота X-6402 тит.011/6.1 - **НОВ.**

Прокладка технологических трубопроводов и кабельной продукции для установки азота и воздуха КИП.

Строительство эстакады тит. 027/1.15 от здания подстанции тит.023/2 на эстакаду Восточная тит.027/1.10 - **НОВ.**

Прокладка кабельной продукции от/к технологическим объектам Газовой программы.

Строительство эстакады тит.027/1.11 к факельной системе низкого давления X-13601 тит.005 - **НОВ.**

Прокладка трубопроводов и кабельной продукции к факельной установке тит.005.

Строительство эстакады тит.027/1.25 к факелу низкого давления X-13601 тит.005/1 - **НОВ.**

Прокладка трубопроводов и кабельной продукции к факелу тит.005/1 от эстакады тит.027/1.11.

Строительство эстакады тит.027/1.12 к очистным сооружениям тит.009/1 - **НОВ.**

Прокладка трубопроводов и кабельной продукции к очистным сооружениям.

Строительство эстакады тит.027/1.7 к газокompрессорной среднего давления X-13101 тит.003 - **НОВ.**

Прокладка трубопроводов и кабельной продукции к газокompрессорной среднего давления тит.003.

Строительство существующих эстакад тит. 027/1.18 - **НОВ.**

В рамках реализации Газовой программы предусматривается прокладка новых трубопроводов и кабельной продукции по существующим эстакадам тит. 027/1.18 к вводимым и реконструируемым объектам, для этого требуется реконструировать эстакады.

Открытая дренажная система тит.010 - нов.

Для водоотведения производственных стоков и поверхностных сточных вод от объектов и сооружений Газовой программы предусматривается открытая дренажная система (тит. 010).

Из открытой дренажной системы производится отвод производственных сточных вод на очистные сооружения тит. 009/1 для последующей очистки.

Сбор воды из здания подготовки амина (тит. 002/1.2), блока арматуры площадки установки очистки газа (тит. 002/1.3), установки обессоливания воды (тит. 002/3), здания газокompрессорной среднего давления (тит. 003/2), блока арматуры здания газокompрессорной среднего давления (тит. 003/2) предусмотрен в пруд-отстойник (тит. 010/3.1). Далее из пруда-отстойника тит. 010/3.1 предусматривается откачка промышленно-ливневых сточных вод передвижной техникой на очистные сооружения А-5301 (тит. 009/1).

Система очистки технической и дождевой воды тит.009- нов.

Сбор и отведение воды с открытых дренажных систем и установки обессоливания воды предусмотрен на очистные сооружения (тит. 009). Обезвреженная вода направляется в сепаратор V-1903 и далее в систему ППД, нефтепродукты - в сепаратор второй ступени V-1503.

Эстакада Восточная тит.027/1.10- нов.

Прокладка технологических трубопроводов от установки обессоливания воды тит.002/3 до очистных сооружений тит. 009/1, трубопроводов вспомогательных систем (воздух технический/КИП, азот) от тит. 011/6.1, 020, 026 к установке аминоклочки газа тит. 002/1, к газокompрессорной среднего давления тит. 003/2 и установке обессоливания воды тит. 002/3, кабельной продукции от подстанции 023/2 к установкам аминоклочки тит. 002/1, к установке обессоливания воды тит. 002/3, к газокompрессорной среднего давления тит. 003/2 осуществляется по эстакаде Восточной (тит. 027/1.10).

Установка (блок) обезвоживания газа X-2100 тит.034

Проектом предусматривается модернизация существующей установки обезвоживания газа с целью удаления меркаптанов и воды из сырьевого газа. Модернизация осуществляется изменением и дополнением технологической схемы и состава существующей комплектной установки молекулярных сит. Участок обезвоживания газа служит для удаления влаги и остаточных количеств сероводорода из топливного газа, получаемого на участке X-13001. Производительность установки составляет 30 000 нм3/час. Влажный газ поступает на

