

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Генерального директора
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

М.Г. Боровский

2020 г.



Отчёт о выбросах парниковых газов
для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
в 2019 году

г. Москва
2020 г.

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 2019 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.

Остальные парниковые газы не учитывались, так как их выбросы от источников ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются незначительными.

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

- несущественные источники выбросов;
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [11].

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ	6
1.1. Общие сведения о предприятии.....	6
1.2. Сведения об ответственных лицах 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.....	11
3. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	12
3.1. Сведения об источниках и категориях выбросов парниковых газов	12
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.....	24
ПРИЛОЖЕНИЯ	25
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 – АНКЕТА ДЛЯ СБОРА И ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ.....	26
205 235,006.....	27
120 772,387.....	28
76 450,170.....	28
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2 – РАСЧЁТЫ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ.....	35
ПРИЛОЖЕНИЕ № 3 – ПРИКАЗ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА» ОТ 08.11.2019 № 404 «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ГАЗОВУЮ ПРОГРАММУ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА».....	43

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
ППУ	- передвижная парогенераторная установка
СРП	- соглашение о разделе продукции
ЦПС	- центральный пункт сбора

ВВЕДЕНИЕ

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

В 2013 г. Президент Российской Федерации установил цель по сокращению выбросов парниковых газов на период до 2020 г. на уровне, не превышающем 75 % от уровня выбросов парниковых газов в 1990 г. (Указ Президента Российской Федерации от 30 сентября 2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов»). Во исполнение Указа Президента Правительством Российской Федерации был разработан План мероприятий по обеспечению к 2020 г. сокращения объема выбросов парниковых газов (утвержден Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02 апреля 2014 г. № 504-р), которым предусмотрено формирование системы учёта антропогенных выбросов парниковых 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) План мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 % объема указанных выбросов в 1990 году, утверждённый Правительством Российской Федерации от 02.04.2014 г. № 504-р.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ХОЗЯЙСТВУЮЩЕМ СУБЪЕКТЕ

1.1. Общие сведения о предприятии

Отчёт о выбросах парниковых газов разработан для объектов Харьягинского нефтяного месторождения, которое находится в НАО Архангельской области в 180 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мар.

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.

Расположение Харьягинского нефтяного месторождения представлено на рисунке 1.1

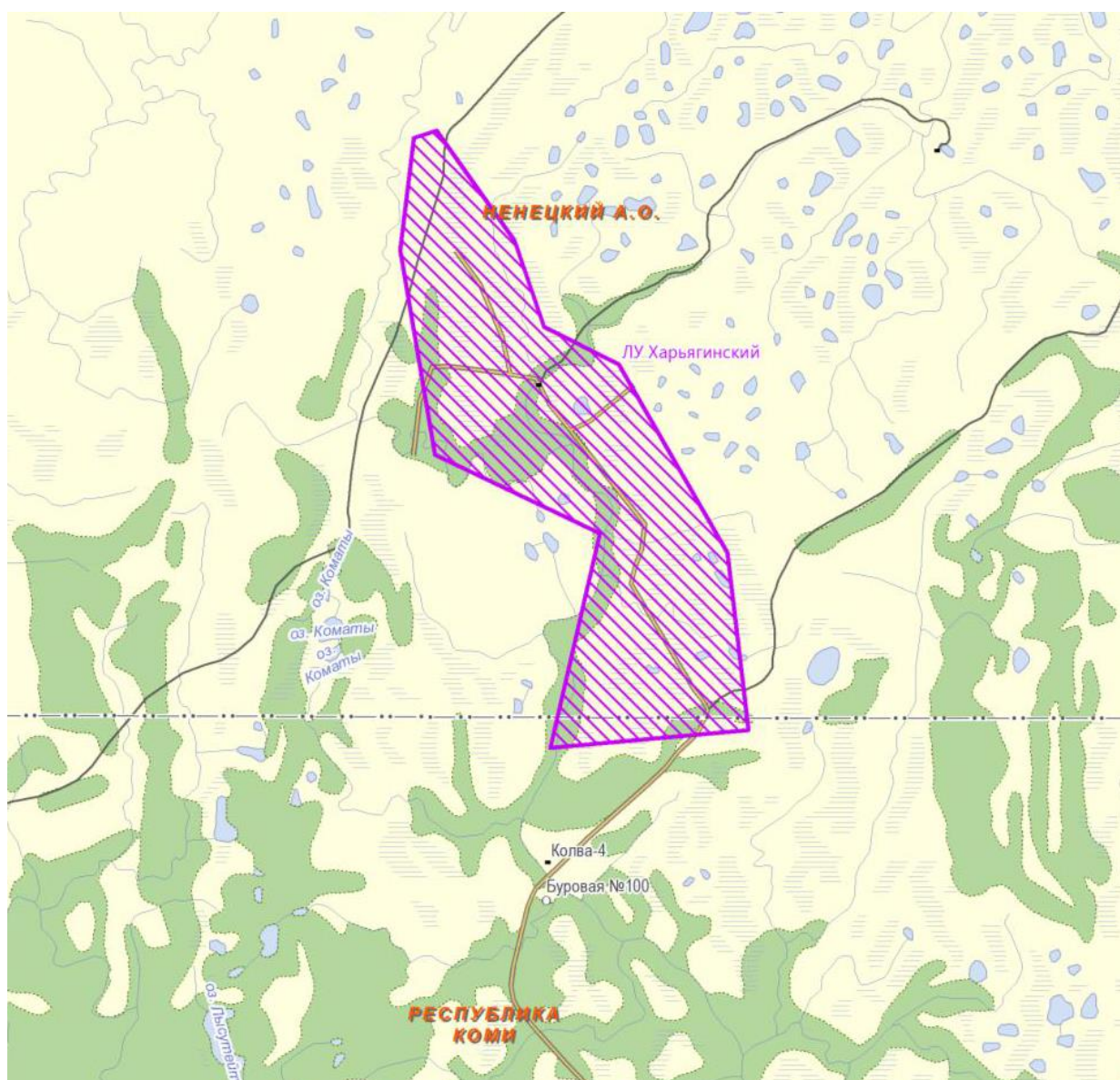


Рисунок 1.1.1 – Схема расположения Харьягинского нефтяного месторождения

Общие сведения о предприятии представлены в Таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 — Общие сведения о предприятии 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, 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 — Акимов Олег Валерьевич Первый заместитель Генерального директора — Боровский Михаил Григорьевич	

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». С июня 2019 года ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» осуществляет поставку 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.

Добываемая 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, 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 передается на переработку на Усинский ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Оставшийся ПНГ сжигается на факельной установке.

Объём добытой в 2019 году сырой нефти составил 1 531 629,460 т, экспорт товарной нефти составил 1 530 643,000 т.

Объём добытого в 2019 году ПНГ составил 205 235,006 тыс. м³. Экспорт товарного газа составил 8 075,449 тыс. м³.

1.2. Сведения об 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 [13] лицом, ответственным за проведение работ по количественному определению выбросов парниковых газов и подготовку сведений (отчётов) о выбросах парниковых газов, назначен ведущий специалист Отдела ООС 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 EP-1	11-0183-001104-П от 01.06.2017	I
2.	Куст скважин EP-2	11-0183-001105-П от 01.06.2017	I
3.	Куст скважин NP-1	11-0183-001106-П от 01.06.2017	I
4.	Куст скважин WP-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	11-0183-001103-П от 01.06.2017	III

*Примечание: * В 2019 году на объекте ОНВ Куст скважин WP-1 проводились работы по испытанию скважин, с последующим сжиганием нефтяного флюида на факельной горелке. Кроме указанного объекта ОНВ, работы по испытанию проводились на скважинах КН-68р, КН-57р Харьягинского нефтяного месторождения.*

Расположение объектов представлено на рисунке 1.3.1.

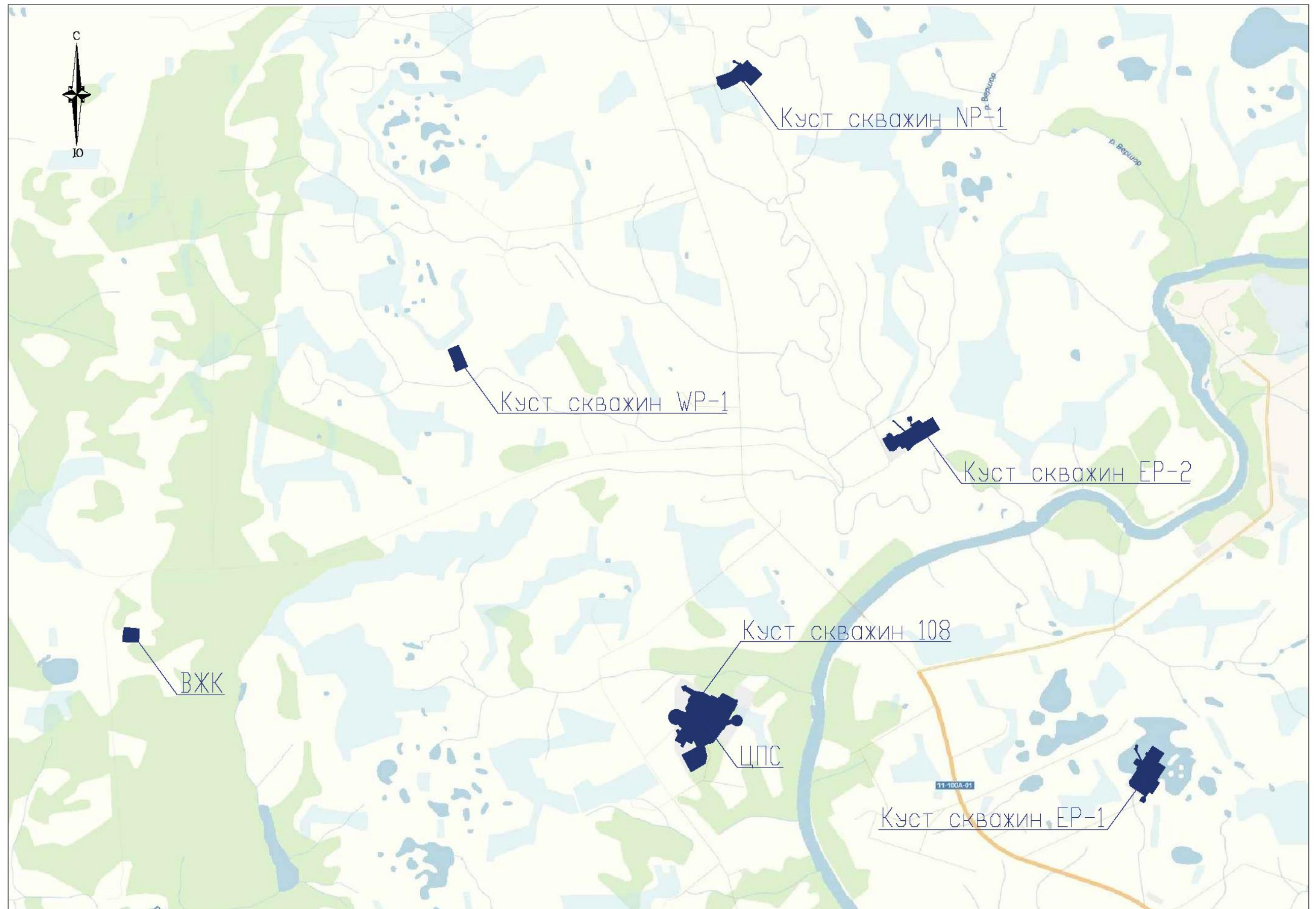


Рисунок 1.3.1 – Схема расположения объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

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 [12] 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 [11]:

- 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 2019 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.

Остальные парниковые газы не учитывались, так как их выбросы от источников ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» являются незначительными.

