



П Р И К А З

«И» Сидоров 20И

№ 373

Об утверждении Газовой программы рационального использования попутного нефтяного на период 2022-2026 годы в рамках Харьягинского СРП

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

п р и к а з ы в а ю :

1. Утвердить Газовую программу рационального использования попутного нефтяного газа на период 2022-2026 годы в рамках Харьягинского СРП (далее – «Программа», прилагается).
2. Приказ от 08 июля 2020 г. № 201 «Об утверждении новой редакции Газовой программы рационального использования ПНГ 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 на период 2022-2026 годы в рамках Харьягинского СРП, на 37 л. в 1 экз.

Генеральный директор

И.Н. Сидоров

Исполнитель: А.Е. Нанин
Тел.: доб. 1778

00ДО-081642

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

УТВЕРЖДЕНА
приказом ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-
добыча Харьяга»

от «*02*» *12* 2021 г. № *373*

**ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА
РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)
НА ПЕРИОД 2022-2026 ГГ.
В РАМКАХ ХАРЬЯГИНСКОГО СРП**

Москва
2021 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
1.1. ВВЕДЕНИЕ.....	3
1.2. ЦЕЛИ.....	4
1.3. ЗАДАЧИ	4
1.4. ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
1.5. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ ДОКУМЕНТА, ЦЕЛЬ ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ	5
II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	5
III. ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА»	7
3.1 ПРОГРАММА ПО ПОВЫШЕНИЮ УРОВНЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА.....	7
3.1.1 <i>Существующая схема использования газа на 2021 год</i>	<i>7</i>
3.1.2 <i>Состав сооружений Газовой программы на период 2022-2026 гг.....</i>	<i>10</i>
3.1.3 <i>Описание схемы актуализированной Газовой программы 2022-2026.....</i>	<i>16</i>
3.1.4 <i>Технологическое назначение объектов Газовой программы 2022-2026.....</i>	<i>19</i>
IV ПРИЛОЖЕНИЯ.....	27

I. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Введение

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

В геологическом разрезе месторождения выявлено 17 продуктивных пластов в отложениях среднего-верхнего девона, нижней-верхней перми и нижнего триаса, объединённых в 6 эксплуатационных объектов. Месторождение открыто в 1970 г. опорной скважиной 1 - Харьяга. Глубокое поисковое бурение начато в 1977 г. Поисково-разведочные работы на месторождении продолжались в течение восьми лет - до 1984 г. В разработку Харьягинское месторождение введено в 1987 г. Разработка и добыча нефти 2-го и 3-го объектов Харьягинского месторождения ведется в соответствии с Соглашением о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции (далее – «СРП»), подписанным 20 декабря 1995 г.

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

Доли участников в составе Инвестора СРП:

АО «Зарубежнефть» - 20%;

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

Компания «Статойл Харьяга АС» - 30%;

Компания «ТотальЭнерджис Разведка Разработка Россия» - 20%;

АО «Ненецкая нефтяная компания» – 10%.

1.2. Цели

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

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

1.3. Задачи

Основными задачами Газовой программы являются:

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

1.4. Область действия

В подготовке и реализации Газовой программы участвуют:

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

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

1.5. Период действия документа, цель внесения изменений и порядок внесения изменений

Газовая программа вводится в действие с момента её утверждения Генеральным директором ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» и действует до замены приказом по Обществу, программа подлежит пересмотру по мере необходимости.

Целью изменений, вносимых данной редакцией Газовой программы является перераспределение инвестиционных расходов между периодами ее реализации. Состав сооружений, ранее утвержденный приказом от 08.07.2020 №201 «Об утверждении новой редакции Газовой программы рационального использования ПНГ ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"» и согласованный Решением Объединенного комитета Харьягинского СРП от 18.12.2020 №ОК66/8 в данной редакции, не изменяется.

Данная редакция Газовой программы на период 2022-2026 гг. заменяет собой редакцию Газовой программы, утвержденную приказом №201 от 08.07.2020 «Об утверждении новой редакции Газовой программы рационального использования ПНГ ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"».

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

II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей программе применяются следующие термины и определения:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В тексте применены следующие сокращения:

ГТУ – газотурбинная установка.

ГТЭС – газотурбинная электростанция.

ЦПС – центральный пункт сбора.

НСЖ – нефтесодержащая жидкость.

АО – акционерное общество.

ООО – общество с ограниченной ответственностью.

ПНГ – попутный нефтяной газ.

СМР – строительно-монтажные работы.

ШМР – шеф-монтажные работы.

ПНР – пуско-наладочные работы.

СРП – соглашение о разделе продукции.

УПН – установка подготовки нефти.

КУУГ – коммерческий узел учета газа.

УКПГ – установка комплексной подготовки газа.

МВт – мегаватт.

млн. – миллион.

СИКГ – система измерения количества газа.

ФВД – факел высокого давления.

ФНД – факел низкого давления.

АВО – аппарат воздушного охлаждения.

УОГ – установка (блок) обезвоживания газа.

III. ГАЗОВАЯ ПРОГРАММА ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

3.1 Программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа

3.1.1 Существующая схема использования газа на 2021 г.

В настоящее время (по состоянию на 2021 год) добыча ПНГ в рамках Харьягинского СРП составляет около 200 млн. м³/год; 35 % ПНГ используется на генерацию электроэнергии ГТЭС X-7003 A/B/C/D, 10% на нужды технологических установок по подготовке нефти, 17% - поступает на реализацию (покупатель - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»). Уровень использования газа,

прогнозируемый на 2021 год, составляет около 62%. Остальной добытый попутный нефтяной газ сжигается на факельной установке. Существующая схема подготовки газа реализована следующим технологическим процессом:

Газ первой ступени сепарации из входных сепараторов V-1506, V-1507, V-1501 подается в емкость топливного газа высокого давления V-6003, из сепаратора топливного газа высокого давления V-6003 очищенный от капельной жидкости газ поступает в электрический подогреватель ЕН-6003, предназначенный для подогрева топливного газа и предотвращения образования конденсата в оборудовании ниже по потоку. Нагретый топливный газ направляется на ГТЭС X-7003 А/В/С/Д и в топливную систему низкого давления V-6002.

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

Адсорбционная установка подготовки газа

Основной целью процесса адсорбционной подготовки газа является отделение капельной жидкости, осушка, удаление сероводорода и меркаптанов для дальнейшей транспортировки через коммерческий узел учета газа в ГТС ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

Процесс адсорбционной подготовки газа состоит из следующих стадий:

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

Переключение клапанов осуществляется с помощью логического контроллера.

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

Предусмотрен адсорбент (цеолит) с циклом адсорбции 10 часов. Цикл регенерации составляет 10 часов и состоит из периода нагрева 6 часов и охлаждения 4 часа.