воздушный охладитель А-2107, где охлаждается до температуры 25-35 °С. Охлажденный газ поступает в скруббер V-2101, где происходит улавливание капель конденсата из газа. Частично осушенный газ после скруббера V-2101 подается в верхнюю часть одного из двух адсорбционных осушителей V-2102А/В, которые работают попеременно. Остаточная влажность газа контролируется автоматическим психрометром и после достижения заданного предела влажности САУ переключает подачу газа на новый осушитель, а отработанный ставит на регенерацию. Осушенный газ после адсорберов V-2102А/В поступает на один из двух фильтров F-2101А/В для удаления частиц сорбента. Часть газа после фильтра F-2101А/В поступает на компрессор К-2101А/В и используется для регенерации адсорбента термическим методом. Компримированный газ для регенерации подается с регулируемым расходом около 5000 нм³/час на электрический нагреватель ЕН-2101, где нагревается до температуры 300 °С, и далее поступает в нижнюю часть адсорбера V-2102А/В. Регенерация проводится до нагрева отходящих из адсорбера газов до температуры 280 °С и в среднем продолжается 12 часов. После завершения процесса десорбции происходит охлаждение адсорбера компримированным газом, подаваемым на адсорбер в обход нагревателя. Охлаждение происходит до температуры 60 °С, длительность цикла охлаждения - 8 часов. Влажный десорбционный газ из верхней части адсорбера поступает на воздушный охладитель А-2101, где охлаждается до температуры 40°С. Охлажденный регенерационный газ поступает в барабанный разделитель V-2103 для отделения конденсата влаги от десорбционного газа. Частично осушенный газ после дросселирования поступает в линию подачи газов на сжигание или передается на участок топливного газа. Конденсат, загрязненный маслами из барабанного разделителя V-2103, по сигналу уровнемера подается в емкость V-1901 и далее на обезвреживание.

Для управления работой компрессора от линии нагнетания газа возможна его регулируемая подача или аварийный сброс при резких колебаниях давления по байпасной линии на вход установки. Для обслуживания адсорберов в них предусмотрена подача азота высокой чистоты для удаления топливного газа. В аварийных ситуациях система ПАЗ обеспечивает сброс газа из адсорберов в линию подачи газов на сжигание.

Обезвоженный и очищенный от меркаптанов газ далее делится на три потока: по одному потоку газ направляется на установку компримирования газа среднего давления поз. Х-13101 (нов.) и с давлением 3,8 Мпа (и) через узел поддержания давления направляется на установку подготовки топливного газа сверхвысокого давления V-6005, по второму потоку избыток газа через систему учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 поступает в газопровод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» как товарный газ, и по третьему потоку газ направляется на котельную нового вахтового поселка (НВП).

Газокомпрессорная установка среднего давления X-13101 тит.003

В рамках Модернизации ЦПС (Очередь 3) будет установлена новая газокомпрессорная установка среднего давления с аппаратами воздушного охлаждения. В состав газокомпрессорной установки среднего давления (X-13101) входят следующие основные единицы оборудования:

- поршневые компрессоры поз. K-13101 A/B (2x100%);
- сепаратор на входе компрессоров среднего давления поз. V-13101;
- сепаратор на выходе компрессоров среднего давления поз. V-13102;
- аппараты воздушного охлаждения поз. A-13101A/B и поз. A-13102 A/B.

От установки обезвоживания ПНГ газ направляется в блок поз. X-13101.

В блоке поз. X-13101 используются поршневые компрессоры. Расчетная производительность каждого из компрессоров равна 380 тыс. норм. м³/сут. Компрессоры имеют индивидуальный всас и общие входной и выходной сепараторы поз. V-13101 и поз. V-13102 соответственно. При этом газ сжимается до давления, требуемого для подачи в топливную систему сверхвысокого давления, и далее после нагрева направляется на газотурбинную электростанцию Solar.

Газокомпрессорная установка низкого давления X-2102 тит.003/3

Существующая газокомпрессорная низкого давления будет модернизирована для применения в новой технологической схеме. Сжатый газ из системы компримирования низкого давления будет направляться на новую установку обессеривания газа. Модернизация компрессорной установки низкого давления заключается в установке компрессора K-2102A/B (комплектной поставки), замене каплеотбойных сепараторов и депульсаторов. В состав комплектной установки компримирования газа НД входят каплеотбойные сепараторы V-2104/5 на всасе первой и второй ступени и аппараты воздушного охлаждения на нагнетании A-2102/3.

Установка топливного газа сверхвысокого давления тит.018

Новая система топливного газа сверхвысокого давления станет дополнением к существующей системе топливного газа высокого и низкого давления. Новая система будет снабжать топливным газом новые газотурбинные установки поз. X-7003E/F, а также котельную нового вахтового поселка. В новую систему топливного газа сверхвысокого давления газ поступает после газокомпрессорной установки среднего давления поз. X-13101. Газ поступает в емкость топливного газа сверхвысокого давления поз. V-6005, где жидкость отделяется от топливного газа и направляется в трехфазный сепаратор второй ступени поз. V-1503. Топливный газ из емкости поз. V-6005 нагревается в подогревателе топливного газа

поз. ЕН-6005 до температуры 70°C, затем газ через фильтры топливного газа поз. F-6004A/B подается на вход газотурбинной установки поз. X-7003E/F. Все аппараты установлены на открытой площадке, все аппараты теплоизолированы, все технологические трубопроводы с электрообогревом и теплоизолированы. Модернизация системы топливного газа высокого давления ограничивается организацией новой точки подключения из блока компримирования экспортного газа среднего давления. Газ в систему топливного газа высокого давления в нормальных условиях будет подаваться из установки компримирования газа среднего давления поз. X-13101 совместно с регенерационным газом из установки осушки газа поз. X-2100. Газ из входных сепараторов поз. V-1506/1507 будет подаваться только во время пуска. Модернизация системы топливного газа низкого давления ограничивается организацией точек подключения новых потребителей:

- на комплектную установку очистки газа поз. X-13001;
- к системе факела высокого давления X-3500 (горелкам);
- факельная система низкого давления X-13601 (продувка коллектора);
- факельная система высокого давления X-3500 (продувка коллектора).