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

- несущественные источники выбросов;
- источники выбросов, для которых не приводятся методы количественного определения выбросов парниковых газов в приложении № 2 [11];
- неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через фланцевые соединения, уплотнения, ЗРА (п. 3.3 приложения №2 [11]).

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	Скважина КН-68р	
			Котёл Н9303		
			ДЭС-30		
			ДЭС-60		
			Подогреватель нефти ППТ-0,2гж		
			ППУ-1600/100		
			Компрессорная установка КВ-25/16	Скважина КН-57р	
			ДЭС-30		
			ДЭС-60		
			Подогреватель нефти ППТ-0,2гж		
ППУ-1600/100					
Компрессорная установка КВ-25/16					
2	Стационарное сжигание нефтяного флюида	Нефтяной флюид	Факельная горелка Derwent DBH	Куст скважин WP-1	
			Факельная горелка Derwent DBH	Скважина КН-68р	
			Факельная горелка Derwent DBH	Скважина КН-57р	

№ п/п	Категории источников выбросов парниковых газов	Топливо/ Углеводородная смесь	Источники выбросов парниковых газов	Принадлежность к объекту	Выбрасываемые парниковые газы
3	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		
			Подогреватель нефти ППТ-0,2гж	Скважина КН-68р	
			Подогреватель нефти ППТ-0,2гж	Скважина КН-57р	
4	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 2019 году источники поступления парниковых газов в атмосферу, представленные в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Перечень источников поступления парниковых газов, недействующих в 2019 году

№ п/п	Принадлежность к объекту	Источники поступления парниковых газов	Причина простоя
1	ЦПС и куст 108	Дизельгенератор Caterpillar EDG-7002A	В резерве весь год
		Дизельгенератор Caterpillar EDG-7002B	В резерве весь год
		Дизельгенератор Cummins EDG-7001	В резерве весь год
		Печь Н-4401	В ремонте весь год
2	Куст скважин NP-1	Дизельгенератор Cummins EDG-7030A	В ремонте весь год
		Дизельгенератор Cummins EDG-7030B	Выведен из эксплуатации
3	Куст скважин EP-1	Дизельгенератор Cummins DG - 7040	В резерве весь год
4	Куст скважин EP-2	Дизельгенератор Cummins 17050	В резерве весь год

3.2. Описание выбранных методов количественного определения выбросов парниковых газов

Согласно указаниям в разделе 1.5 приложения № 2 методики [11] 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 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 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) i -го компонента газообразного топлива j за период y , % об.;
 $n_{C,i}$ - количество молей углерода на моль i -го компонента газообразного топлива;
 ρ_{CO_2} - плотность диоксида углерода (CO_2), kg/m^3 .

Выбросы от сжигания попутного нефтяного газа на факельной установке определяется согласно разделу 2.4 приложения № 2 [11] 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 CO_2 от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле 3.2.5:

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

где

- $EFO_{CO_2, j, y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CO_2 /тыс. m^3 ;
- $W_{CO_2, j, y}$ - содержание CO_2 в j -ой углеводородной смеси за период y , % об.;
- $W_{i, j, y}$ - содержание i -го компонента (кроме CO_2) 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 (CO_2), kg/m^3 .

Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания углеводородной смеси на факельной установке рассчитывается по формуле 3.2.6:

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

где

- $EFO_{CH_4, j, y}$ - коэффициент выбросов CH_4 от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CH_4 /тыс. m^3 ;
- $W_{CH_4, j, y}$ - содержание CH_4 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 (CH_4), kg/m^3 .

3.3. Параметры, необходимые для количественного определения выбросов парниковых газов

К параметрам, необходимым для количественного определения относятся:

- расход стационарно сжигаемого дизельного топлива, составляющий 1 440,812 т/год, из них:

Расход, т/год						
для работы тепловых пушек на ЦПС	для производства электроэнергии на вахтовом посёлке	для работы котлов вахтового посёлка	для работы ДЭС при испытании скважин	для работы подогревателя нефти при испытании скважин	для работы ППУ при испытании скважин	для работы компрессорной установки при испытании скважин
9,364	637,505	224,291	81,252	72,000	90,000	326,400

- расход нефтяного флюида, сжигаемого при испытании скважин, составляющий 1 443,692 т/год;
- расход ПНГ сжигаемого на газотурбинных установках, составляющий 54 320,469 тыс. м³/год;
- расход ПНГ сжигаемого в печах подогрева теплоносителя, равный 22 066,701 тыс. м³/год;
- расход ПНГ сжигаемого в подогревателях нефти, равный 63,000 тыс. м³/год;
- расход ПНГ, сжигаемого на факельной установке, равный 120 772,387 тыс. м³/год;
- среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на газотурбинных установках, указанный в таблице 3.3.1;

Таблица 3.3.1 - Среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого на газотурбинных установках

Компонент попутного нефтяного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (СН ₄)	% об.	70,200
Этан (С ₂ Н ₆)	% об.	9,400
Пропан (С ₃ Н ₈)	% об.	5,000
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	% об.	2,490
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	% об.	0,703
Сумма гексанов (С ₆ Н _х)	% об.	0,128
Кислород (О ₂)	% об.	0,019
Азот (N ₂)	% об.	9,900
Диоксид углерода (СО ₂)	% об.	1,770
Сероводород (Н ₂ С)	% об.	0,390

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

Таблица 3.3.2 - Среднегодовой состав ПНГ, сжигаемого в печах подогрева теплоносителя

Компонент попутного нефтяного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (СН ₄)	% об.	71,600
Этан (С ₂ Н ₆)	% об.	9,300
Пропан (С ₃ Н ₈)	% об.	4,950
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	% об.	2,350
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	% об.	0,609
Сумма гексанов (С ₆ Н _х)	% об.	0,045

Компонент попутного нефтяного газа	Ед. изм.	Значение
Кислород (O ₂)	% об.	0,026
Азот (N ₂)	% об.	8,500
Диоксид углерода (CO ₂)	% об.	1,710
Сероводород (H ₂ S)	% об.	0,910

- 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 попутного нефтяного газа	Ед. изм.	Значение
Метан (CH ₄)	% об.	64,200
Этан (C ₂ H ₆)	% об.	11,400
Пропан (C ₃ H ₈)	% об.	8,100
Бутан (C ₄ H ₁₀)	% об.	3,760
Пентан (C ₅ H ₁₂)	% об.	1,091
Сумма гексанов (C ₆ H _x)	% об.	0,085
Кислород (O ₂)	% об.	0,084
Азот (N ₂)	% об.	6,800
Диоксид углерода (CO ₂)	% об.	1,730
Сероводород (H ₂ S)	% об.	2,750

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 [11] 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_{CO₂e,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;

Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в 2019 году представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Результаты выбросов парниковых газов для объектов ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в 2019 году

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/месяц	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/месяц в CO ₂ -эквиваленте
1	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ДТ, т/год	4 537	1	4 537
2	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ, т/год	119 907	1	119 907
3	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах, т/год	48 630	1	48 630
4	Выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	291 863	1	291 863
5	Выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	1 036	25	25 900
6	Выбросы CO ₂ от сжигания нефтяного флюида, т/год	4 434	1	4 434
Суммарные выбросы парниковых газов в CO ₂ -эквиваленте				495 271
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO ₂ -эквиваленте				177 508
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факельной установке в CO ₂ -эквиваленте				317 763
Суммарные выбросы CO ₂ в CO ₂ -эквиваленте				469 371
Суммарные выбросы CH ₄ в CO ₂ -эквиваленте				25 900

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 2019 году были проведены проектно-изыскательские работы, 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	Газопровод товарного газа Ду 200 от ЦПС до ДНС-5, компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	Транспортировка товарного газа для дальнейшей переработки
2	Комплексная установка подготовки газа	Очистка газа от сероводорода и получение жидкой серы
3	Газокомпрессорная установка	Сжатие газа, направляемого на установку обессеривания газа
4	Газокомпрессорная установка среднего давления	Сжатие товарного газа до давления, достаточного для подачи в магистральный газопровод и далее в газотранспортную систему потребителя (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)
5	Установка гранулирования и хранения серы	Производство и хранение гранулированной серы, полученной вследствие очистки ПНГ от серосодержащих компонентов
6	Склад хранения серы	
7	Установка регулирования точки росы	Удаление тяжелых газовых фракций из ПНГ и обеспечение температуры точки росы по углеводородам в соответствии с требованиями технических условий потребителя
8	Установка обессоливания воды	Подготовка воды перед подачей на установки очистки газа от сероводорода, грануляции серы и газотурбинную электростанцию
9	Установка топливного газа	Подготовка топливного газа перед подачей на газотурбинные установки и печи подогрева теплоносителя
10	Блок обезвоживания газа	Удаление из газа всей жидкости, унесённой из сепараторов, а также жидкости, конденсирующейся на последней ступени компримирования низкого давления
11	Система пожаротушения	Пожаротушение резервуаров хранения жидкой серы паром низкого давления, вырабатываемым при утилизации тепла технологических газов на установке произ-

№ п/п	Объект (сооружение, оборудование)	Назначение объекта (сооружения, оборудования)
		водства серы методом Клауса
12	Система теплоносителя	Подогрев или охлаждение сред
13	Установка производства газообразного азота	Газообразный азот используется для удаления топливного газа из аппаратов (коммуникаций) и создания азотных «подушек» в емкостях хранения амина
14	Главная трансформаторная подстанция	Снабжение оборудования электричеством
15	Факельное хозяйство	Кратковременные продувки технологического оборудования
16	Газотурбинная установка выработки электроэнергии	Сжигание газа для выработки электроэнергии

Приказом от 08.11.2019 № 404 утверждена Газовая программа рационального использования ПНГ на период 2020-2024 гг. в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» [14] (Приложение 3).

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

1) Выполнение Постановления Правительства N 1148 от 8 ноября 2012 г. «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) при рассеивании попутного нефтяного газа».

2) Соблюдение условий лицензии на пользование недрами и требований технического проекта в части 95 % использования попутного нефтяного газа.

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 поэтапный ввод в эксплуатацию объектов сбора, подготовки и транспортировки ПНГ.

2) Строительство ГТЭС (Солар).

3) Подготовка ПНГ до требований к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар).

4) Доведение газа до технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» перед его направлением в газотранспортную систему Усинского ГПЗ.

5) Переработка сероводородсодержащего газа с установки регенерации амина в гранулированную серу.

6) Реализация части газового конденсата с товарной нефтью.

7) Модернизация метрологического учета и контроля добычи, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа на Харьягинском м/р.

Согласно Газовой Программе в 2020 г. планируется достичь уровня полезного использования ПНГ – 80 %, в 2021 г. – 95 %.

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) План мероприятий по обеспечению к 2020 году сокращения объема выбросов парниковых газов до уровня не более 75 процентов объема указанных выбросов в 1990 году, утверждённый правительством Российской Федерации от 02.04.2014 № 504-р.
- 11) 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.
- 12) Методические рекомендации о порядке подготовки и представления исходных данных для расчёта выбросов парниковых газов, утверждённые приказом ОАО «Зарубежнефть» от 28.01.2014 № 26.
- 13) 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».
- 14) Газовая программа рационального использования попутного нефтяного газа на период 2020-2024 гг. в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга».