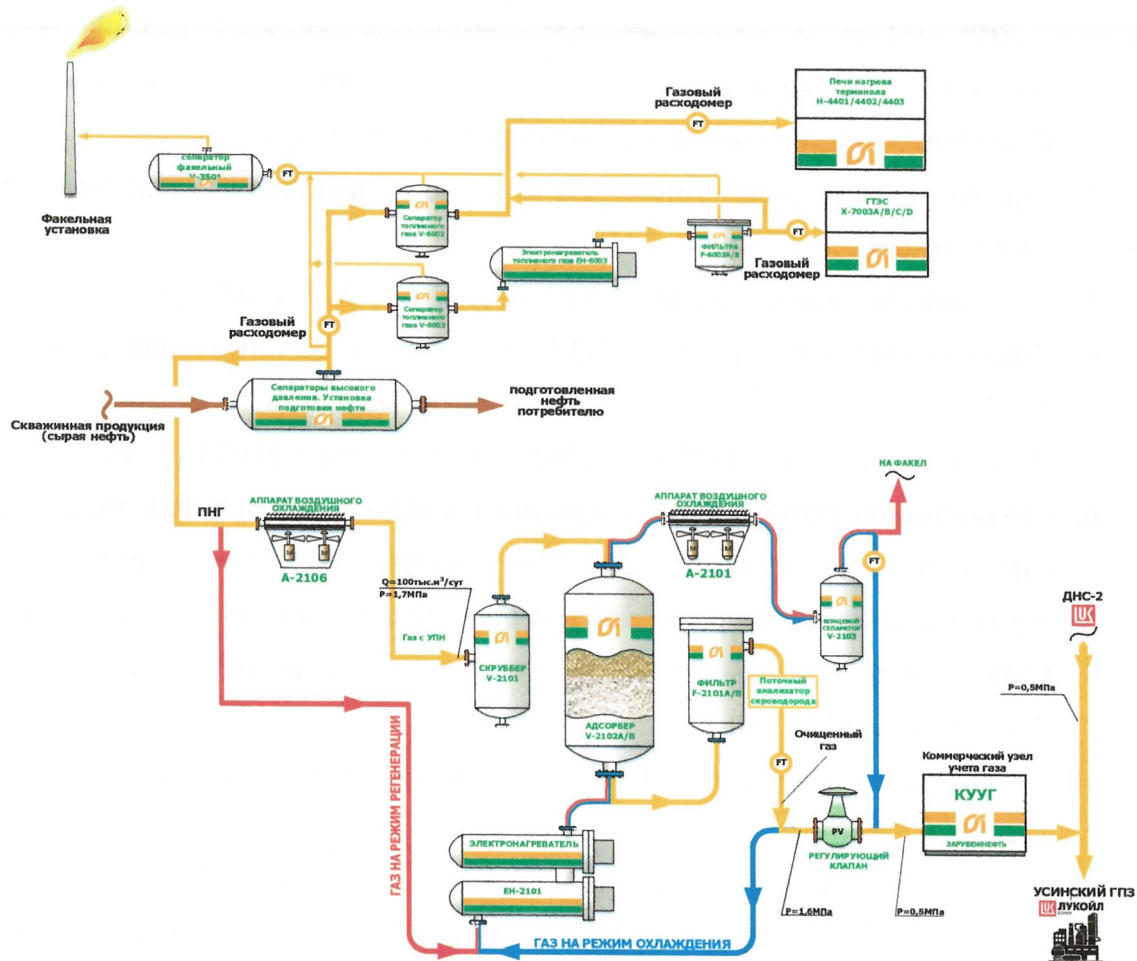
Коммерческий узел учета газа (X-13501)

КУУГ (X-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.

Принципиальная схема существующей системы подготовки газа представлена на Рис.1.

Представленная технологическая схема позволяет достичь уровня использования ПНГ в 2021 году 62%, а также в 2027 году обеспечить достижение уровня полезного использования ПНГ 95% при снижении уровня добычи ПНГ. Увеличение уровня полезного использования ПНГ на период 2021-2027 гг. представлено в следующих разделах.

Рис. 1 Принципиальная схема существующей системы подготовки газа



3.1.2 Состав сооружений Газовой программы на период 2022-2026 гг.

Состав сооружений Газовой программы 2022-2026 гг. не меняется; он сформирован на основе объектов, выделенных из проекта «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3. Пакет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства» с исключением части объектов, входивших в версию Газовой программы 2018-2024 гг. и включением дополнительных объектов. Газовая программа включает строительство и ввод в эксплуатацию объектов подготовки и компримирования газа:

1. Строительство установки aminoочистки X-13001 тит.002/1;
2. Строительство эстакады тит.027/1.8 к установке комплексной подготовки газа X-13001 тит.002;
3. Строительство установки обессоливания воды X-15312 тит.002/3;
4. Строительство эстакады тит.027/1.9 к установке обессоливания воды X-15312 тит.002/3;
5. Модернизация установки (блока) обезвоживания газа X-2100 тит.034;
6. Строительство азотной установки высокой чистоты (99,9%) X-6402 тит.011/6.1;
7. Строительство эстакады тит. 027/1.23 от установки азота X-6402 тит.011/6.1;
8. Модернизация газокompрессорной станции низкого давления X-2102 тит.003/3;
9. Строительство эстакады тит. 027/1.15 от здания подстанции тит.023/2 на эстакаду Восточная тит.027/1.10;
10. Строительство эстакады тит.027/1.11 к факельной системе низкого давления X-13601 тит.005;
11. Строительство факельной системы низкого давления X-13601 тит.005;
12. Строительство эстакады тит.027/1.25 к факелу низкого давления X-13601 тит.005;
13. Строительство главной трансформаторной подстанции тит.023;
14. Строительство эстакады Восточная тит.027/1.10;
15. Строительство системы очистки технической и дождевой воды тит.009;
16. Строительство эстакады тит.027/1.12 к очистным сооружениям тит.009/1;
17. Строительство эстакады тит.027/1.7 к газокompрессорной среднего давления X-13101 тит.003;
18. Строительство газокompрессорной установки среднего давления X-13101 тит.003;
19. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии—X-7003 E/F тит.001;
20. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления тит.018;
21. Строительство системы теплоносителя тит.017;

22. Строительство открытой дренажной системы тит.010;
23. Строительство системы пожаротушения тит.015;
24. Существующие эстакады тит. 027/1.18 (модернизация);
25. Факельное хозяйство X-3500 тит.019;
26. Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2;
27. Газотурбинная установка выработки электроэнергии X-7003 A/B/C/D.

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

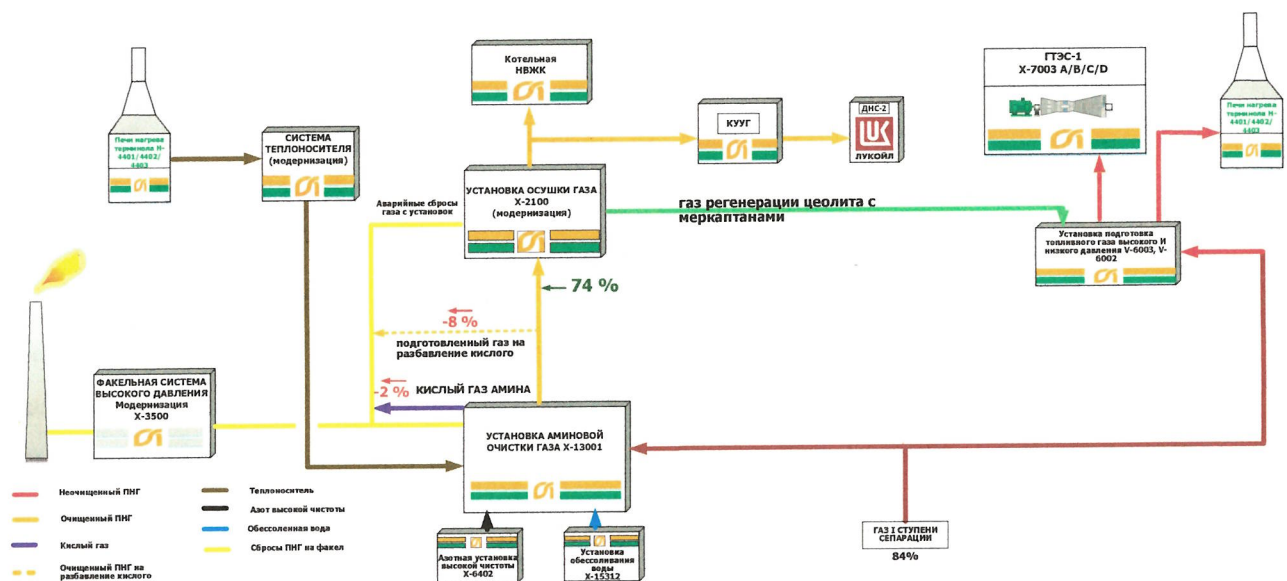
I этап завершается строительством в 2021 году и с 2022 года обеспечивает очистку от сероводорода ПНГ 1 ступени сепарации в остаточном объеме газа, не использованного на собственные нужды, с реализацией подготовленного ПНГ в газотранспортную сеть ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На собственные нужды, такие как печи нагрева теплоносителя и ГТЭС «Siemens», используется неочищенный газ. Для Котельной нового вахтового поселка предусматривается питание подготовленным ПНГ. Уровень использования ПНГ в 2022 году - 74%.