Во время пуска будет использоваться газ из входных сепараторов поз. V-1506/1507.

Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 тит.007 - изм.

В рамках газовой программы предусмотрено приведение системы учета и транспортировки подготовленного газа в соответствие с новой технологической схемой.

От блока обезвоживания ПНГ газ направляется в коммерческий узел учета газа X-13501, расположенный на ЦПС, и далее по газопроводу длиной 1,2 км направляется в газовую сеть компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с точкой подключения в районе ДНС-2.

Система учета и транспортировки подготовленного газа включает в себя:

1. Узел учета газа X-13501;
2. Газопровод товарного газа Ду 150 до точки подключения в газотранспортную сеть ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в районе ДНС-2.

Факельная система высокого давления X-3500 тит.019

Проведенные исследования показали, что размеры коллектора и ствола факела низкого давления X-3500R достаточны для дальнейшей эксплуатации в составе Очереди 3. Коллектор факела низкого давления в настоящее время имеет диаметр 400 мм и остается неизменным, несмотря на увеличение противодавления. В факельную систему низкого давления с сепаратором вносятся следующие изменения и дополнения.

1. Горелки дежурные (3 шт. минимум), укомплектованные ветровыми щитами.

2. Система розжига искрой высокого напряжения.

3. Модернизация системы контроля температуры - контроль пламени горелки, ультрафиолетовые (УФ) мониторы, термодпары и инфракрасная камера для контроля пламени из операторной.

4. Установка отсекающей заслонки или отсечного клапана и обратного клапана между каждой воздуходувкой и факелом (один на воздуходувку), что позволит бригаде технического обслуживания проводить работы с воздуходувками без останова факела.

5. Теплоизоляция сепаратора низкого давления минеральной каменной ватой с покровным листом. Внесение изменений в конструкцию существующих факельного ствола низкого давления, факельного оголовка и сепаратора низкого давления не требуется.

Газотурбинная установка выработки электроэнергии X-7003E/F тит.001

Газотурбинная установка выработки электроэнергии предназначена для покрытия дефицита электроэнергии. Основным топливом для ГТЭС является подготовленный газ, поэтому для обеспечения работоспособности требуется подготовленный газ от комплексной установки подготовки газа X-13001; для компримирования ПНГ до рабочего давления 35 кгс/см² используется газокompрессорная установка среднего давления X-13101. В состав основного оборудования выработки электроэнергии и тепла входят два агрегата газотурбинных энергетических X-7003E/F на базе турбогенераторных установок Solar Turbines Titan 130 производства компании Solar Turbines Incorporated (США) (поставщик ОАО «Сатурн – Газовые турбины» (г. Рыбинск, Россия)) мощностью по 14 МВт каждый (при плюс 15°С), с установкой утилизации отходящего тепла (установки рекуперации тепла/утилизационные теплообменники - УТО) после каждой турбогенераторной установки. Оборудование ГТА «Солар» работает на единую сеть энергоснабжения объектов Харьягинского СРП. Газотурбинные электростанции X-7003 E/F имеют в своем составе установки по утилизации отходящего тепла дымовых газов (УУОТ), являющиеся частью выхлопной системы газовой турбины и предназначенные для нагрева теплоносителя.

Максимальная теплопроизводительность каждой установки утилизации тепла составляет 14,1 МВт, при этом количество циркулирующего по змеевику теплоносителя составляет 233836 кг/ч, а минимальный допустимый расход теплоносителя при работающей ГТЭС составляет 40%.

Циркуляционными насосами P-4402RA/B и P-4403RA/B теплоноситель подается в коллектор, из которого поток расходится на новые УУОТ и печи нагрева.

Для управления потоками теплоносителя через 4 параллельных источника тепла, в первую очередь через X-7003 E/F, а затем при необходимости через печи H-4402, 4403, на распределительном коллекторе установлен датчик давления 44-PT-3100. Селектором 44-PY-

3100 устанавливается последовательность включения в работу четырех источников тепла, которая задается оператором перед пуском.

Когда увеличивается потребность в теплоносителе, давление в распределительном коллекторе падает ниже установленного, и датчик давления 44-РТ-3100 посылает сигнал для регулирующих клапанов, расположенных на напорной линии согласно порядку регулирования источников тепла. Этот процесс применяется ко всем четырем источникам тепла.