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:		01.01.2019 – 31.12.2019
	начало: дата/месяц/год		01.01.2019
	конец: дата/месяц/год		31.12.2019
4.	Годовой объем добычи сырой нефти	тыс. т.	1 531,62946
5.	Коэффициент утилизации ПНГ фактический	%	41,2
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.	3 (на площадках кустов скважин NP-1, EP-1, WP-1)
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.	79
7.1.1.	из них добывающих скважин	шт.	49 (из них 46 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	205 235,006

10.2.	Годовой объем ПНГ, сожженного на факелах	тыс. м3	120 772,387
10.3.	Годовой объем ПНГ, используемого на собственные нужды (сжигание в печах/подогревателях, производство эл. и тепловой энергии и др.)	тыс. м3	76 387,170
10.4.	Годовой объем ПНГ, переданного на переработку третьей стороне (ГПП, ГПЗ и др.)	тыс. м3	8 075,449
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	141 514,829
12.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Ватт-час	102 508,472
13.	Общее годовое потребление тепловой энергии, всего	10 ⁶ Дж	13,322
13.1.	в том числе выработанной на собственных установках	10 ⁶ Дж	13,322

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 п.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	-	-	-	-	-	120 772,387
15.	Были ли в течение года случаи затухания факелов?	Да/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	%	-	-	-	-	-	1,730
16.0.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	64,200
16.0.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	11,400
16.0.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	8,100
16.0.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	-	3,760
16.0.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пента)	%	-	-	-	-	-	1,091
16.0.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	0,085
16.0.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	6,800

16.0.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	2,834
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, сырая нефть	-	-	-	-	ПНГ, ДТ
18.1.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого в качестве топливного газа:	-	-	-	-	-	-	-
18.1.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	1,710
18.1.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	71,600
18.1.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	9,300
18.1.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	4,950
18.1.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан, н-бутан)	%	-	-	-	-	-	2,350
18.1.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан, н-пентан)	%	-	-	-	-	-	0,609
18.1.7.	C ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	0,045
18.1.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	8,500
18.1.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	0,936
18.2.	Укажите годовой объем ПНГ используемого в качестве топливного газа	тыс. м3	63,000	-	-	-	-	22 066,701

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	488,400 (ДТ) 1 443,692 (сырая нефть)	-	-	-	-	9,364 (ДТ на ЦПС) 224,291 (ДТ на ВЖК)
Сжигание топлива для производства электроэнергии								
20.	Имеются ли собственные источники производства электроэнергии	Да/нет	Да	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	ДТ	ПНГ, ДТ
20.2.	Приведите среднегодовой состав ПНГ, используемого для производства электроэнергии	-	-	-	-	-	-	-
20.2.1.	CO ₂	%	-	-	-	-	-	1,770
20.2.2.	CH ₄	%	-	-	-	-	-	70,200
20.2.3.	C ₂ H ₆	%	-	-	-	-	-	9,400
20.2.4.	C ₃ H ₈	%	-	-	-	-	-	5,000
20.2.5.	C ₄ H ₁₀ (изо-бутан)	%	-	-	-	-	-	2,490
20.2.6.	C ₅ H ₁₂ (изо-пентан)	%	-	-	-	-	-	0,703

20.2.7.	С ₆ и выше	%	-	-	-	-	-	0,128
20.2.8.	N ₂	%	-	-	-	-	-	9,900
20.2.9.	другие неуглеродсодержащие компоненты	%	-	-	-	-	-	0,409
20.3	Укажите годовой объемом ПНГ, используемого для производства электроэнергии	тыс. м3	-	-	-	-	-	54 320,469
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	-	-	-	-	-	Нет
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.	С 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	81,252 (ДТ) 97,894 (ДТ)	0	0	0	0	637,505 (ДТ на ВЖК) 768,078 (ДТ на ВЖК)
Хранение нефти в резервуарном парке								
22.	Избыточное давление (выше атмосферного) на концевом 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	-	-	13002,119	13002,119	13002,119	-
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 углеродсодер компоненты	%						-
36.	Производится ли сжи- гание на факелах про- дуктов переработки попутного нефтяно- го/природного газа	Да/нет						-
36.1.	Если да, укажите тип продуктов переработ- ки попутного нефтяно- го/природного газа, сжигаемого на факе- лах							-
36.2.	Если да, укажите годо- вой объем продуктов переработки попутно- го нефтяного/ природ- ного 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 у, т CO₂;
- $FC_{j,y}$ - расход топлива j за период у, ТДж;
- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период у, т CO₂/ТДж;
- $OF_{j,y}$ - коэффициент окисления топлива j, доля;
- j - вид топлива, используемого для сжигания;
- n - количество видов топлива, используемых за период у.

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

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания жидкого топлива

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра 2019 год
-	Вид топлива: дизельное топливо	-	
$FC'_{j,y}$	- расход топлива j в натуральном выражении за период у, т	Фактический расход	1 440,812
$NCV_{j,y}$	- низшая теплота сгорания топлива j за период у, МДж/кг	Таблица 1.1 Приложение 2	42,5
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период у, 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 у, ТДж	Формула (1.26)	61,235
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период у, т	Формула (1.1)	4 537

Стационарное сжигание жидкого топлива (нефтяного флюида)

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 (нефтяного флюида)

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2019 год
-	Вид топлива: дизельное топливо	-	
$FC'_{j,y}$	- расход топлива j в натуральном выражении за период y , тыс. м ³	Фактический расход	1 443,692
$NCV_{j,y}$	- низшая теплота сгорания топлива j за период y , МДж/кг	Таблица 1.1 Приложение 2	41,9
$EF_{CO_2,j,y}$	- коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания топлива j за период y , т CO ₂ /ТДж;	Таблица 1.1 Приложение 2	73,3
$OF_{j,y}$	- 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)	60,491
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y , т	Формула (1.1)	4 434

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
			2019 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход топлива j за период y , тыс. м ³ ;	Фактический расход	54 320,469
$W_{i,j,y}$	- объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y , % об.	-	
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	70,200
	Этан (C ₂ H ₆)		9,400
	Пропан (C ₃ H ₈)		5,000

	Бутан (C ₄ H ₁₀)		2,490
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		0,703
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		0,128
	Кислород (O ₂)		0,019
	Азот (N ₂)		9,900
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,770
	Сероводород (H ₂ S)		0,390
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393
$OF_{j,y}$	- коэффициент окисления топлива j, доля;	П. 1.7 методики	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)	2,207
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y, т	Формула (1.1)	119 907

Расчет выбросов CO₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2019 год
-	Вид топлива: попутный нефтяной газ	-	
$FC_{j,y}$	- расход топлива j за период y, тыс. м ³ ;	Фактический расход	22 129,701
$W_{i,j,y}$	- объёмная доля (молярная доля) 1-го компонента газообразного топлива j за период y, % об.	-	
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	71,600
	Этан (C ₂ H ₆)		9,300
	Пропан (C ₃ H ₈)		4,950
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		2,350
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		0,609
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		0,045
	Кислород (O ₂)		0,026
	Азот (N ₂)		8,500
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,710
Сероводород (H ₂ S)	0,910		
ρ_{CO_2}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	1,8393
$OF_{j,y}$	- коэффициент окисления топлива j, доля;	П. 1.7 методики	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)	2,198
$E_{CO_2,y}$	- выбросы CO ₂ от стационарного сжигания топлива за период y, т	Формула (1.1)	48 630

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:

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

где

- $EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -ой углеводородной смеси на факельной установке период y , т CO₂/тыс. м³;
- $W_{CO_2,j,y}$ - 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_{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_{CH4} - плотность метана (CH₄), кг/м³.

Расчет выбросов CO₂ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2019 год
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ	-	
FC _{j,y}	- расход ПНГ на факельной установке за период y, тыс. м ³ ;	Фактические данные	120 772,387
W _{CO₂,j,y}	- содержание CO ₂ в ПНГ за период y, % об.;	Фактические данные	1,730
W _{i,j,y}	- содержание i-го компонента в ПНГ, % об.	-	
	Метан (CH ₄)	Фактические данные	64,200
	Этан (C ₂ H ₆)		11,400
	Пропан (C ₃ H ₈)		8,100
	Бутан (C ₄ H ₁₀)		3,760
	Пентан (C ₅ H ₁₂)		1,091
	Сумма гексанов (C ₆ H _x)		0,085
	Кислород (O ₂)		0,084
	Азот (N ₂)		6,800
	Диоксид углерода (CO ₂)		1,730
Сероводород (H ₂ S)	2,750		
CF _{j,y}	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y, доля;	Таблица 2.2	0,02
ρ _{CO₂}	- плотность диоксида углерода (CO ₂), кг/м ³	Таблица 1.2	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)	2,417
E _{CO₂,y}	- выбросы CO₂ от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т	Формула (2.1)	291 863

Расчет выбросов CH₄ от сжигания ПНГ на факеле

Обозначение параметра	Наименование параметра	Значение параметра принято на основании	Значение параметра
			2019 год
-	Вид углеводородной смеси: попутный нефтяной газ	-	
FC _{j,y}	- расход ПНГ на факельной установке за период y, тыс. м ³ ;	Фактические данные	120 772,387
W _{CH₄,j,y}	- содержание CH ₄ в ПНГ за период y, % об.;	Фактические данные	64,200
CF _{j,y}	- коэффициент недожога ПНГ на факельной установке за период y, доля;	Таблица 2.2	0,02
ρ _{CH₄}	- плотность метана (CH ₄), кг/м ³	Таблица 1.2	0,668
EF _{CH₄,j,y}	- коэффициент выбросов CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке период y, т CH ₄ /тыс. м ³ ;	Формула (2.2)	0,0086
E _{CH₄,y}	- выбросы CH₄ от сжигания ПНГ на факельной установке за период y, т	Формула (2.1)	1 036

Выбросы парниковых газов в январе 2019 года

№ п/п	Категория источников	Кол-во, т/месяц	Значения потенциалов глобального потепления парниковых газов	Кол-во, т/месяц в CO ₂ -эквиваленте
1	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ДТ, т/год	4 537	1	4 537
2	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ на ГТУ, т/год	119 907	1	119 907
3	Выбросы CO ₂ от стационарного сжигания ПНГ в печах, т/год	48 630	1	48 630
4	Выбросы CO ₂ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	291 863	1	291 863
5	Выбросы CH ₄ от сжигания ПНГ на факельной установке, т/год	1 036	25	25 900
6	Выбросы CO ₂ от сжигания нефтяного флюида, т/год	4 434	1	4 434
Суммарные выбросы парниковых газов в CO ₂ -эквиваленте				495 271
Суммарные выбросы парниковых газов от стационарного сжигания в CO ₂ -эквиваленте				177 508
Суммарные выбросы парниковых газов от сжигания на факельной установке в CO ₂ -эквиваленте				317 763
Суммарные выбросы CO ₂ в CO ₂ -эквиваленте				469 371
Суммарные выбросы CH ₄ в CO ₂ -эквиваленте				25 900

**ПРИЛОЖЕНИЕ № 3 – ПРИКАЗ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА» ОТ
08.11.2019 № 404 «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ГАЗОВУЮ ПРОГРАММУ
РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА
ХАРЬЯГА».**



П Р И К А З

« 8 » ноября 2019

№ 404

О внесении изменений в Газовую программу 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 N 1148 от 8 ноября 2012 г. «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 Газовую программу рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на период 2020-2024 годы в ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (далее - Программа, прилагается).

2. Приказ № 368 от 20 ноября 2017 г. «Об утверждении Газовой программы рационального использования ПНГ на период 2018-2022 гг. 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 ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», на 39 л. в 1 экз.

И.о. Генерального директора

В.В. Жлудов

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

УТВЕРЖДЕНА

приказом ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-
добыча Харьяга»

от « 8 » ноября 2019 г. № 404

ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА
РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) НА ПЕРИОД 2020-2024 ГОДЫ
В ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Москва
2019г

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 Газовая программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа	8
3.1.1. Основные направления деятельности по повышению уровня использования попутного нефтяного газа	8
3.1.2. Уровень использования попутного нефтяного газа в 2019-2023 году	22
IV. ПРИЛОЖЕНИЕ.....	25
Приложение № 1	25

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 Харьягинского месторождения ведется в соответствии с Соглашением о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции (далее - СРП), подписанным в декабре 1995 г.