В состав первого этапа входит:

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

На рисунке 2 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска I этапа Газовой программы 2022-2026 гг. на период эксплуатации 2022-2024 гг.

Рисунок 2. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска объектов I этапа Газовой программы 2022-2026 гг. на период эксплуатации 2022-2024 гг.



II этап реализуется в период 2021-2025 гг. с полным завершением строительства вспомогательных инженерных сооружений к 2025 г. Сооружения II этапа обеспечивают очистку от сероводорода ПНГ 1, 2 и 3 ступеней сепарации в полном объеме для перевода всех потребителей на использование очищенного ПНГ на собственные нужды. В эксплуатацию вводится новый потребитель очищенного ПНГ - ГТЭС «Solar» для генерации электроэнергии для собственных нужд. На собственные нужды (печи нагрева теплоносителя, ГТЭС «Siemens», ГТЭС «Solar») используется очищенный от сероводорода газ. После ввода всех объектов II этапа обеспечивается сбор сточных вод с вновь вводимых объектов и площадок, а также приведение системы учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 в соответствие с новой технологической схемой. Уровень использования ПНГ в 2024 году составляет 79%, в период 2025-2026 гг. - 84%.

В состав второго этапа входит:

11. Строительство факельной системы низкого давления X-13601 тит.005;
12. Строительство эстакады тит.027/1.25 к факелу низкого давления X-13601 тит.005/1;
13. Строительство эстакады тит. 027/1.15 от здания подстанции тит.023/2 на эстакаду Восточная тит.027/1.10;
14. Строительство эстакады Восточная тит.027/1.10;
15. Строительство эстакады тит.027/1.12 к очистным сооружениям тит.009/1;
16. Строительство системы очистки технической и дождевой воды тит.009;
17. Строительство эстакады тит.027/1.7 к газокomppressorной среднего давления X-13101 тит.003;
18. Строительство газокomppressorной установки среднего давления X-13101 тит.003;

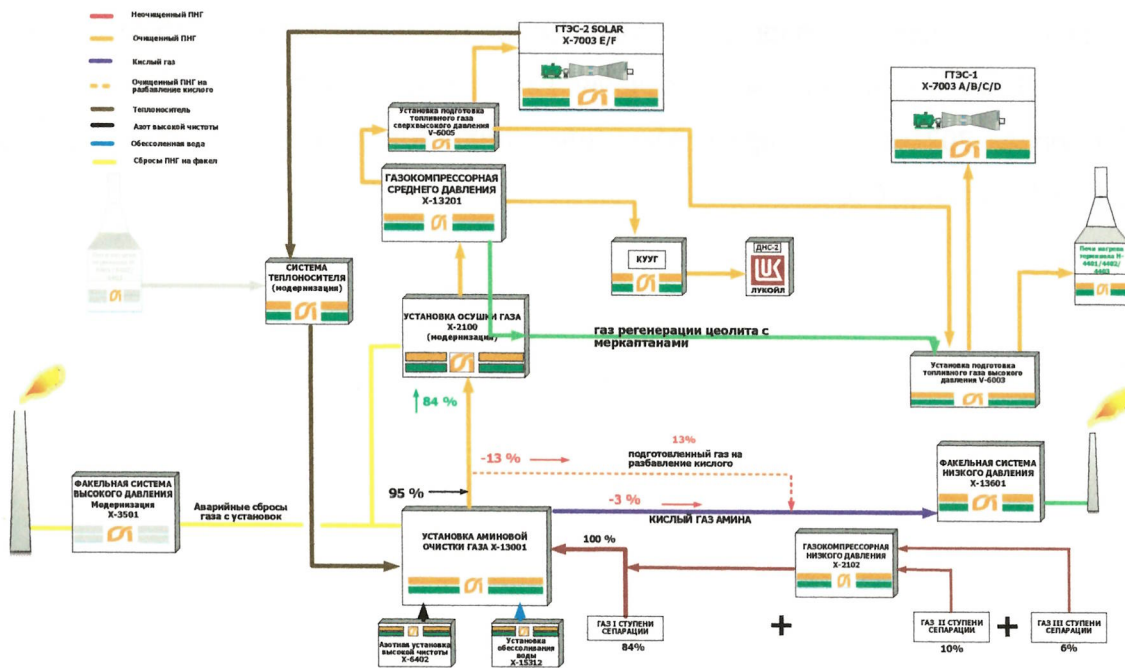
19. Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии X-7003 E/F тит.001;
20. Модернизация газокompрессорной станции низкого давления X-2102 тит.003/3;
21. Строительство эстакады тит.027/1.11 к факельной системе низкого давления X-13601 тит.005;
22. Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления, реконструкция установки подготовки топливного газа высокого и низкого давления тит.018;
23. Строительство открытых дренажных систем тит.010
24. Существующие эстакады тит. 027/1.18 (модернизация)
25. Факельное хозяйство тит.019
26. Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2
27. Реконструкция ГТЭС X-7003 A/B/C/D

Также с учетом технологического назначения для I и II этапов условно выделен второй этап объектов представленных в перечне объектов I этапа:

28. Строительство главной трансформаторной подстанции тит.023-II этап;
29. Строительство системы теплоносителя тит.017 - II этап
30. Строительство системы пожаротушения тит.015 - II этап

На рисунке 3 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ после запуска объектов II этапа Газовой программы 2022-2026 гг. на период эксплуатации 2024-2026 гг.

Рисунок 3. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ на период эксплуатации 2024-2026 гг.



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

На рисунке 4 представлена принципиальная схема подготовки и использования ПНГ начиная с 2027 года.

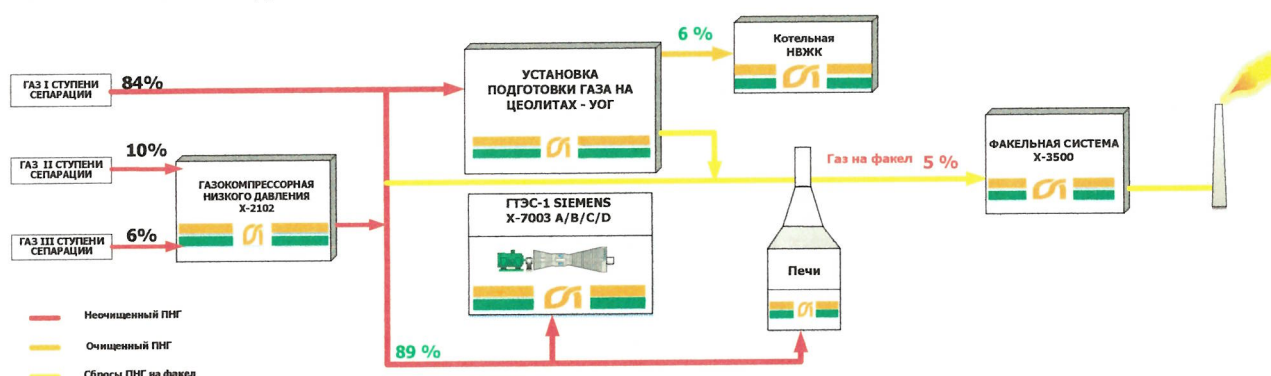


Рисунок 4. Принципиальная схема подготовки и использования ПНГ начиная с 2027 года.