Когда уменьшается потребность в теплоносителе, давление в распределительном коллекторе повышается выше установленного, и датчик давления 44-РТ-3100 посылает сигнал для регулирующих клапанов в обратном порядке.

Установка обессоливания воды X-15312 тит.002/3

Для обеспечения объектов ЦПС Харьягинского нефтяного месторождения деминерализованной и питательной водой на территории ЦПС предусматривается строительство установки обессоливания с узлом деаэрации. Вода на очистку поступает от существующей водозаборной системы.

Питательная вода используется для нужд установки очистки газа поз. X-13001. Также питательная вода служит для подпитки системы раствора МДЭА и постоянного поддержания концентрации амина на уровне 45%.

Производительность установки обессоливания воды поз. X-15312 составляет 0,6 м3/ч.

Установка производства азота высокой чистоты X-6402 тит.011/6.1

Установка производства азота высокой чистоты предназначена для предотвращения разложения раствора МДЭА на Установке аминовой очистки газа от сероводорода X-13001 и для удаления кислорода на установке обессоливания воды X-15312. МДЭА разлагается в присутствии более 100 об.ч/млн кислорода. Все сосуды аминовой системы имеют азотную подушку и должны снабжаться высокочистым азотом. Расчетная производительность установки равна 100 ст.м3/час азота с чистотой выше 99,99%.

Главная трансформаторная подстанция тит.023

Запуск подстанции разделен на два этапа в соответствии с этапами запуска объектов подготовки и использования ПНГ.

Подстанция предназначена для подключения новых технологических потребителей 0,4 кВ, 6 кВ. Подстанция размещается на территории существующей технологической

площадки ЦПС. Распределительные трансформаторные подстанции представляют собой одноэтажные здания, поднятые над землей.

Основными технологическими процессами в рамках производства являются прием, передача, трансформация (преобразование) и распределение электрической энергии.

Номенклатура продукции: электроэнергия напряжением 0,4, 6 кВ.

В здании ТП тит. 023/1 размещено:

- распределительное устройство РУ-6кВ;
- три 2-х трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ;
- комплектные распределительные щиты и ЩСУ–0,4 кВ технологических электропотребителей;
- щиты системы электрообогрева;
- вспомогательное оборудование и системы.

В здании ТП тит. 023/2 размещено:

- три 2-х трансформаторные подстанции 6/0,4кВ;
- комплектные распределительные щиты и ЩСУ–0,4 кВ технологических электропотребителей;
- щиты системы электрообогрева;
- вспомогательное оборудование и системы.

Система теплоносителя тит.017

Запуск системы теплоносителя разделен на два этапа в соответствии с этапами запуска объектов подготовки и использования ПНГ.

Строительство (расширение) системы теплоносителя требуется для обеспечения питания новых потребителей (установка аминовой очистки X-13001, газокompрессорная среднего давления X-13101 и др.), снижения нагрузки на существующие печи нагрева теплоносителя за счет реализации системы рекуперации тепла от отходящих дымовых газов на новой газотурбинной электростанции X-7003 E/F.

Запуск системы разделяется на два этапа - первый при запуске установки аминовой очистки X-13001, второй при запуске ГТЭС X-7003E/F.

Существующая система теплоносителя состоит из трех независимых комплектных установок теплоносителя, а именно: X-4401, X-4402, X-4403. Каждая установка снабжена независимым контуром теплоносителя, состоящим из емкости хранения, циркуляционных насосов и огневого подогревателя. Комплектная установка подогрева теплоносителя (X-4401), входившая в состав Очереди 1, выводится из эксплуатации. Поэтому теплоноситель, необходимый для потребителей Очереди 1 (Ребойлер колонны отгонки H₂S, H-1501, и ОВКВ Очереди 1), обеспечивается новой интегрированной системой теплоносителя.

Все потребители Очереди 3 обеспечиваются теплом за счет установок утилизации отходящего тепла двух новых газотурбинных генераторов (X-7003E/F) и двух существующих огневых подогревателей теплоносителя Очереди 2 (поз. Н-4402 и Н-4403). В нормальных условиях работать будут обе установки утилизации отходящего тепла, и, в зависимости от требований технологического режима, один или оба огневых подогревателя (печи).

Существующие печи поз. Н-4402/Н-4403 относятся к вертикальному цилиндрическому типу и состоят из модуля конвекции, экрана печи, модуля излучения, смонтированных на основании горелок и дымовой печи. Существующие независимые контуры теплоносителя подвергаются изменениям для обеспечения всех потребителей посредством общей системы. Две существующих емкости хранения теплоносителя поз. V-4402 и V-4403 используются как часть новой интегрированной системы теплоносителя. Для того чтобы получить возможность использовать доступный объем обеих емкостей как один общий объем, емкости, которые находятся на одинаковой отметке, соединяют двумя уравнительными трубопроводами для паров и для жидкости. Циркуляционные насосы теплоносителя поз. P-4402/3R A/B будут заменены на новые.