Общество с ограниченной ответственностью «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (далее - ООО «ЗНДХ») выполняет функции Оператора по разработке 2-го и 3-го объектов Харьягинского месторождения с 1 августа 2016 г. в соответствии с Соглашением о передаче функций Оператора от 21 января 2016 г. и Дополнением №3 от 01 августа 2016 г. к СРП. Лицензия на право пользования недрами ООО «ЗНДХ» № НРМ 16129 НЭ выдана 01 августа 2016 г. с целевым назначением разработка и добыча нефти Харьягинского месторождения на условиях и в границах, определенных СРП. Срок действия лицензии - до 31 декабря 2031 г. с правом продления согласно пунктов 3.3 и 3.4 СРП. (на 13 лет). Доли участников СРП:

АО "Зарубежнефть" - 20%;

ООО «ЗНДХ» (оператор) - 20%;

Компания «Статойл Харьяга АС» - 30%;

ФАО «Тоталь Разведка Разработка Россия» - 20%;

АО "Ненецкая нефтяная компания" – 10%.

Обзорная схема Харьягинского месторождения компании ООО «ЗНДХ» представлена на рис. 1.

Рис. 1. Обзорная схема Харьягинского месторождения



1.2. Цели

Целями Газовой программы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в ООО «ЗНДХ»:

- 1.2.1. Выполнение Постановления Правительства N 1148 от 8 ноября 2012 г.
- 1.2.2. Соблюдение условий лицензии на пользование недрами и требований технического проекта в части 95 % - го использования попутного нефтяного газа.
- 1.2.3. Покрытие дефицита электроэнергии, возникающего в связи с вводом новых объектов.

1.3. Задачи

Основными задачами Газовой программы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в ООО «ЗНДХ» являются:

- 1.3.1. Проектирование, строительство и поэтапный ввод в эксплуатацию объектов сбора подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа (ПНГ).
- 1.3.2. Строительство газотурбинной электростанции.
- 1.3.3. Подготовка ПНГ до требований к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар).
- 1.3.4. Доведение газа до технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» перед его направлением в газотранспортную систему Усинского ГПЗ.
- 1.3.5. Переработка сероводород содержащего газа с установки регенерации амина в гранулированную серу.
- 1.3.6. Реализация части газового конденсата с товарной нефтью.
- 1.3.7. Модернизация метрологического учета и контроля добычи, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа на Харьягинском м/р.

1.4. Область действия

В подготовке и реализации Газовой программы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в ООО «ЗНДХ» 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 материально-технического обеспечения;
- 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 рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на период 2020-2024 годы по ООО «ЗНДХ» вводится в действие с момента её утверждения Генеральным директором ООО «ЗНДХ».

Инициаторами внесения изменений в Газовую программу являются: Генеральный директор, Главный инженер ООО «ЗНДХ», участники СРП.

II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей программе применяют 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 на собственные нужды (на печи и турбины), реализованного в газотранспортную систему Усинского ГПЗ, утвержденных потерь и измеренного объема газа, сожжённого на факеле.

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 на выработку электро и теплоэнергии, использование в других технологических процессах и видах хозяйственной деятельности предприятия и сторонних потребителей.

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

Технологические потери – это потери попутного нефтяного газа, возникающие в процессе добычи, транспортировки и использования ПНГ. Объём технологических потерь

рассчитывается предприятием или привлечённой им организацией и согласовываются с уполномоченными органами в установленном порядке (определяются расчётным путём).

Коммерческая реализация – это поставка подготовленного газа Усинскому газоперерабатывающему заводу для глубокой переработки.

Сжигание ПНГ – это попутный нефтяной газ, не использованный в производственных, технологических и хозяйственных нуждах и направляемый для сжигания на факельную систему (определяется поточным расходомером).

Коэффициент использования ПНГ – это 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 – это 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 – строительные-монтажные работы.

ШМР – шеф-монтажные работы.

ПНР – пуско-наладочные работы.

СРП – соглашение о разделе продукции.

УПН – установка подготовки нефти.

КУУГ – коммерческий узел учета газа.

МВт – мегаватт.

Млн. – миллион.

III. ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА ООО «ЗНДХ»

3.1 Газовая программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа

3.1.1 Основные направления деятельности по повышению уровня использования попутного нефтяного газа

В настоящее время (по состоянию на 2019 год) добыча попутного нефтяного газа по Харьягинскому месторождению составляет около 200 млн. м³/год, 25 % ПНГ используется на генерацию электроэнергии. 8 % на нужды технологических установок по подготовке нефти, 8% - реализуются Усинскому ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Уровень использования газа, прогнозируемый на 2019 год, составляет около 41 %. Остальной добытый попутный нефтяной газ сжигается на факельной установке. Существующая схема подготовки газа выглядит следующим образом:

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. давление 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 19 кг/см² поддерживается регуляторами PIC-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°С 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 ОС. 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 замены фильтров, когда возникает такая необходимость.

Поток сухого 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 для газа 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.

Установка комплексной подготовки газа

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

Процесс комплексной 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.

Предусмотрено 2 слоя адсорбента (цеолита) с циклом адсорбции 12 часов. Цикл регенерации составляет 12 часов, который состоит из периода нагрева – 8 часов и охлаждения – 4 часа.

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 25-40°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 25-40°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-1051B поддержания давления от датчика давления 15-PT-1051 в V-1506, который работает в паре с клапаном сброса газа 15-PV-1051A в факельный коллектор высокого давления. Для исключения несогласованной работы клапанов предусматривается разница уставок на клапана по давлению регулирования- установочное давление на клапане 15-PV-1051B выбирается на 0,3 bar ниже уставки клапана сброса газа на факел 15-PV-1051A. При снижении давления в сепараторе V-1506 ниже установленного значения (менее 16,7-18,2 bar) первым отработывает клапан 15-PV-1051A на ФВД, и далее для поддержания давления сепарации начинает отработывать клапан 15-PV-1051B 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, регулирующий клапан 21-PCV-009, расположенный на выходе подготовленного газа из фильтров F-2101A/B, поддерживает заданный расход газа адсорбции по расходомеру 21-FE-1161, совместно с регулирующим клапаном 21-FV-3002, расположенный на линии регенерации газа до электрического нагревателя EH-2101 и поддерживает заданный расход газа регенерации(охлаждения) по расходомеру 21-FE-3002.

Также при аварийно-высоком уровне в сепараторе V-1506 по LANN-151152 до 67% происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-1122, и выходу установки SDV-17001; останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа A-2101.

АВО входного газа предназначен для охлаждения входного протока газа на установку с температуры 35-50°C до 25-40°C. На входном трубопроводе газа к АВО предусмотрен сброс газа в факельную систему через клапан 21-BDV-1171.

Входной скруббер предназначен для удаления механических примесей и жидкости, унесенных из сепаратора. Давление газа на входе в скруббер V-2101 замеряется прибором 21-PT-1212 и 15-PT-1198. При снижении давления до 12 bar происходит сигнализация, при

достижении аварийно-максимального значения 29,8 bar (изб.) происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-11227, SDV-17001. Открытие 21-BDV-1128, 21-BDV-3076A, 21-BDV-3076B, останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101.

Уровень жидкости в скруббере V-2101 контролируется приборами 21-LIT-1050, 21-LIT-1051 и поддерживается прибором 21-LIT-1052 с помощью регулирующего клапана 21-LV-1052, установленного на линии вывода жидкости из V-2101 в сепаратор 2-ой ступени сепарации ЦПС V-1503. При понижении уровня до минимального значения +400 мм или повышения до максимального уровня +800 мм срабатывает сигнализация. При дальнейшем понижении до аварийно-минимального значения +300 мм происходит закрытие отсечного клапана 21-PSDV-1047 на линии вывода жидкости из V-2101. При дальнейшем повышении до аварийно-максимального уровня +900 мм происходит закрытие отсечных клапанов по входу и выходу установки 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-1122, SDV-17001, 21-ESDV-1197 на линии подачи жидкости в V-1503; останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101.

Также предусмотрено закрытие клапана отсекавателя 21-ESDV-1197 по аварийно-высокому давлению РАНН-151220 при 7,5 bar и по аварийно-высокому уровню ЛАНН-151087 при достижении уровня 73% в V-1503.

Температура газа после скруббера V-2101 измеряется прибором 21-ТТ-1054. При повышении температуры до максимального значения 40°C или снижения до минимального значения 25°C срабатывает сигнализация.

Для защиты от превышения давления на скруббере установлен предохранительный клапан 21-PSV-1055A (Pуст=30 bar) и отсечной клапан 21-BDV-1128, сброс от которых направлен в факельную систему высокого давления.

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. Адсорбенты марок Siliporite SRA B и Siliporite NK20C используются в качестве основных, адсорбенты марок NaA-Y и CaA-Y – в качестве резервных при замене. Из газа, проходящего через 2 слоя адсорбента, удаляется вода и сероводород, с достижением температуры точки росы по воде от минус 14°C до минус 38°C и сероводород до 0,02 г/м³(15ppm).

Для защиты адсорберов V-2102 A/B от превышения давления на емкостях установлены предохранительные клапаны 21-PSV-3075A/B (Pуст=30 bar), и отсекатели 21-BDV-3076A/B сброс от которых направлен в факельную систему. При достижении аварийно-максимального значения 29,8 bar (изб.) происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-11227, SDV-17001. Открытие 21-BDV-1128, 21-BDV-3076A, 21-BDV-3076B, останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101.

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 MICHELL Instruments PROMET I.S. и по достижению минимально-допустимого значения влажности (выше минус 14°C) срабатывает сигнализация. За счет теплоты адсорбции влаги на адсорбенте происходит незначительный нагрев газа на 2-3°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.

Перепад давления на адсорберах контролируется датчиками 21-PDT-3022A/B, при достижении перепада 2 bar происходит сигнализация по высокому перепаду.

В аварийных ситуациях система ПАЗ обеспечивает сброс газа из адсорберов в факельную систему (через отсечные клапаны 21-BDV-3076A/B).

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.

Для защиты фильтров F-2101 A/B от превышения давления предусмотрены предохранительные клапаны 21-PSV-3079 A/B (Pуст=30 bar), сброс от которых направлен в факельную систему. Перепад давления на фильтрах контролируется прибором 21-PDIT-3024, при достижении максимального значения 1 bar срабатывает сигнализация, после чего осуществляется ручное переключение фильтров с основного на резервный.

После фильтров F-2101A/B газ с давлением 12-17 bar замеряется прибором 21-PT-1120 проходит через отсечные клапана 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-HT 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 21-BDV-1180 сброса газа на факел с выхода Установки осушки 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 bar и температурой 30-50°C по газопроводу товарного газа длиной 1,2км 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-004, подается через клапан регулятор 21-FCV-3002 с заданным расходом на нагреватель газа EH-2101. Необходимый объем газа измеряется расходомером 21-FE-3002 (до 5000 ст.м3/час) и поддерживается клапаном 21-FCV-3002. В том числе предусмотрен контроль расхода по приборам по приборам 21-FT-3003. При этом отсечные клапана 21-XV-002, 21-XV-003, 21-XV-005, 21-XV-008 закрыты. Далее газ с давлением 11-17 bar, измеряется по приборам 21-PIТ-3026, 21-PIТ-3028, 21-PIТ-3029 и температурой 30-50°C, измеряется по приборам 21-TIT-3054, 21-TIT-3055 подогревается в электрическом подогревателе EH-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 8 часов.

Для защиты подогревателя EH-2101 от превышения давления предусмотрен предохранительный клапан 21-PSV-3080 (Pуст=30 bar), сброс от которого направлен в факельную систему.

Температура поверхности подогревателя, температура фланцев, температура тэнов EH-2101 контролируется приборами 21-TIT-3047А/В/С/Д/Е/Е без вывода на верхний уровень. Производителем оборудования в контроллере тиристорной панели (без передачи на DeltaV) реализована защита от перегрева с аварийным остановом электронагревателя при температуре фланцев 190°C, при температуре тэнов 450°C, при температуре корпуса 350° С электронагревателей EH-2101.