На рисунке 5 представлены суммы платы за сжигание ПНГ в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации за период 2021-2027 гг. В период 2025-2026 гг. экспертно учтены затраты на техническое перевооружение ГТЭС «Siemens» X – 7003 A/B/C/D для обеспечения стабильной работы при потреблении ПНГ от 1, 2 и 3 ступеней сепарации с более высоким содержанием сероводорода и теплотворной способностью. ГТЭС «Siemens» является ключевым объектом полезного использования ПНГ. Ожидаемый суммарный объем выплат за НВОС в период 2021-2027 гг. при условии инвестирования реализации Газовой программы составляет 178 млн. рублей.

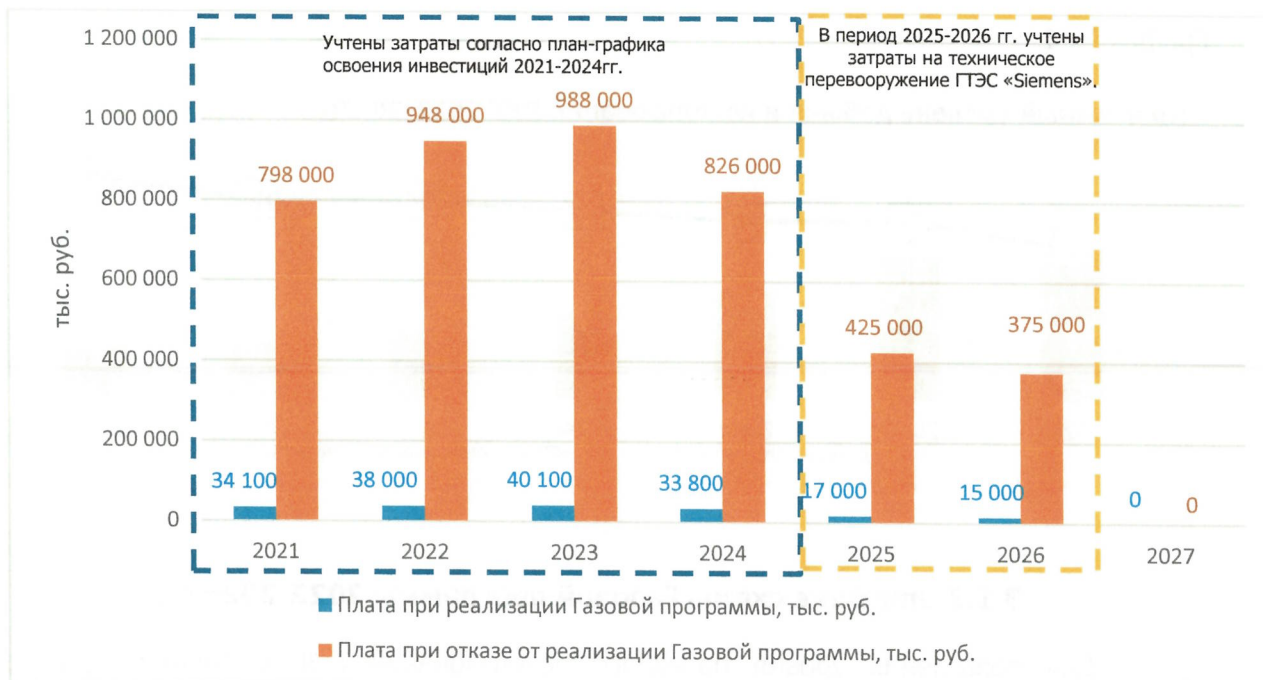


Рисунок 5. Сведения о суммах платы за сжигание ПНГ в период 2021-2027 гг. в случае реализации Газовой программы и отказа от её реализации

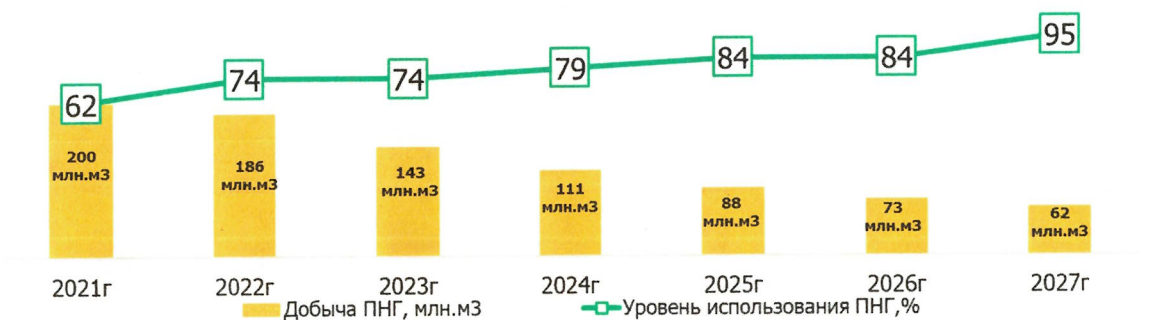
Динамика изменения уровня добычи, использования и дефицита ПНГ на период 2021-2027 годы представлена в Таблице № 1 и на Графике № 1.

Таблица № 1.

Прогноз добычи и использования попутного газа в 2021-2027 годах

Использование ПНГ	Объем ПНГ, млн. м. куб.						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Харьягинское СРП							
Добыча ПНГ	200	186	143	111	88	73	62
Сжигание ПНГ	75	49	38	23	14	12	3
Уровень использования ПНГ, %	62	74	74	79	84	84	95
Полезное использование, в т.ч.:	125	137	105	88	74	62	59
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	34	47	9	0	0	0	0
Выработка тепловой и электр.	71	70	84	76	62	51	44
Технологические нужды	19	20	12	12	12	11	15
Технологические потери	0,34	0,32	0,24	0,19	0,15	0,12	0,11
Дефицит ПНГ	0	0	0	0	14	22	26

График № 1

Прогнозный уровень добычи и использования ПНГ 2022-2027гг**3.1.3 Описание схемы Газовой программы 2022-2026 гг.**

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

Подготовка газа включает в себя:

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

Также в составе проекта предусматривается:

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

Описание технологической блок-схемы ЦПС после запуска объектов Газовой программы

Нефтесодержащая жидкость (НСЖ) от существующих добывающих скважин собирается в общий коллектор и поступает во входные трехфазные сепараторы поз. V-1501, поз. V-1506 и поз. V-1507. После сепарации газ направляется на установку аминовой очистки газа X-13001 или в блок X-2101.

После подогрева нефть общим потоком поступает на вторую ступень сепарации и сброса воды в трехфазный сепаратор V-1503 (сущ.). газ отводится на вторую ступень компримирования компрессора низкого давления K-2102A/B (сущ.), а нефть подается на обессоливание и обезвоживание в электродегидратор поз. V-1504 (сущ.).