Система теплоносителя Очереди 3 состоит из двух последовательных контуров теплоносителя. Первый контур (потребители уровня 1) состоит из потребителей теплоносителя, требующих температуры подачи теплоносителя 250°C, а второй контур (потребители уровня 2) состоит из потребителей, требующих температуры подачи теплоносителя 195°C и 180°C.

Потребители Уровня 1 это:

- подогреватели ОВКВ Фазы I, II, III;
- ребойлеры колонны отгонки H₂S (поз. E-1503 и H-1501);
- промежуточный сливной резервуар (поз. T-5302);
- кожухи воздушных охладителей - воздушный охладитель отгружаемой нефти (поз. A-1701), охладитель газа регенерации (поз. A-2101) и охладитель газа подачи (поз. A-2107).

Потребителями Уровня 2 являются:

- теплообменник пресной воды (поз. E-1901);
- подогреватель воды для закачки (поз. E-1902);
- ребойлер амина (поз. E-13005);
- подогреватель насыщенного амина (поз. E-13006);
- аппараты E-13005 и E-13006, находящиеся в установке обессеривания газа (поз. X-13001).

Новые потребители Очереди 3 будут включать в себя ребойлер амина (поз. E-13005), подогреватель воды нагнетания (поз. E-1902) и подогреватели ОВКВ Очереди 3:

- здание подготовки амина;

- газокompрессорная установка среднего давления;

Различные потребители включают в себя кожухи воздушных охладителей (охладитель подачи газа, поз. А-2107, кожух и воздушные охладители в пределах комплектной УОГ) и подогреватель насыщенного амина Е-13006 (работает только на поздних стадиях эксплуатации месторождения и в случаях снижения нагрузки).

В составе Очереди 3 устанавливается концевой холодильник, поз. А-4401, который предназначен для забора излишков тепла от теплоносителя перед возвратом его в емкости хранения горячего масла поз. V-4402 и поз. V-4403.

Система пожаротушения тит.015

Запуск системы пожаротушения разделен на два этапа в соответствии с этапами запуска объектов подготовки и использования ПНГ.

Система пожаротушения обеспечивает автоматизированную циркуляцию воды для пожаротушения по периметру объектов ГП. Система пожаротушения состоит из системы противопожарных водоводов, лафетных стволов и пожарных гидрантов.

Газотурбинная установка выработки электроэнергии «Сименс» X-7003A/B/C/D – информация об объекте приведена справочно.

В рамках технического перевооружения ГТЭС в период 2025-2026 гг. планируется выполнить замену газогенераторов и силовых турбин с модернизацией топливной системы, для обеспечения стабильной работы при потреблении ПНГ от 1,2 и 3 ступеней сепарации с более высоким содержанием сероводорода и теплотворной способностью.

Газотурбинная установка выработки электроэнергии Сименс X-7003A/B/C/D является главным потребителем ПНГ и предназначена для выработки электроэнергии собственных нужд. Основным топливом для ГТЭС является ПНГ, установка может работать как на неочищенном ПНГ с содержанием сероводорода и меркаптанов, так и на подготовленном. Для топлива на ГТЭС используется ПНГ с первой ступени сепарации с давлением 17 bar. После ввода в эксплуатацию газокompрессорной установки среднего давления X – 13101 питание ГТЭС «Сименс» будет осуществляться подготовленным ПНГ. В 2027 году запланирован возврат на текущую схему питания неочищенным ПНГ, что обеспечит достижение уровня полезного использования 95% при снижении уровня добычи ПНГ.

В состав основного оборудования выработки электроэнергии входят четыре газотурбинные установки X-7003A/B/C/D, каждая из которых включает в себя:

- Газотурбинный двигатель (газогенератор и силовую турбину) модели SGT200-1S DLE (одновальный с системой сухого подавления выбросов) «TORNADO» производства SIEMENS ITL (ALSTOM) номинальной мощностью 6,75 МВт.

- Планетарный редуктор зубчатого типа модели ASG32 производства компании «ALLEN GEARS»;

- Генератор переменного тока типа A118X4 производства компании «GE ENERGY, POWER CONVERSION» (CONVERTEAM), 7600КВА.

Вспомогательное оборудование компоновок ГТУ, включающее системы:

- Система подачи воздуха в компрессор;
- Система выхлопа;
- Система старта;
- Система смазочного масла;
- Система топливного газа;
- Система дизельного топлива;
- Система дренажа (трубопроводы и дренажные емкости);
- Система воздуха КИП;
- Система обратной продувки;
- Система мойки;
- Система КВОУ укрытия ГТУ;
- Система пожаро- и газообнаружения;
- 2 модуля с баллонами CO₂ (по 2 комплекта баллонов в каждом модуле) для пожаротушения в укрытиях ГТУ (в компоновках);
- 4 теплообменных аппарата подогрева воздуха на горение теплом выхлопных газов;
- 4 воздушных маслоохладителя с вентиляторами;
- 4 блока входных воздушных фильтров.