Температура газа после подогревателя EH-2101 контролируется приборами 21-TIT-3049, 21-TIT-3050. При достижении максимального значения температуры 305°C срабатывает сигнализация. При дальнейшем повышении температуры до 310°C происходит останов нагревателя газа регенерации EH-2101.

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

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

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

Температура газа после воздушного охладителя А-2101 контролируется прибором 21-ТТТ-3059. При достижении максимального 50°C или минимального 30°C значений температуры, срабатывает сигнализация.

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-ТТТ-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-ТТТ-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 11-17 bar в контуре газа регенерации от датчика давления 21-РIT-3026 и отсекающий клапан 21-XV-006 (клапан 21-XV-002 при этом закрыт).

Температура газа на входе в сепаратор газа регенерации V-2103 контролируется и регулируется прибором 21-ТТТ-3061, регулирующий клапан которого, 21-TV-3061, расположен на байпасной линии А-2101. При снижении температуры газа на входе в сепаратор V-2103 до минимального значения 30°C срабатывает сигнализация и открывается регулирующий клапан 21-TV-3061.

Для защиты от превышения давления на сепараторе газа регенерации V-2103 установлен предохранительный клапан 21-PSV-3081, сброс от которого направлен в факельную систему.

Уровень жидкости в сепараторе V-2103 контролируется и регулируется прибором 21-LIT-3012, регулирующей клапан которого 21-LV-3012 расположен на линии вывода жидкости из V-2103 в водонефтяной сепаратор V-1901. При достижении максимального рабочего значения +600 мм или минимального рабочего значения +400 мм срабатывает сигнализация.

Уровень жидкости в сепараторе газа регенерации V-2103 также контролируется приборами 21-LIT-3013, 21-LIT-3014. При достижении аварийно-максимального значения уровня +700 мм происходит закрытие отсечного клапана 21-XV-002 и 21-XV-006. При понижении до аварийно-минимального значения уровня +300 мм происходит закрытие отсечного клапана 21-ESDV-1219 на линии вывода жидкости из V-2103 в водонефтяной сепаратор V-1901. Также при достижении аварийно-высокого уровня в водонефтяном сепараторе V-1901 по ЛАНН-192059 (%) до 70,2 % и при достижении аварийно-высокого давления по РАНН-192061 до 14 bar происходит закрытие клапана 21-ESDV-1219.

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 клапана 21-XV-002, 21-XV-008, после чего клапан 21-XV-006 закрывается. В начальный период режима охлаждения (25 минут) 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 (25 минут) запускается основной цикл охлаждения газа (7,5 часа) при котором происходит параллельное открытие клапана 21-XV-003 и закрытие клапана 21-XV-008 и поток газа охлаждения перенаправляется на выход Установки, в газопровод основного осушенного газа после клапана 21-FV-009.

При режиме нагрева (регенерации) расход газа, поступающего на регенерацию, контролируется и поддерживается прибором 21-FIT-3002 и регулируется клапаном 21-FV-3002, установленном на линии подачи газа в ЕН-2101. При понижении расхода до минимального значения в 3000 ст.м³/ч или повышения до максимального значения 5000ст.м³/ч срабатывает сигнализация. При дальнейшем понижении до аварийно-минимального значения в 1800нм³/ч срабатывает блокировка и происходит останов А-2101, подогревателя ЕН-2101, закрытие отсечного клапана 21-XV-002 и 21-XV-006. В режиме

охлаждения расход газа, поступающего на регенерацию, контролируется и поддерживается прибором 21-FIT-3002 и регулируется клапаном 21-FV-3002, установленном на линии подачи газа в EH-2101. При понижении расхода до минимального значения в 2000 ст.м3/ч или повышении до максимального значения 5000ст.м3/ч срабатывает сигнализация.

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

При срабатывании сигнала от средств обнаружения загазованности зоны 45 (газоанализаторы горючих газов (CH₄) при достижении первого порога загазованности (20% НКПР) срабатывает световая и звуковая сигнализация; при срабатывании второго порога загазованности (50% НКПР) происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-1122 и выходу SDV-17001 Установки; закрытие 21-ESDV-1219 и 21-ESDV-1197, останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101; сброс газа на факел открытие 21-BDV-1128, 21-BDV-3076А, 21-BDV-3076В, 21-BDV-1180, отключение системы ОБКВ, закрытие 44ESDV-9001, 44ESDV-9002.

При срабатывании сигнала от средств обнаружения загазованности зоны 45 (газоанализаторы токсичных газов (H₂S) при достижении первого порога загазованности (7 ppm) срабатывает световая и звуковая сигнализация; при срабатывании второго порога загазованности (50 ppm) происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-1122 и выходу SDV-17001 Установки; закрытие 21-ESDV-1219 и 21-ESDV-1197, останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101; сброс газа на факел открытие 21-BDV-1128, 21-BDV-3076А, 21-BDV-3076В, 21-BDV-1180, отключение системы ОБКВ, закрытие 44ESDV-9001, 44ESDV-9002.

При срабатывании датчиков обнаружения пожара пожарной зоны 45 происходит закрытие отсечных клапанов по входу 15-ESDV-1058, 21-PSDV-1120, 21-PSDV-1122 и выходу SDV-17001 Установки, закрытие клапанов 44-ESDV-9001, 44-ESDV-9002; закрытие 21-ESDV-1219 и 21-ESDV-1197, останов нагревателя EH-2101; останов АВО газа А-2101; сброс газа на факел открытие 21-BDV-1128, 21-BDV-3076А, 21-BDV-3076В, 21-BDV-1180, отключение системы ОБКВ, закрытие 44ESDV-9001, 44ESDV-9002 и открытие клапана 65XV-1030А с подачей воды на дренчерные оросители по отдельным алгоритмам запуска. По зданию компрессии (системы закрытого дренажа) происходит закрытие отсечного клапана 53-ESDV-1096 по выходу насосных агрегатов Р-5305А/В; останов нагревателя EH-5305; останов насосов Р-5305А/В.

Система измерения количества товарного газа (СИКГ-13501)

СИКГ (Х-13501) предназначен 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.

Товарный газ поступает на СИКГ 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 на счетчике газа производится методом измерения переменного перепада давления на стандартном сужающем устройстве (диафрагме) ДКС-10-150 и 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-PT-3101, 135-PT-3102, 135-PT-3111, 135-PT-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.

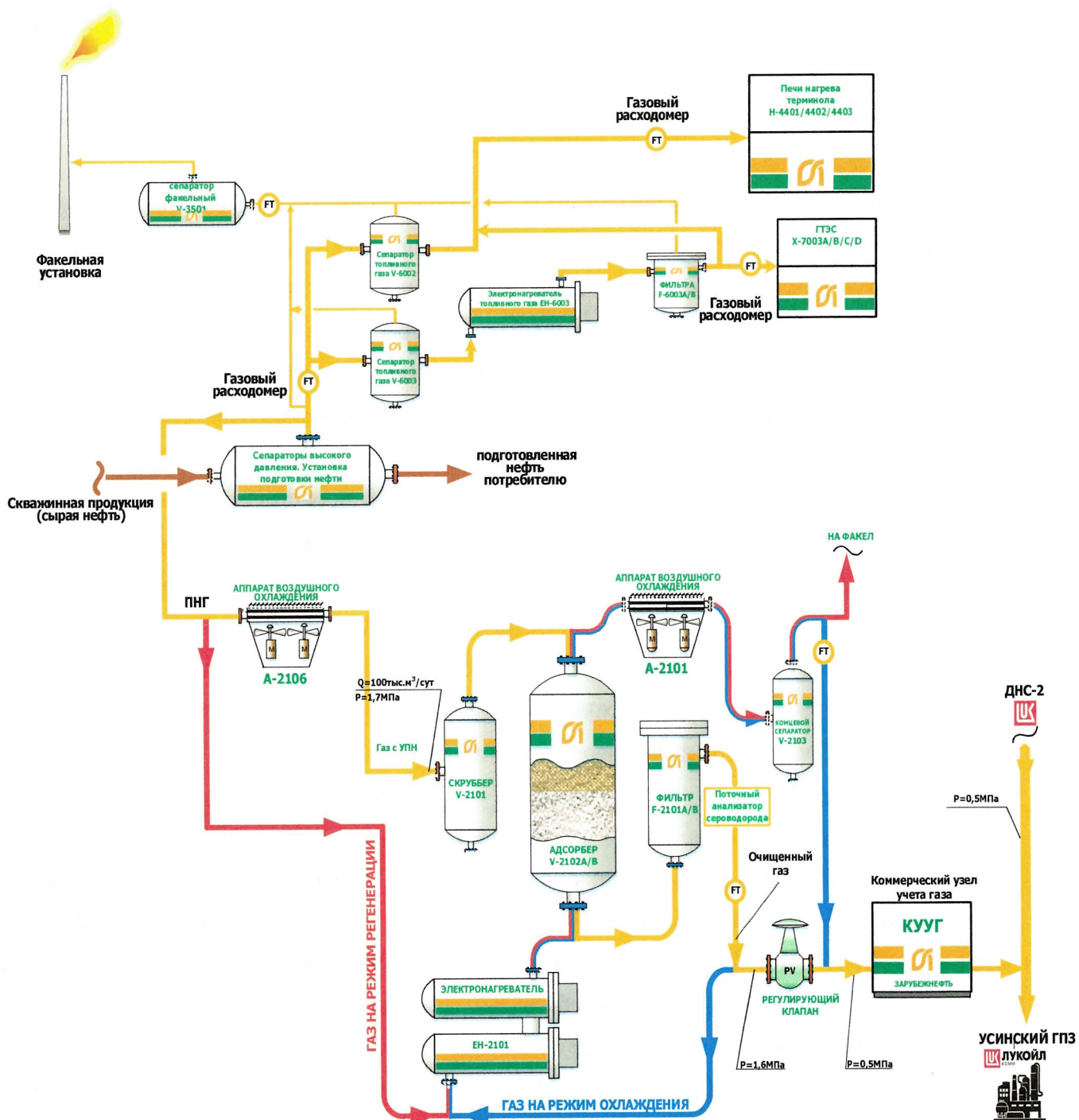
При срабатывании сигнала от датчиков загазованности о достижении первого порога загазованности (20% НКПР) срабатывает сигнализация; при срабатывании второго порога загазованности (50% НКПР) происходит закрытие отсечного клапана SDV17001 на линии входа в СИКГ, сброс газа на факел через отсечной клапан 21-BDV-1180.

В точке подключения к газопроводу ДНС-2 ООО «Лукойл-Коми» предусмотрен контроль по месту температуры по приборам 135TG1014 и давлению 0,26 – 0,49 МПа по приборам 135PG1014, 135PG1015, в том числе предусмотрен дистанционный контроль давления по датчику давления 135-PI1-1015. При снижении давления в точке врезки в газопровод ДНС-2 (датчик 135-PI1-1015) 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 повышения 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

Рис. 2 Принципиальная схема существующей системы подготовки газа



Для повышения уровня полезного использования ПНГ в составе Очереди 3 проекта по модернизации ЦПС предусмотрено расширение сооружений подготовки ПНГ до требований технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на прием газа в газотранспортную систему Усинского ГПЗ

Подготовка газа включает в себя:

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

Также в составе Очереди 3 предусматривается:

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

Описание новой технологической блок-схемы ЦПС

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) от существующих добывающих скважин собирается в общий коллектор. НСЖ с давлением 20 бар (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 первую 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 обессернивание 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.