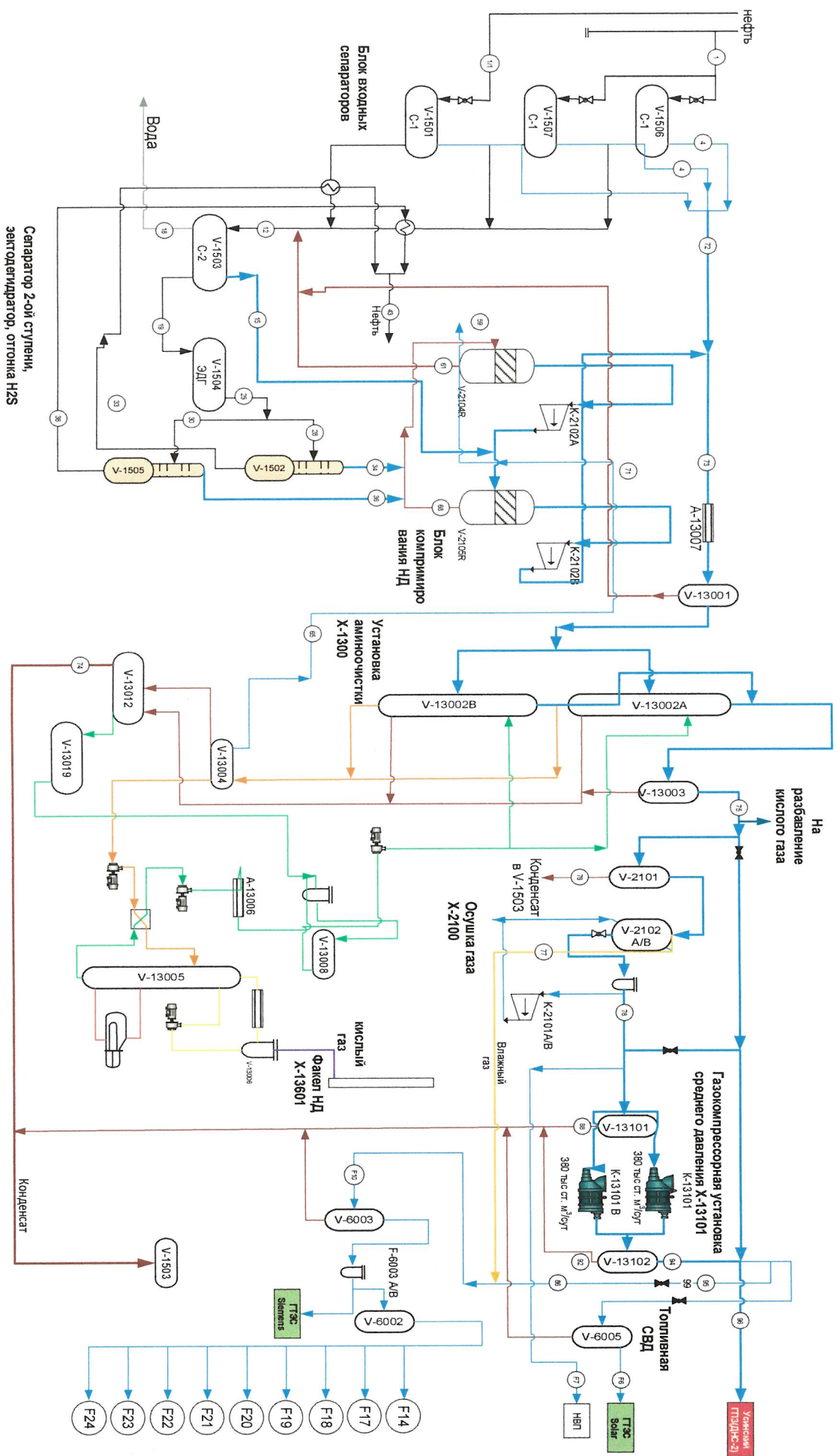
Стабилизация и обессеривание нефти обеспечивается в стриппинг-колоннах поз. V-1502 (сущ.) и поз. V-1505 (сущ.). Подготовленная нефть из кубов колонн откачивается

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.

Подготовленная кондиционная (товарная) нефть после концевой холодильника нефти поз. A-1701 может поступать на экспортные насосы напрямую или в новую емкость дегазатор поз. V-12404, предназначенную для отделения остаточных нефтяных газов, которые сбрасываются в факельный коллектор низкого давления. Из емкости дегазатора нефть самотёком поступает в резервуар хранения кондиционной нефти поз. T-12401 (нов.).

Источником газоснабжения установок ЦПС является внутренняя сеть топливного газа, полученного из попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ, поступающий в смеси с нефтью от нефтедобывающих скважин, выделяется в трехфазных сепараторах нефть/вода/газ поз. V-1501, V-1506, V-1507. Так как выделенный в сепараторах поз. V-1501, V-1506, V-1507 попутный газ содержит до 1,5% сероводорода, он поступает на установку сероочистки поз. X-13001 (нов.). Газ низких ступеней сепарации поступает в двухступенчатый компрессор низкого давления K-2102 A/B и после компримирования также направляется на вход установки аминовой очистки газа. Очищенный на X-13001 от сероводорода газ далее подается на осушку до точки росы минус 38°C на установку обезвоживания газа X-2100 (модерн.). Осушенный газ далее делится на три потока; по одному потоку газ направляется на установку компримирования газа среднего давления поз. X-13101 (нов.) и с давлением 3,8 МПа (и) через узел поддержания давления направляется на установку подготовки топливного газа сверхвысокого давления в V-6005, по второму потоку избыток газа через систему учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 поступает в газопровод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» как товарный газ, и по третьему потоку газ направляется на котельную нового вахтового поселка (НВП). Из емкости V-6005 топливный газ сверхвысокого давления направляется к Газотурбинным установкам выработки электроэнергии (ГТУ) поз. X-7003E/F, (нов.). Узел учета экспортного газа X-13501 (нов.) расположен на территории ЦПС и подключен к газопроводу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в районе ДНС-2 в 1 км от ЦПС. Газ регенерации адсорберов поз. V-2102A/B с установки осушки поз. X-2100 (реконстр.) 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. Технологическая блок-схема ЦПС представлена на Рис.6.

Рисунок 6. Технологическая блок-схема ЦПС



3.1.4 Технологическое назначение объектов Газовой программы 2022-2026

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

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

В состав комплексной установки входят:

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

Установка очистки газа от сероводорода X-13001 предназначена для очистки попутного нефтяного газа от сероводорода 45,5% раствором МДЭА. Очищенный от сероводорода газ далее направляется в установку (блок) обезвоживания газа X-2100. Сероводородсодержащий (кислый) газ, выделенный при регенерации насыщенного сероводородом раствора МДЭА, направляется в факельный коллектор. Для разбавления кислого газа перед сжиганием используется ПНГ с выхода установки аминовой очистки или ПНГ 3-й ступени сепарации.

Факельная система низкого давления X-1360 тит.005

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

От установки очистки газа от сероводорода X-13001.

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

Факельная установка X-1360 включает в себя:

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

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

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

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

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

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

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

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

Прокладка кабельной продукции от/к технологическим объектам Газовой программы.

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

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

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

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

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

Прокладка трубопроводов и кабельной продукции к очистным сооружениям.

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

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

Реконструкция существующих эстакад тит. 027/1.18

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

Открытая дренажная система тит.010

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

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

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

Система очистки технической и дождевой воды тит.009

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

Эстакада Восточная тит.027/1.10

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

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

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

Также предусматривается работа X-2100 в режиме сероочистки.

Газокомпрессорная установка среднего давления X-13101 тит.003

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

- поршневые компрессоры поз. К-13101 А/В (2х100%);
- сепаратор на входе компрессоров среднего давления поз. V-13101;
- сепаратор на выходе компрессоров среднего давления поз. V-13102;
- аппараты воздушного охлаждения поз. А-13101А/В и поз. А-13102 А/В.