IV ПРИЛОЖЕНИЯ

В Приложении № 1 представлен календарный план-график выполнения мероприятий Газовой программы ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» на 2020-2024 гг., в приложении №2 представлен план освоения финансирования. План-график разработан на основе планов капитального строительства УКС.

Приложение 1 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

Календарный план - график строительства и запуска объектов Газовой программы по ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"																					
№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб		Начало	Окончание	2020				2021				2022				2023			
		Всего	Прогноз ИР 20 - 24			I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв
ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" с учетом НЗС		9 596 180	5 101 516																		
ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" без учета НЗС		9 457 757	5 101 516																		
I этап		4 333 737	2 113 523																		
1.	Тит. 002/1 Строительство установки аминокочистки (X-13001)	622 732	382 083	01.06.2019	20.12.2021																
1.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.06.2019	31.05.2021																
1.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.06.2021	31.09.2021																
1.3.	Пуско-наладочные работы			01.10.2021	20.12.2021																
2.	Тит. 017 Строительство системы теплоносителя - 1-й этап	152 139	57 427	01.04.2020	20.12.2021																
2.1.	Тит. 017/3 Здание насосов горячего масла																				
2.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.04.2020	30.06.2021																
2.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2021	30.09.2021																
2.3.	Пуско-наладочные работы			01.10.2021	20.12.2021																
2.2.	Технологические сети системы теплоносителя																				
2.2.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.04.2020	30.06.2021																
2.2.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2021	30.09.2021																
3.	Тит. 002/3 Строительство установки обессоливания воды	154 774	57 677	01.09.2019	30.06.2021																
3.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.09.2019	31.12.2020																
3.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2021	31.03.2021																
3.3.	Пуско-наладочные работы			01.04.2021	30.06.2021																
4.	Тит. 027/1.9 Эстакада к тит. 002/3 (Установка обессоливания воды)	156 235	86 688	01.09.2019	30.06.2021																
4.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.09.2019	31.01.2021																
4.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.02.2021	30.06.2021																
5.	Тит. 034 Модернизация установки обезвоживания газа (X-2100)	566 787	385 313	01.12.2019	30.07.2021																
5.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.12.2019	30.04.2021																
5.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.04.2021	30.06.2021																
5.3.	Пуско-наладочные работы			01.07.2021	31.07.2021																
6.	Тит. 011/6.1 Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) (X-6402)	152 092	33 310	01.04.2018	30.10.2021																
6.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.04.2018	31.03.2021																
6.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.04.2021	30.07.2021																
6.3.	Пуско-наладочные работы			01.09.2021	30.10.2021																

Календарный план - график строительства и запуска объектов Газовой программы по ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб		Начало	Окончание	2020				2021				2022				2023			
		Всего	Прогноз ИР 20 - 24			I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв
	ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" с учетом НЗС	9 596 180	5 101 516																		
	ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" без учета НЗС	9 457 757	5 101 516																		
I этап		4 333 737	2 113 523																		
7.	Тит. 027/1.23 Эстакада от тит. 011/6.1, 020, 026/1 (установки азота и воздуха КиП)	25 344	4 832	30.05.2019	30.10.2021																
7.1.	Выполнение механо-монтажных работ			30.05.2019	31.09.2021																
7.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2021	30.10.2021																
8.	Тит. 023/1 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем	1 099 723	390 325	20.01.2019	30.10.2020																
8.1.	Выполнение механо-монтажных работ			20.01.2019	31.07.2020																
8.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.11.2019	31.07.2020																
8.3.	Пуско-наладочные работы			01.05.2020	30.10.2020																
9.	Тит. 023/2 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем - 1-й этап	сумма учтена в пункте 8		20.01.2019	28.02.2021																
9.1.	Выполнение механо-монтажных работ			20.01.2019	31.05.2020																
9.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.11.2019	30.10.2020																
9.3.	Пуско-наладочные работы			01.11.2020	28.02.2021																
10.	Тит. 027/1.8 Эстакада к тит. 002 (Комплексная установка подготовки газа)	416 387	176 611	01.08.2019	29.10.2021																
10.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.08.2019	31.05.2021																
10.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.06.2021	29.10.2021																
11.	Тит. 015 Строительство системы пожаротушения - 1-й этап	987 524	539 257	30.05.2019	31.04.2021																
11.1.	Выполнение механо-монтажных работ			30.05.2019	31.12.2020																
11.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.08.2020	31.01.2021																
11.3.	Пуско-наладочные работы			01.02.2021	30.04.2021																
	Комплексное опробование объектов I этапа			25.12.2021	28.02.2022																
	Вывод на технологический режим и опытно-промышленная эксплуатация объектов I эт			01.03.2022	31.05.2022																