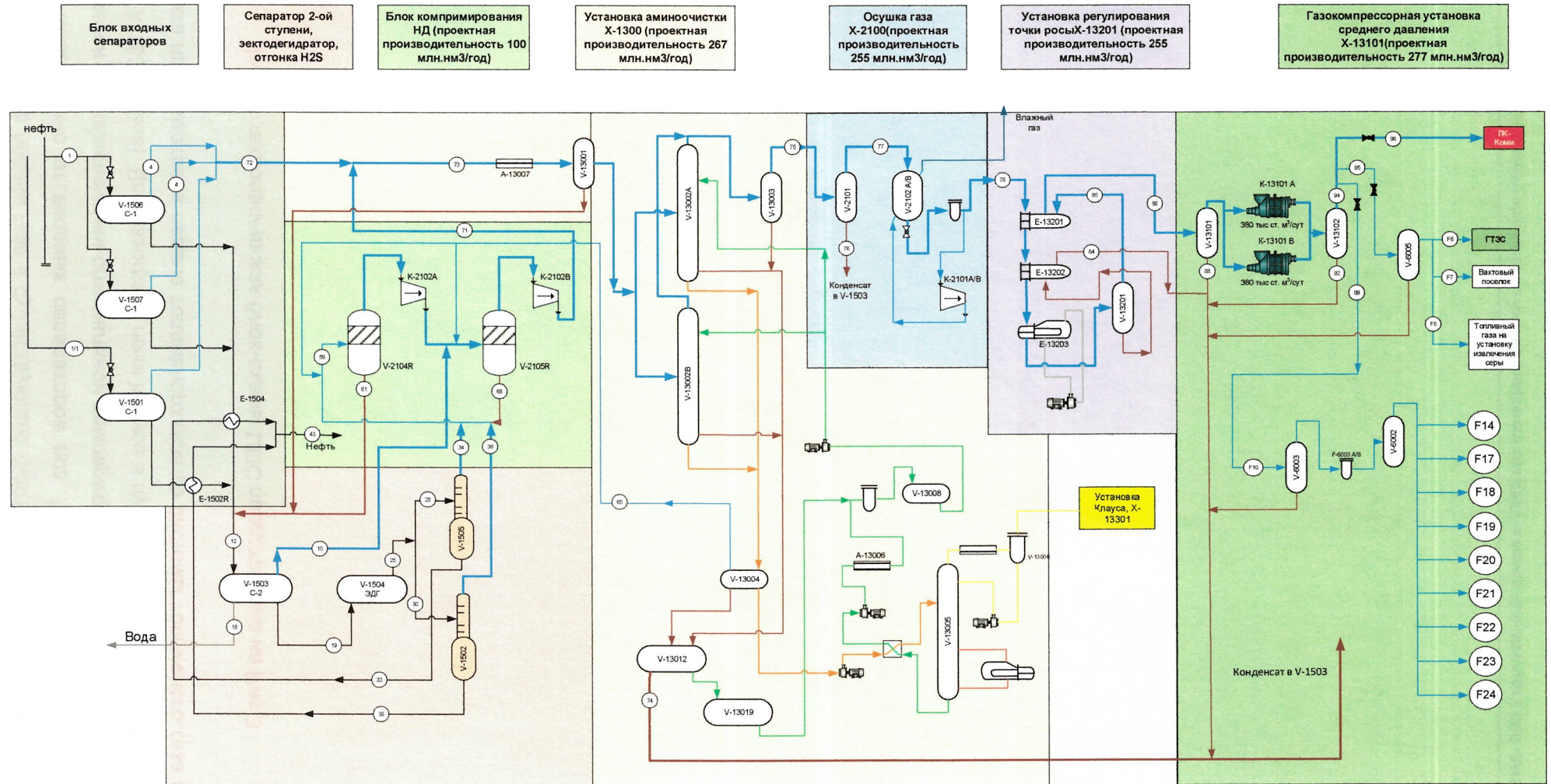
Товарная нефть соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002*, группе 1 по упругости паров, содержанию воды, концентрации хлористых солей, по содержанию сероводорода (менее 20 ppm). Содержание метил-этилмеркаптанов – около 40 ppm. Подготовленная кондиционная (товарная) нефть после концевого холодильника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

Источником газоснабжения установок ЦПС 3-ей Очереди 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 (модерн.) и на установку регулирования точки росы по углеводородам (нов). Осушенный газ далее направляется на установку компримирования товарного 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. 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. X-7003E/F, (нов.) на установку Клауса, а также в котельную нового вахтового поселка. Узел учета товарного газа X-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 так же 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 дожиги предусмотрена подача топливного газа из системы топливного газа сверхвысокого давления.

Новая технологическая блок-схемы ЦПС представлена на Рис.3

Рис. 3 Новая технологическая блок-схема ЦПС



Установка очистки газа от сероводорода и регенерация амина, установка Клауса и резервуары хранения жидкой серы, установка гранулирования серы, установка расфасовки и хранения гранулированной серы.

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

В состав комплектной установки входят:

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

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

На комплектной установке производится дегазированная жидкая сера, соответствующая требованиям ГОСТ 127.1-93 – 127.5-93, из большей части которой в дальнейшем получается высококачественная 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.

Блок обезвоживания газа

Проектом предусматривается модернизация существующей установки осушки 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 Х-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-2102A/B поступает на один из двух фильтров F-2101A/B для удаления частиц сорбента. Часть газа после фильтра F-2101A/B поступает на компрессор K-2101A/B и используется для регенерации адсорбента термическим методом. Компримированный газ для регенерации подается с регулируемым расходом около 5000 нм³/час на электрический нагреватель EH-2101, где нагревается до температуры 300 С и, далее, поступает в нижнюю часть адсорбера V-2102A/B. Регенерация проводится до нагрева отходящих из адсорбера газов до температуры 140 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 A-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.

Установка регулирования точки росы

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, содержащееся в газе в холодном сепараторе поз.V-13201. Далее подготовленный газ подается на газокomppressorную

установку среднего давления поз. X-13101. Часть газа с выхода установки отбирается для подачи в газопровод вахтового поселка.

Газокомпрессорная установка среднего давления

В рамках Очереди 3 Модернизации ЦПС 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.

С установки регулирования точки росы 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, достаточного для подачи в магистральный газопровод. Затем сжатый газ транспортируется по трубопроводу диаметром 200 мм в газотранспортную систему ООО «Лукойл-Коми». На точке врезки трубопровода на 19-м км ЦПС находится узел учета товарного газа поз. X-13501, удовлетворяющий требованиям, предъявляемым к стандартным узлам коммерческого учета.

Длина газопровода от компрессорной установки среднего давления до границы ЦПС внутри площадки составляет 520 м, а длина газопровода от границы ЦПС до врезки в систему «ЛУКОЙЛ-Коми» составляет 18470 м.

Газокомпрессорная установка низкого давления

На площадке смонтирована система компримирования низкого давления, однако в настоящее время она исключена из технологической цепочки и не используется. На фазе 3 этот блок будет задействован так, как он был задуман для Фазы 2. Однако теперь жидкость после 1-й ступени компримирования будет поступать в трехфазный сепаратор 2-й ступени V-1503, таким образом, будет необходимо установить дополнительные насосы P-2101 A/B (2x100%) для отвода жидкости из емкости на всасе компрессора низкого давления K-2102A 1-ой ступени сепаратора V-2104R в трехфазный сепаратор 2-ой ступени (V-1503). Сжатый газ из системы компримирования низкого давления будет затем направляться на новую установку обессеривания газа. Модернизация компрессорной установки низкого давления заключается в установке компрессора K-2102A/B (комплектной поставки), замене аппарата воздушного охлаждения A-2102-R, A-2103-R, X-2102-E2-R, установке двух новых насосов скруббера 1-ой ступени P-2101A/B. 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 А-2102/3.

Установка топливного газа

Новая система топливного газа сверхвысокого давления станет дополнением к существующей системе топливного газа высокого и низкого давлений. Новая система будет снабжать топливным газом новые газотурбинные установки поз. X-7003E/F, установку извлечения серы поз. X-13301, а также котельную нового вахтового поселка. В новую систему топливного газа сверхвысокого давления газ поступает после газокompрессорной 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. EH-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 товарного газа среднего давления. Газ в систему топливного газа высокого давления в нормальных условиях будет подаваться из установки компримирования товарного 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 низкого давления ограничивается организацией точек подключения новых потребителей:

- газовая подушка для резервуаров хранения кондиционной/некондиционной нефти поз. T-12401/T-12402;
- на комплектную установку очистки газа поз. X-13001;
- к системе факела сверхнизкого давления (горелкам);
- факельная система сверхнизкого давления (продувка коллектора);
- факельная система низкого давления (продувка коллектора).

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

Узел учета газа

Сжатый газ направляется по трубопроводу 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. норм.м³/сут;
- расчетное давление: 42 бар. 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 бар. абс.

Факельная система низкого давления

Проведенные исследования показали, что размеры коллектора и ствола факела низкого давления X-3500R достаточны для дальнейшей эксплуатации очереди 3. Коллектор факела низкого давления в настоящее время имеет диаметр 400 мм и остается неизменным, несмотря на увеличение противодействия. 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, термодары 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.

Система теплоносителя

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. При введении в строй Очереди 3, комплектная установка подогрева теплоносителя (X-4401) из Фазы I выводится из эксплуатации. Поэтому теплоноситель, необходимый для потребителей Фазы I (Ребойлер колонны отгонки H₂S, H-1501, и ОВКВ Фазы I) 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 огневого подогревателей теплоносителя Фазы II (поз. H-4402 и H-4403). В нормальных

условиях работать будут обе установки утилизации отходящего тепла, и, в зависимости от требований технологического режима, один или оба газовых 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. Р-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 в 250°C, а второй контур (потребители уровня 2) состоит из потребителей, требующих температуры подачи теплоносителя в 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. А-1701), охладитель газа регенерации (поз. А-2101) и охладитель газа подачи (поз. А-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 находятся в установке обессернивания 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;
- насосная станция перекачки нефти;
- насосная станция системы закачки воды;
- установка гранулирования серы.

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).

На 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.

3.1.2 Уровень использования попутного нефтяного газа в 2020-2024 годах

Газовая программа рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в ООО «ЗНДХ» подразумевает строительство и ввод в эксплуатацию объектов подготовки и компримирования газа в два этапа:

I этап (с 2018 по 2021 гг.) предусматривает подготовку ПНГ до требований к качеству топливного газа для ГТЭС (Солар) и включает 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. Модернизация 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 планируется достичь уровня полезного использования в 2021г. - 74%.

Объем капитальных вложений – 4 882 983тыс. рублей без НДС, с учетом затрат предыдущего оператора – 13 614 679 тыс. рублей.

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

1. Строительство установки Клауса Х-13301
2. Строительство установки гранулирования и хранения серы Х-13302
3. Строительство склада хранения серы
4. Модернизация 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 планируется достичь уровня полезного использования в 2023 г. - 95 %.

Объем капитальных вложений – 4 710 576 тыс. рублей без НДС, с учетом затрат предыдущего оператора 21 100 317 тыс. рублей.

Решение об инвестировании во 2 этап программы будет принято по итогам завершения 1 этапа.

На рисунке 4 представлена диаграмма со сведениями о суммах платы за сжигание ПНГ в случае реализации газовой программы и отказа от её реализации.