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

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

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

Существующая газокомпрессорная низкого давления будет модернизирована для применения в новой технологической схеме. Сжатый газ из системы компримирования низкого давления будет направляться на новую установку обессеривания газа. Модернизация компрессорной установки низкого давления заключается в установке компрессора К-2102А/В (комплектной поставки), замене каплеотбойных сепараторов и демульсаторов. 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 сверхвысокого давления тит.018

Новая система топливного газа сверхвысокого давления станет дополнением к существующей системе топливного газа высокого и низкого давления. Новая система будет снабжать топливным газом ГТЭС «Solar» поз. X-7003Е/Ф, а также котельную нового вахтового поселка. В новую систему топливного газа сверхвысокого давления газ поступает после газокомпрессорной установки среднего давления поз. X-13101. Газ поступает в емкость топливного газа сверхвысокого давления поз. V-6005, где жидкость отделяется от топливного газа и направляется в трехфазный сепаратор второй ступени поз. V-1503. Газ в систему

топливного газа высокого давления в нормальных условиях будет подаваться из установки компримирования газа среднего давления поз. X-13101 совместно с регенерационным газом из установки осушки газа поз. X-2100. Газ из входных сепараторов поз. V-1506/1507 будет подаваться только во время пуска. Модернизация системы топливного газа низкого давления ограничивается организацией точек подключения новых потребителей:

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

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

Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2

В рамках газовой программы предусмотрено приведение системы учета и транспортировки подготовленного газа к новой технологической схеме.

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

Система учета и транспортировки подготовленного газа включает в себя:

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

Факельная система высокого давления X-3500 (Факельное хозяйство) тит.019

Проведенные исследования показали, что размеры коллектора и ствола факела высокого давления X-3500R достаточны для дальнейшей эксплуатации. Коллектор факела высокого давления в настоящее время имеет диаметр 400 мм и остается неизменным, несмотря на увеличение противодействия. В факельную систему высокого 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).

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

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

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

Установка обессоливания воды X-15312 тит.002/3

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

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

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

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

Установка производства азота высокой чистоты предназначена для предотвращения разложения раствора МДЭА на Установке аминовой очистки газа от сероводорода X-13001 и

для удаления кислорода на установке обессоливания воды X-15312. МДЭА разлагается в присутствии более 100 об.ч/млн кислорода. Все сосуды аминовой системы имеют азотную подушку и должны снабжаться высокочистым азотом. Расчетная производительность установки равна 100 ст.м³/час азота с чистотой выше 99,99%.

Главная трансформаторная подстанция тит.023

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

Подстанция предназначена для подключения новых технологических потребителей 0,4 кВ, 6 кВ. Подстанция размещается на территории существующей технологической площадки ЦПС. Распределительные трансформаторные подстанции представляют собой одноэтажные здания, поднятые над землей.

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

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

В здании ТП тит. 023/1 размещено:

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

- щиты системы электрообогрева;
- вспомогательное оборудование и системы.

В здании ТП тит. 023/2 размещено:

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

- щиты системы электрообогрева;
- вспомогательное оборудование и системы.

Система теплоносителя тит.017

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

Строительство (расширение) системы теплоносителя требуется для обеспечения питания новых потребителей (установка аминовой очистки X-13001, газокompрессорная среднего давления X-13101 и др.), снижения нагрузки на существующие печи нагрева

теплоносителя за счет реализации системы рекуперации тепла от отходящих дымовых газов на новой газотурбинной электростанции X-7003 E/F.

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

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

Все потребители Очереди 3 разработки месторождения обеспечиваются теплом за счет установок утилизации отходящего тепла двух новых газотурбинных генераторов (X-7003E/F) и двух существующих огневого подогревателей теплоносителя Очереди 2 разработки месторождения (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 огневого подогревателя (печи).

Система пожаротушения тит.015

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

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

Газотурбинная установка выработки электроэнергии «Siemens» X-7003A/B/C/D

В рамках технического перевооружения ГТЭС в период 2025-2026 гг. планируется выполнить замену газогенераторов и силовых турбин с модернизацией топливной системы, для обеспечения стабильной работы при потреблении ПНГ от 1,2 и 3 ступеней сепарации с более высоким содержанием сероводорода и теплотворной способностью, что позволит достигнуть 95% уровня использования ПНГ.

ГТЭС «Siemens» X-7003A/B/C/D является главным потребителем ПНГ и предназначена для выработки электроэнергии собственных нужд. Основным топливом для ГТЭС является ПНГ, установка может работать как на неочищенном ПНГ с содержанием сероводорода и

меркаптанов, так и на подготовленном. Для топлива на ГТЭС используется ПНГ с первой ступени сепарации. После ввода в эксплуатацию газокompрессорной установки среднего давления X – 13101 питание ГТЭС «Siemens» будет осуществляться подготовленным ПНГ. В 2027 году запланирован возврат на текущую схему питания неочищенным ПНГ, что обеспечит достижение уровня полезного использования 95% при снижении уровня добычи ПНГ.

IV ПРИЛОЖЕНИЯ

В Приложении № 1 представлены объекты инвестиционной газовой программы ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга" на период 2022-2026 гг., в Приложении №2 представлен баланс по видам использования ПНГ на период 2022-2026 гг. В Приложении № 3 представлен календарный план-график выполнения мероприятий Газовой программы ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» на 2022-2026 гг., в Приложении №4 представлен план освоения финансирования.

Приложение 1 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА"

Наименование проекта (объекта) использования ЦНП	Наименование объектов, технологий, аппаратурных средств	Планируемая дата ввода объекта в эксплуатацию	Максимальная проектная мощность объекта, млн. м³/сут./год	Показатели	Показатели по годам					Суммарное капитальное вложение, тыс. рублей, без НДС											
					2022 год																
					I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал	2022 год												
Первый этап строительства Проект обустройства Харьягинского месторождения, очередь 3. Пикет 4. Модернизация центрального пункта сбора. Выделение этапов строительства	Строительство установок обезвоживания воды X-1531.2. пп. 002/3	Декабрь 2024	267	Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	178 966	15 489	41 242	3 000	238 698	36 000	0	0	0	0	0	0	0	274 698			
				предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				субсидиальное	54 256	9 210	35 515	3 000	101 982	0	36 000	0	0	0	0	0	0	0	0	137 982	
				реконструктивное	124 710	6 279	5 727	0	136 716	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	136 716
				реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	2 173	22 859	2 917	2 083	30 032	17 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47 032	
				предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				субсидиальное	2 173	22 859	2 917	2 083	30 032	17 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47 032
				реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	9 236	11 000	158	4 167	24 560	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24 560
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	9 236	11 000	158	4 167	24 560	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24 560				
реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	6 306	9 385	0	0	15 691	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15 691				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	3 877	9 385	0	0	13 262	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13 262				
реконструктивное	2 429	0	0	0	2 429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 429				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	92	9 583	2 566	1 458	13 700	26 511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 211				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	92	9 583	2 566	1 458	13 700	26 511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 211				
реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	1 724	13 408	26 853	32 808	74 794	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74 794				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	1 724	9 000	23 073	32 808	66 606	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66 606				
реконструктивное	0	4 408	3 780	0	8 188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8 188				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	3 000	9 000	3 000	0	15 000	21 129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57 258				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	3 000	9 000	3 000	0	15 000	21 129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57 258				
реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	0	7 553	0	0	7 553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 553				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	0	7 553	0	0	7 553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 553				
реконструктивное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	5 000	15 550	2 595	0	23 145	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43 145				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	5 000	15 000	0	0	20 000	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 000				
реконструктивное	0	550	2 595	0	3 145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 145				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	38 455	29 836	42 022	13 157	123 470	58 661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	212 131				
предельное	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
субсидиальное	38 455	29 500	42 022	13 157	123 134	58 661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	211 795				
реконструктивное	0	336	0	0	336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336				
Финансирование капитальных вложений, тыс. руб., в т.ч.:	244 951	143 664	121 354	56 674	566 643	169 301	56 129	5 000	0	0	0	0	0	0	0	0	797 073				
Итого по объектам 1 го этапа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