Календарный план - график строительства и запуска объектов Газовой программы по ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"																													
№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб		Начало	Окончание	2020				2021				2022				2023				2024				2025			
		Всего	Прогноз ИР 20 - 24			I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв
	ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" с учетом НЗС	9 596 180	5 101 516																										
	ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга" без учета НЗС	9 457 757	5 101 516																										
	II этап	5 124 020	2 987 993																										
21.	Тит. 027/1.11 Эстакада к тит. 005 (Факельная система низкого давления)	169 455	8 166	31.12.2018	31.12.2021																								
21.1.	Выполнение механо-монтажных работ			31.12.2018	30.06.2021																								
21.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2021	31.12.2021																								
22.	Тит. 027/1.25 Эстакада от тит. 027/1.11 к тит.005/1 (Факел)	125 934	18 677	31.12.2018	30.04.2022																								
22.1.	Выполнение механо-монтажных работ			31.12.2018	30.10.2021																								
22.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.11.2021	30.04.2022																								
23.	Тит. 027/1.10 Эстакада Восточная	711 424	281 077	31.12.2018	30.01.2022																								
23.1.	Выполнение механо-монтажных работ			31.12.2018	30.06.2021																								
23.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2021	30.01.2022																								
24.	Тит. 009 Система очистки технической и дождевой воды	308 107	269 864	21.12.2020	31.10.2023																								
24.1.	Выполнение механо-монтажных работ			21.12.2020	30.06.2023																								
24.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2022	30.06.2023																								
24.3.	Пуско-наладочные работы			01.07.2023	31.10.2023																								
25.	Тит. 027/1.12 Эстакада к тит.009/1 (Очистные сооружения)	30 286	29 674	30.05.2019	31.10.2023																								
25.1.	Выполнение механо-монтажных работ			30.05.2019	30.06.2023																								
25.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2022	30.10.2023																								
26.	Тит. 010 Открытые дренажные системы	37 080	23 128	21.12.2020	31.10.2023																								
26.1.	Выполнение механо-монтажных работ			21.12.2020	31.12.2022																								
26.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2023	30.06.2023																								
26.3.	Пуско-наладочные работы			01.07.2023	31.10.2023																								
27.	Тит. 015 Строительство системы пожаротушения - 2-й этап	сумма учтена в пункте 11		01.01.2021	31.01.2025																								
27.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.01.2021	31.12.2023																								
27.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2024	31.08.2024																								
27.3.	Пуско-наладочные работы			01.09.2024	31.01.2025																								
28.	Тит. 007 Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2	30 317	30 317	23.09.2022	31.12.2024																								
28.1.	Выполнение механо-монтажных работ			23.09.2022	31.12.2023																								
28.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2024	31.08.2024																								
28.3.	Пуско-наладочные работы			01.09.2024	31.12.2024																								
29.	Тит. 027/1.18 Существующие эстакады	734 215	320 557	01.01.2020	28.02.2023																								
29.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.01.2020	30.06.2022																								
29.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2022	28.02.2023																								
30.	Тит. 019 Строительство факельного хозяйства	33 423	33 423	01.01.2024	31.12.2024																								
30.1.	Выполнение механо-монтажных работ			01.01.2024	31.10.2024																								
30.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.08.2024	31.10.2024																								
30.3.	Пуско-наладочные работы			01.10.2024	31.12.2024																								
31.	Комплексное опробование объектов II этапа	сумма учтена в объектах		01.02.2025	30.03.2025																								
32.	Вывод на технологический режим и опытно-промышленная эксплуатация объектов II этапа	сумма учтена в объектах		01.04.2025	01.06.2025																								

Приложение 2 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

Календарный план - график освоения затрат 2020 - 2024гг.