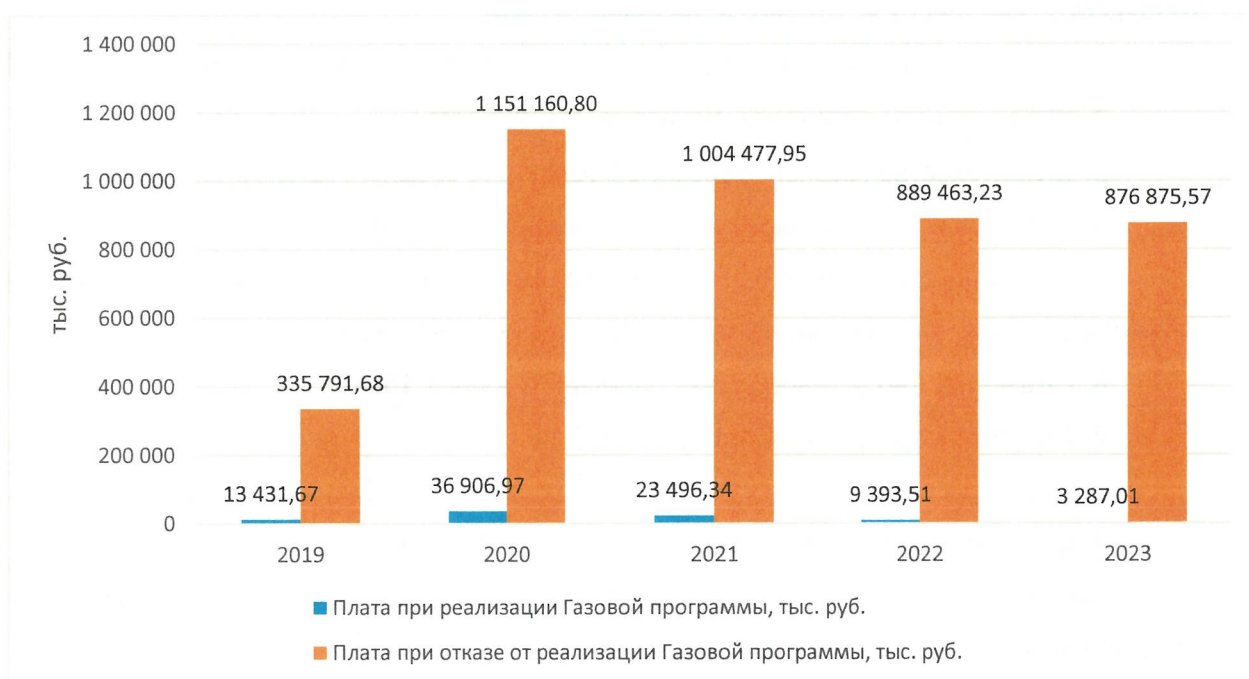


Рисунок 4 Сведения о суммах платы за сжигание ПНГ в случае реализации газовой программы и отказа от её реализации.

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

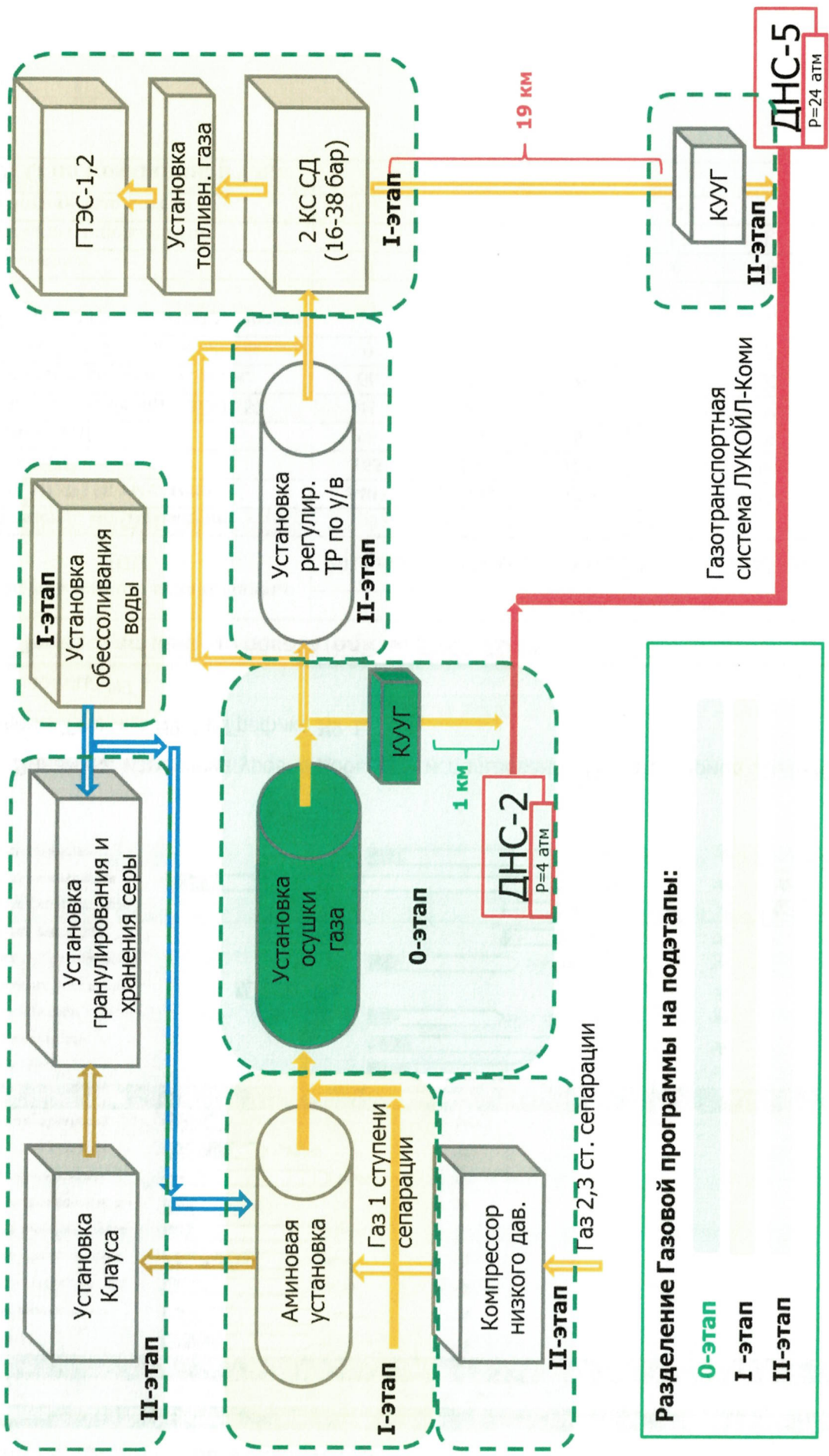
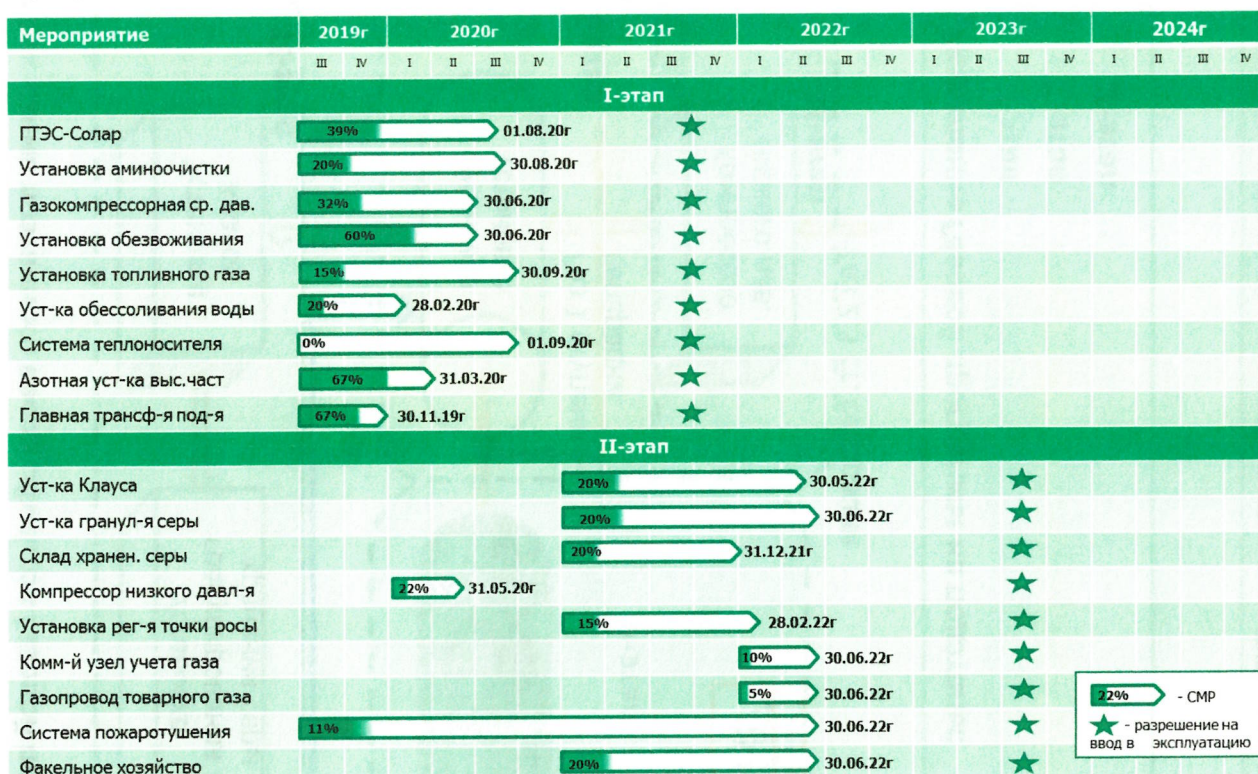


График ввода объектов в эксплуатацию



Динамика изменения уровня добычи и использования ПНГ на период 2020-2024 годы приведены Таблице № 2 и Графике № 1.

Таблица № 1

Производственные показатели по ДТСР 2018г.

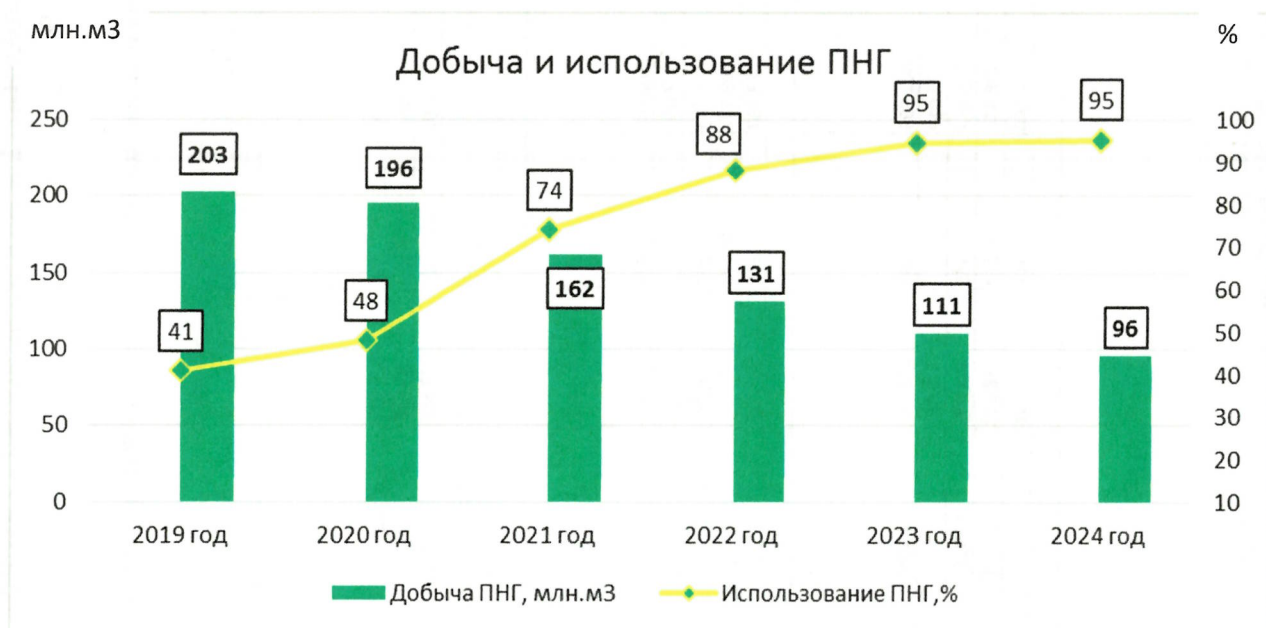
Вид эффективного использования ПНГ	Объем ПНГ, млн. м. куб.					
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Харьягинское месторождение						
Добыча НЕФТИ, тыс. тонн	1407	1303	1078	943	960	889
Добыча ПНГ	163	151	122	103	97	87
Сжигание ПНГ	96	30	6	5	5	4
Уровень использования ПНГ, %	41	80	95	95	95	95
Полезное использование, в т.ч.:	66	121	116	98	92	83
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	0	32	27	8	3	0
Выработка тепловой и электр. энергии	47	76	76	76	76	69
Закачка в пласт	0	0	0	0	0	0
Прочие виды использования	19	13	13	13	13	13
Технологические потери	0,26	0,22	0,19	0,16	0,16	0,16
ИТОГО по компании, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-