Продолжение приложения 1 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

Наименование проекта, аффективного исполнения ПИ	Наименование объектов, черепячий, их технические характеристики	Планируемая дата ввода объекта в эксплуатацию	Максимальная проектная мощность объекта, млн. мкуб./год	Показатели	Показатели по годам							Суммарное финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, без НДС			
					2022 год				2023 год	2024 год	2025 год		2026 год		
					I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал							
11	Строительство газотурбинной установки мощностью 70033Е тип 001	Декабрь 2024	58	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	2 500	2 500	11 788	11 155	27 943	280 000	0	0	0	307 943	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	2 500	2 500	11 788	11 155	27 943	280 000	0	0	0	0	307 943
12	Строительство газоконденсаторной установки среднего давления X-13101 тип 003	Декабрь 2024	277	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	19 238	133 366	14 966	0	167 599	45 000	141 083	0	0	353 682	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	13 982	2 917	3 167	0	20 065	45 000	141 083	0	0	0	206 148
13	Строительство установки голубого газа сверхвысокого давления	Декабрь 2024	90 (СВ,Д, В,Л)	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	5 271	15 000	3 200	9 534	33 005	36 946	65 020	0	0	134 971	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	2 300	15 000	3 200	9 534	30 034	36 946	65 020	0	0	0	132 000
14	Модернизация газоконденсаторной установки низкого давления X-2102 тип 003/3.2	Декабрь 2023	99	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	0	2 917	126 652	833	130 402	0	0	0	0	130 402	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	0	2 917	126 652	833	130 402	0	0	0	0	0	130 402
15	Строительство факельной системы низкого давления тип 005	Февраль 2026	23	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	762	15 438	5 000	0	21 200	31 770	0	0	0	52 970	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	762	15 438	5 000	0	21 200	31 770	0	0	0	0	52 970
16	Строительство факельного хозяйства тип 019	Декабрь 2023	178	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	0	6 818	0	0	6 818	0	0	0	0	6 818	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	0	6 818	0	0	6 818	0	0	0	0	0	6 818
17	Строительство Эстакады Тип 027.1.11 к тип 005 (Факельная система низкого давления)	Февраль 2026	-	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Строительство Эстакады Тип 027.1.12 от тип 027.1.11 к тип 005.1 (Факел)	Февраль 2026	-	Финансирование капиталных вложений, тыс. рублей, в т.ч.:	0	6 848	0	0	6 848	0	0	0	0	6 848	
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				строительные работы	0	6 848	0	0	6 848	0	0	0	0	0	6 848

Продолжение приложения 1 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА"

Наименование проекта эффективного использования ПИИ	Наименование объектов, для выполнения работ, их кадастровые номера	Планируемая дата ввода объектов в эксплуатацию	Максимальная проектная мощность объекта, млн. куб.м/год	Планируемые показатели	Исполнение по годам					Суммарное финансирование инвестиций, тыс. рублей, без НДС						
					2022 год				2023 год		2024 год	2025 год	2026 год			
					I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал								
19	Строительство Эстакады Лиг. 0271.17 к пгт. 003 (Газопереборная станция среднего давления)	Февраль 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	1 145	2 141	0	0	3 286	50 000	0	0	0	59 286		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	1 145	0	0	0	1 145	50 000	0	0	0	0	51 145	
				оборудование	0	2 141	0	0	2 141	0	0	0	0	0	0	2 141
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Строительство Эстакады Восточной Лиг. 0271.10	Февраль 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	0	0	0	13 040	0	0	0	13 040		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	0	0	0	13 040	0	0	0	0	13 040	
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	Модернизация существующей эстакады Лиг. 0271.18	Декабрь 2025	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	2 917	15 000	3 428	0	21 345	21 089	171 089	72 000	285 523		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	2 917	15 000	3 428	21 345	21 089	171 089	72 000	0	285 523		
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
22	Строительство Фаналы Лиг. 0271.15 Выход из эстакады Лиг. 0271.2 (Часть излучающей трубы) на Эстакаду Восточная Лиг. 0271.10	Февраль 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	7 418	10 000	0	17 418	0	0	0	17 418		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	7 418	10 000	0	17 418	0	0	0	0	17 418	
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23	Строительство системы очистки сточных вод и канализации пгт. 009	Февраль 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	171 073	55 396	35 396	261 865		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	0	0	0	595	55 396	35 396	0	91 387		
				оборудование	0	0	0	0	0	170 478	0	0	0	170 478		
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
24	Строительство Отстойных дренажных систем пгт. 010	Декабрь 2024	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	961	20 805	0	21 766		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	0	0	0	0	961	20 805	0	21 766		
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
25	Строительство Эстакады Лиг. 0271.12 к пгт. 009 (Очистная соржежница)	Февраль 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	20 350	0	0	20 350		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	0	0	0	0	20 350	0	0	0	20 350	
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	Строительство Системы учета и трансформации подготовленного газа от ЦПС до ДПС-2	Декабрь 2023	55	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	1 667	5 000	0	5 334	12 000	9 071	0	0	0	21 071		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	1 667	1 667	0	0	3 333	0	0	0	0	3 333		
				оборудование	0	3 333	0	5 334	8 667	9 071	0	0	0	17 738		
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
27	Реконструкция газораспределительной станции в пгт. 009 (Х. 7003.1В.СД) (оборудование розничного здания на реконструкция)	Декабрь 2026	-	Финансирование капитальных затрат, тыс. рублей, в т.ч.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
				проектирование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				строительство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				оборудование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				реконструкция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого по объектам 1 го этапа					30 583	200 365	186 635	30 284	447 864	659 950	473 743	107 396	0	1 687 953		

В приложении даны по объектам указаны с учетом группового ввода в соответствии с проектной документацией, получившей положительное заключение

Вид эффективного использования ПНГ	Объем ПНГ, млн. м. куб.									
	2022 год				2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	
	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал						
Харьягинское месторождение										
Добыча НЕФТИ, тыс. тонн	382,4	385,5	368,6	363,6	1500	1232	996	797	665	
Добыча ПНГ	48,4	48,3	45,1	43,8	185,6	142,5	110,9	87,9	73,5	
Сжигание ПНГ	12,3	13,2	11,5	11,2	48,2	37,0	23,3	14,0	11,7	
Уровень использования ПНГ, %	74	73	74	74	74	74	79	84	84	
Полезное использование, в т.ч.:	36,0	35,1	33,6	32,6	137,4	105,5	87,6	74,0	61,7	
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	12,8	12,8	11,9	9,6	47,0	9,1	0	0,0	0,0	
Выработка тепловой и электр. энергии	18,4	16,9	16,4	18,8	70,4	83,8	75,9	62,2	50,8	
Закачка в пласт	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	
Прочие виды использования	4,8	5,4	5,3	4,2	19,7	12,4	11,5	11,6	10,8	
Технологические потери	0,08	0,08	0,08	0,07	0,31	0,24	0,19	0,15	0,12	
ИТОГО по компании, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Добыча НЕФТИ, тыс. тонн	382,4	385,5	368,6	363,6	1500,1	1407,4	1302,7	1078,0	944,0	
Добыча ПНГ	48,4	48,3	45,1	43,8	185,6	142,5	110,9	87,9	73,5	
Сжигание ПНГ	12,3	13,2	11,5	11,2	48,2	37,0	23,3	14,0	11,7	
Уровень использования ПНГ, %	74	73	74	74	74	74	79	84	84	
Полезное использование, в т.ч.:	36,0	35,1	33,6	32,6	137,4	105,5	87,6	74,0	61,7	
Поставка в ЕСГ, ГПЗ, переработка	12,8	12,8	11,9	9,6	47,0	9,1	0,0	0,0	0,0	
Выработка тепловой и электр. энергии	18,4	16,9	16,4	18,8	70,4	83,8	75,9	62,2	50,8	
Закачка в пласт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Прочие виды использования	4,8	5,4	5,3	4,2	19,7	12,4	11,5	11,6	10,8	
Технологические потери	0,08	0,08	0,08	0,07	0,31	0,24	0,19	0,15	0,12	