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб без НДС						
		Общая стоимость	Стоимость 2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024
Газовая программа ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга"		9 596 180	5 101 515	1 229 694	1 647 450	1 027 472	728 176	468 723
Новые объекты включенные в программу в 2020г.		3 276 064	1 518 517	483 574	539 615	327 769	101 046	66 513
Объекты Газовой программы 2018-2024гг. с учетом НЗС исключенных объектов 138423 тыс.руб.		6 320 116	3 582 998	746 120	1 107 835	699 703	627 130	402 210
I-этап		4 333 737	2 113 524	614 351	655 531	329 036	208 554	306 053
1.	Тит. 002/1 Строительство установки аминокислотной очистки (Х-13001)	622 732	382 083	215 590	166 493	0	0	0
2.	Тит. 034 Модернизация установки обезвоживания газа (Х-2100)	566 787	385 313	1 565	18 337	90 254	89 231	185 926
3.	Тит. 002/3 Строительство установки обессоливания воды	154 774	57 677	14 016	10 691	32 970	0	0
4.	Тит. 011/6.1 Строительство азотной установки высокой чистоты	152 092	33 310	17 154	16 156	0	0	0
5.	Тит. 027/1.23 Эстакада от тит. 011/6.1 (установки азота) - нов.	25 344	4 832	4 700	132	0	0	0
6.	Тит. 027/1.8 Эстакада к тит. 002 (УАОГ подготовки газа) - нов.	416 387	176 611	56 265	80 346	40 000	0	0
7.	Тит. 027/1.9 Эстакада к тит. 002/3 (У.обессоливания воды) - нов.	156 235	86 688	35 006	26 699	24 983	0	0
8.	Тит. 017/3 Строительство системы теплоносителя	152 139	57 427	32 346	14 293	5 071	5 717	0
9.	Тит. 015 Строительство системы пожаротушения	987 524	539 257	107 323	109 661	88 540	113 606	120 127
10.	Тит. 023 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем	1 099 723	390 325	130 384	212 724	47 217	0	0

Календарный план - график освоения затрат 2020 - 2024гг.

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб без НДС						
		Общая стоимость	Стоимость 2020-2024	2020	2021	2022	2023	2024
Газовая программа ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга"		9 596 180	5 101 515	1 229 694	1 647 450	1 027 472	728 176	468 723
Новые объекты включенные в программу в 2020г.		3 276 064	1 518 517	483 574	539 615	327 769	101 046	66 513
Объекты Газовой программы 2018-2024гг. с учетом НЗС исключенных объектов 138423 тыс.руб.		6 320 116	3 582 998	746 120	1 107 835	699 703	627 130	402 210
II-этап		5 124 020	2 987 992	615 343	991 920	698 436	519 623	162 670
11.	Тит. 003/3.2 Модернизация газокompрессорной установки низкого давления X-2102	101 463	101 463	0	48 347	18 103	18 103	16 910
12.	Тит. 027/1.15 Выход из здания тит.023/2 (МА/Подстанция) на Эстакаду Восточная тит. 027/1.10 - нов.	98 045	61 317	29 144	32 173	0	0	0
13.	Тит. 027/1.11 Эстакада к тит. 005 (Факельная низ.давл.) - нов.	169 455	8 166	4 563	3 603	0	0	0
14.	Тит. 005 Факельная система низкого давления - нов.	161 425	103 817	41 241	50 366	12 210	0	0
15.	Тит. 027/1.25 Эстакада от тит. 027/1.11 к тит.005/1 (Факел) - нов.	125 934	18 677	2 410	6 267	10 000	0	0
16.	Тит. 027/1.10 Эстакада Восточная - нов.	711 424	281 077	191 202	35 843	54 032	0	0
17.	Тит. 009 Система очистки технической и дождевой воды - нов.	308 107	269 864	0	218 338	51 526	0	0
18.	Тит. 027/1.12 Эстакада к тит.009/1 (Очистные сооружения) - нов.	30 286	29 674	9 799	12 526	7 349	0	0
19.	Тит. 027/1.7 Эстакада к тит. 003 (Газокompрессорная установка среднего давления) - нов.	302 128	134 110	51 526	30 188	26 298	26 099	0
20.	Тит. 018 Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления	388 312	297 933	1 864	31 727	111 707	152 636	0
21.	Тит. 001 Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии X-7003E/F	1 290 602	840 565	179 051	271 030	139 316	198 677	52 491
22.	Тит. 003 Строительство газокompрессорной установки среднего давления X-13101	601 805	433 905	40 994	191 960	154 857	46 094	0
23.	Тит. 010 Открытые дренажные системы - нов.	37 080	23 128	0	0	875	22 253	0
24.	Тит. 027/1.18 Существующие эстакады - нов.	734 215	320 557	57 719	43 134	100 497	52 694	66 513
25.	Тит. 019 Факельное хозяйство	33 423	33 423	0	4 167	2 500	0	26 756
26.	Тит. 007 Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 - изм.	30 317	30 317	5 833	12 250	9 167	3 067	0

В графике освоения затрат учтены затраты НЗС по объектам ГП 2018-2024 гг. в размере 138 423 тыс. рублей.

Главный инженер	И.В. Гудков
Первый заместитель ГД	М.Г. Боровский
Главный геолог	Ю.М. Трушин
Заместитель ГД по экономике и финансам	Е.Ю. Белкина
Заместитель ГД по развитию	П.Н. Дудкин
Начальник УДНГ	А.В. Палий
Начальник УППиПР	Д.А. Пидченко
И.о. начальник УПБиОТ	Н.И. Комиссарова
Начальник ПУ	А.И. Томилов