Таблица № 2

Прогноз добычи и использования попутного газа в 2020-2024 годах, %

Вид эффективного использования ПНГ	Объем ПНГ, млн. м. куб.					
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Харьятинское месторождение						
Добыча НЕФТИ, тыс. тонн	1518	1510	1260	1065	987	878
Добыча ПНГ	203	196	162	131	111	96
Сжигание ПНГ	120	102	42	15	6	5
Уровень использования ПНГ, %	41	48	74	88	95	95
Полезное использование, в т.ч.:	82	94	120	116	105	91
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	8	17	26	25	14	0
Выработка тепловой и электр. энергии	52	54	76	80	80	79
Закачка в пласт	0	0	0	0	0	0
Прочие виды использования	22	22	17	11	11	11
Технологические потери	0,35	0,33	0,27	0,22	0,19	0,16

График № 1

Уровень использования попутного газа в 2020-2024 году в ООО «ЗНДХ»%**4 ПРИЛОЖЕНИЕ**

В Приложении № 1 представлен календарный план-график выполнения мероприятий Газовой программы ООО «ЗНДХ» на 2020-2024 год, а также освоение финансирования. План-график разработан на основе планов капитального строительства УКС.

Приложение 1 к инвестиционной газовой программе ООО «ЗНДХ»

Наименование проекта эффективного использования ПНГ	Наименование объектов, мероприятий, их технические характеристики	Максимальная мощность объекта, млн. м.куб./год	Планируемая дата ввода*	Показатели	Всего за проект	2019 прогноз	2020 прогноз	2021 прогноз	2022 прогноз	2023 прогноз	2024 прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Первый этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	1. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии X-7003У/А	58	12.09.2021	Всего КВ	1 290 602	225 211	646 099	363 191	0	0	0
				ПИР	28 053		11 667				
				СМР	577 648	131 181	308 504	118 083			
				Оборудование	507 801	86 775	304 512	116 514			
				Прочие	177 101	7 255	21 416	128 594			
				Реконструкция							
	2. Строительство установки аминочистки X-13001	267	12.09.2021	Всего КВ	476 749	204 992	257 177	0	0	0	0
				ПИР	7 061						
				СМР	347 703	174 468	171 947				
				Оборудование	99 487	26 297	73 091				
				Прочие	22 497	4 226	12 139				
				Реконструкция							
	3. Строительство газокompрессорной установки среднего давления X-13101	277	12.09.2021	Всего КВ	601 805	58 885	332 439	32 968	113 957	0	0
				ПИР	39 012		5 000				
				СМР	325 358	41 446	146 898	32 968	94 611		
				Оборудование	178 830	10 012	168 323				
				Прочие	58 604	7 427	12 218	19 346			
				Реконструкция							

Наименование проекта эффективного использования ПНГ	Наименование объектов, мероприятий, их технические характеристики	Максимальная мощность объекта, млн. м.куб./год	Планируемая дата ввода*	Показатели	Всего за проект	2019 прогноз	2020 прогноз	2021 прогноз	2022 прогноз	2023 прогноз	2024 прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Первый этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	4. Модернизация установки обезвоживания газа X-2100	255	12.09.2021	Всего КВ	566 787	44 625	64 079	444 777	0	0	0
				ПИР	5 207						
				СМР	442 784	40 056	61 579	336 773			
				Оборудование	102 131	2 503		99 133			
				Прочие	16 666	2 067	2 500	8 871			
	Реконструкция										
	5. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления	90 (СВД) 58 (ВД)	12.09.2021	Всего КВ	388 312	44 785	161 745	154 717	0	0	0
				ПИР	5 902						
				СМР	329 693	34 719	154 310	126 665			
				Оборудование	35 006	8 400	1 777	24 334			
				Прочие	17 710	1 667	5 658	3 718			
	Реконструкция										
	6. Строительство установки обессоливания воды		12.09.2021	Всего КВ	154 774	9 048	13 633	43 803	0	0	0
				ПИР	607						
				СМР	31 901	6 948	13 633	11 320			
				Оборудование	115 499	0		28 664			
				Прочие	6 767	2 100		3 819			
	Реконструкция										
	7. Строительство системы теплоносителя		12.09.2021	Всего КВ	152 139	28 569	64 474	46 431	0	0	0
				ПИР	3 653						
СМР				120 051	26 164	58 036	35 851				
Оборудование				13 108	738	6 287	4 517				
Прочие				15 327	1 667	150	6 063				
Реконструкция											

Наименование проекта эффективного использования ПНГ	Наименование объектов, мероприятий, их технические характеристики	Максимальная мощность объекта, млн. м.куб./год	Планируемая дата ввода*	Показатели	Всего за проект	2019 прогноз	2020 прогноз	2021 прогноз	2022 прогноз	2023 прогноз	2024 прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Первый этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	8. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) X-6402		12.09.2021	Всего КВ	152 092	15 834	28 000	4 227	0	0	0
				ПИР	4 719						
				СМР	56 867	15 834	16 500	2 275			
				Оборудование	67 102	0					
				Прочие	23 404		11 500	1 952			
Реконструкция											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	9. Строительство главной трансформаторной подстанции		12.09.2021	Всего КВ	1 099 723	459 015	269 860	339 465	0	0	0
				ПИР	20 234	5 600	2 917				
				СМР	396 473	152 716	146 225	88 221			
				Оборудование	613 527	286 023	111 124	216 380			
				Прочие	69 488	14 676	9 594	34 863			
Реконструкция											
Итого по объектам первого этапа				Всего КВ	4 882 983	1 090 965	1 837 505	1 429 578	113 957	0	0
Второй этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	10. Строительство установки Клауса X-13301	9,6 (кислый газ регенерации амина)	25.08.2023	Всего КВ	1 906 996	0	73 091	733 167	738 882	303 534	0
				ПИР	28 245						
				СМР	1 636 168			725 167	730 882	174 967	0
				Оборудование	165 748		73 091			92 261	0
				Прочие	76 835			8 000	8 000	36 306	0
Реконструкция											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	11. Строительство установки гранулирования и хранения серы X-13302		25.08.2023	Всего КВ	641 646	70	0	316 615	256 417	37 465	0
				ПИР	25 473						
				СМР	313 758	70		114 988	166 235	31 959	0
				Оборудование	259 642			197 877	61 270		
				Прочие	42 772			3 750	28 911	5 506	0
Реконструкция											

Наименование проекта эффективного использования ПНГ	Наименование объектов, мероприятий, их технические характеристики	Максимальная мощность объекта, млн. м.куб./год	Планируемая дата ввода*	Показатели	Всего за проект	2019 прогноз	2020 прогноз	2021 прогноз	2022 прогноз	2023 прогноз	2024 прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Второй этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	12. Строительство склада хранения серы		25.08.2023	Всего КВ	147 766	0	0	15 500	129 901	0	0
				ПИР	7 365			5 000			
				СМР	57 259			10 000	47 259		
				Оборудование	79 642			0	79 642		
				Прочие	3 500			500	3 000		
				Реконструкция							
	13. Модернизация газокompрессорной установки низкого давления X-2102	99	25.08.2023	Всего КВ	101 463	1 913	81 856	10 057	0	0	0
				ПИР	6 295						
				СМР	58 598	0	51 041	7 557			
				Оборудование	495	0		0			
				Прочие	36 075	1 913	30 815	2 500			
				Реконструкция							
	14. Строительство установки регулирования точки росы X-13202	255	25.08.2023	Всего КВ	601 619	0	0	308 523	207 893	48 626	0
				ПИР	25 904			5 000			
				СМР	382 282			199 273	144 464	37 127	0
				Оборудование	129 425			100 000	28 929		
				Прочие	64 008			4 250	34 500	11 500	0
				Реконструкция							
	15. Строительство коммерческого узла учета газа		25.08.2023	Всего КВ	274 095	0	0	0	274 095	0	0
				ПИР	0						
СМР				221 695				221 695			
Оборудование				42 286				42 286			
Прочие				10 114				10 114			
Реконструкция											

Наименование проекта эффективного использования ПНГ	Наименование объектов, мероприятий, их технические характеристики	Максимальная мощность объекта, млн. м.куб./год	Планируемая дата ввода*	Показатели	Всего за проект	2019 прогноз	2020 прогноз	2021 прогноз	2022 прогноз	2023 прогноз	2024 прогноз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Второй этап строительства											
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства.	16. Строительство газопровода товарного газа ДУ-200 от ЦПС до ДНС-5 компании ЛУКОЙЛ с технологическими и вспомогательными сетями	182	25.08.2023	Всего КВ	16 044	0	0	3 486	2 469	0	0
				ПИР	2 976			0			
				СМР	3 515			3 486	29		
				Оборудование	0			0			
				Прочие	9 553			2 440			
	Реконструкция										
	17. Строительство системы пожаротушения	25.08.2023	Всего КВ	987 524	139 088	157 653	109 495	91 540	399 313	0	
			ПИР	20 826			0		13 515	0	
			СМР	678 811	89 544	115 523	107 995	90 040	212 054	0	
			Оборудование	151 124	42 419	37 649	0	0	70 809	0	
			Прочие	136 763	7 124	4 481	1 500	1 500	102 935	0	
	Реконструкция										
	18. Строительство факельного хозяйства	25.08.2023	Всего КВ	33 423	0	0	0	18 046	0	0	
			ПИР	4 255							
			СМР	2 592				2 601			
Оборудование			14 440				13 945				
Прочие			12 136				1 500				
Реконструкция											
Итого по объектам второго этапа				Всего КВ	4 710 576	141 071	312 600	1 496 843	1 719 243	788 939	0
ИТОГО по двум этапам	Суммарное количество объектов, шт.	18.01.1900	Всего КВ	9 593 559	1 232 036	2 150 104	2 926 421	1 833 200	788 939	0	
			ПИР	235 785	5 600	19 584	10 000	0	13 515	0	
			СМР	5 983 158	713 147	1 244 196	1 920 621	1 497 816	456 108	0	
			Оборудование	2 575 294	463 168	775 854	787 419	226 073	163 070	0	
			Прочие	799 321	50 121	110 471	208 381	109 312	156 247	0	
			Реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	

* - Завершение СМР I этапа реализации газовой программы запланирован на декабрь 2020г. В 2021 году предусмотрены работы по комплексному опробыванию оборудования, выполнению сезонных работ и благоустройство территории. Завершение строительно-монтажных работ II этапа запланирован на декабрь 2022г. В 2023 году предусмотрены работы по комплексному опробыванию оборудования, выполнению сезонных работ и благоустройство территории

Главный инженер

И.В. Гудков

Главный геолог

Ю.М.Трушин

Заместитель ГД по экономике и финансам

В.В. Жлудов

Заместителя ГД по развитию

П.Н. Дудкин

Начальник УДНГ

А.В.Палий

Начальник УППИПР

Д.А. Пидченко

Начальник УПБиОТ

Д.В. Михалев

Начальник ПУ

А.И. Томилов