Приложение 3 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА"

Календарный план-график выполнения мероприятий Газовой программы по ООО "Зарубежнефть-добыча Харьяга" на 2022-2026гг

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб		Начало	Окончание	в т.ч. по годам																
		Бюджет	Процент ИР 21.26			2022		2023			2024			2025			2026					
						I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	
ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА" с учетом НЭС																						
1.1	Исполнение механико-монтажных работ	4 394 546	1 655 260	2019	2026	566 643	244 951	143 664	56 674	169 301	56 129	0	5 000	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА	919 828	570 771	01.06.2019	30.04.2022	238 698	178 966	15 489	3 000	36 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.3	Пуском задержаные работы			01.06.2019	31.08.2021																	
1.4	Пуском задержаные работы-II пусковой этап			01.08.2021	30.10.2021																	
2.	Ит. 017 Строительство системы теплоотвода - 1-й этап	200 715	95 368	01.04.2020	20.10.2021	74 794	1 724	13 408	26 853	32 808	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.04.2020	30.09.2021																	
2.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.08.2021	20.10.2021																	
3.	Ит. 002/3 Строительство установок обессоливания воды	174 477	74 011	01.09.2019	30.06.2022	30 032	2 173	22 859	2 917	2 083	17 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.09.2019	30.09.2021																	
3.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.05.2021	30.09.2021																	
3.3	Пуском задержаные работы			01.06.2021	30.06.2022																	
4.	Ит. 027/1,9 эстакада к ит. 002/3 (Установка обессоливания воды)	177 535	106 665	01.09.2019	30.11.2022	15 000	3 000	9 000	3 000	0	21 129	21 129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.09.2019	30.09.2021																	
4.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			11.05.2021	30.11.2022																	
5.	Ит. 034 Модернизация установок обезжелезирования газа (К-2100)	234 759	50 634	01.12.2019	30.11.2021	24 560	9 236	11 000	158	4 167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.12.2019	30.09.2021																	
5.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.04.2021	30.09.2021																	
5.3	Пуском задержаные работы			01.08.2021	30.11.2021																	
6.	Ит. 011/6.1 Строительство автономной установки высокой чистоты (99,9%) (К6402)	156 250	26 379	01.04.2018	30.11.2021	15 691	6 306	9 385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.04.2018	10.09.2021																	
6.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.05.2021	30.08.2021																	
6.3	Пуском задержаные работы			11.07.2021	30.11.2021																	
7.	Ит. 027/1,23 эстакада от ит. 011/6.1, 020, 026/1 (установка воздуха и водопушка ИИП)	43 216	22 692	30.05.2019	30.12.2021	7 553	0	7 553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7.1	Исполнение механико-монтажных работ			30.05.2019	31.08.2021																	
7.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.07.2021	30.12.2021																	
8.	Ит. 023/1 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем	1 099 723	218 791	20.01.2019	30.06.2021	13 700	92	9 583	2 566	1 458	26 511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8.1	Исполнение механико-монтажных работ			20.01.2019	31.07.2020																	
8.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.11.2019	20.05.2021																	
8.3	Пуском задержаные работы			01.05.2020	30.06.2021																	
9.	Ит. 023/2 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем - 1-й этап		сумма учтена в пункте 8	20.01.2019	20.10.2021																	
9.1	Исполнение механико-монтажных работ			20.01.2019	10.09.2021																	
9.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.11.2019	30.09.2021																	
9.3	Пуском задержаные работы			01.08.2021	20.10.2021																	
10.	Ит. 027/1,8 эстакада и ит. 002 (Копиловская установка подготовки газа)	398 459	126 414	01.08.2019	30.11.2022	23 146	5 000	15 550	2 595	0	10 000	10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10.1	Исполнение механико-монтажных работ			01.08.2019	30.09.2021																	
10.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			11.05.2021	30.11.2022																	
11.	Ит. 015 Строительство системы пожаротушения - 1-й этап	989 584	363 536	30.05.2019	30.10.2022	123 470	38 455	29 836	42 022	13 157	58 661	25 000	5 000	0	0	0	0	0	0	0	0	
11.1	Исполнение механико-монтажных работ			30.05.2019	30.08.2022																	
11.2	Исполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.08.2020	30.09.2022																	
11.3	Пуском задержаные работы			20.09.2021	30.10.2022																	
	Комплексное опробование объектов 1 этапа			30.11.2021	25.12.2021																	
	Выход на газово-тепловой режим и опробование эксплуатационных параметров объектов 1 этапа			10.12.2021	25.08.2023																	

Продолжение календарного план-Графика выполнения мероприятий Газовой программы по ООО "Зарубежнефть-добыча Харьяга" на 2022-2026гг

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб		Начало	Окончание	в т.ч. по кварталам						2023			2024			2025			2026		
		Всего	Прогноз ИР 21-26			2022	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	I кв	II кв	III кв	VI кв	
ООО "Зарубежнефть - добыча Харьяга" с учетом НДС																							
Итого		9 596 180	4 143 975	2019	2026	1 014 507	275 534	344 026	307 989	86 958	828 251	658 950	171 073	529 872	473 743	112 396	107 396	0	0	0	0		
26.	Тит. 009 Система очистки технической и дождевой воды	300 261	261 865	21.12.2021	30.10.2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
26.1.	Выполнение механизмо-монтажных работ			21.12.2021	30.06.2023																		
26.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2022	30.07.2023																		
26.3.	Пуско-наладочные работы			01.08.2023	30.10.2023																		
27.	Тит. 027/1.12 Эстакада к тит.009/1 (Очистные сооружения)	30 761	20 350	01.03.2022	30.11.2022	0	0	0	0	0	0	0	0	20 350	20 350	0	0	0	0	0	0		
27.1.	Выполнение механизмо-монтажных работ			01.03.2022	30.08.2022																		
27.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2022	30.11.2022																		
28.	Тит. 010 Открытые дренажные системы	35 718	21 766	21.12.2021	30.10.2023	0	0	0	0	0	961		20 805		0								
28.1.	Выполнение механизмо-монтажных работ			21.12.2021	30.06.2023																		
28.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.09.2022	30.07.2023																		
28.3.	Пуско-наладочные работы			01.08.2023	30.10.2023																		
29.	Тит. 015 Строительство системы пожаротушения - 2-й этап	сумма учтена в пункте 11		01.01.2021	30.12.2023																		
29.1.	Выполнение механизмо-монтажных работ			01.01.2021	31.08.2023																		
29.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2022	31.08.2023																		
29.3.	Пуско-наладочные работы			01.09.2023	30.12.2023																		
30.	Тит. 007 Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2	39 044	36 710	23.09.2022	31.12.2023	12 000	1 667	5 000	0	5 334	9 071		0		0								
30.1.	Выполнение механизмо-монтажных работ			23.09.2022	31.08.2023																		
30.2.	Выполнение электромонтажных работ и работ по КИПиА			01.01.2023	31.08.2023																		
30.3.	Пуско-наладочные работы			01.09.2023	31.12.2023																		

Приложение 4 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб без НДС									
		Общая стоимость	Освоение ЗНДХ 2018-2019	Прогноз ИР 2021-2026	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Газовая программа ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ - добыча Харьяга"	9 596 180	4 494 818	4 143 976	1 095 809	1 658 949	1 014 507	828 251	529 872	112 396	0
	Новые объекты включенные в программу в 2020г.	3 456 640	1 757 700	1 293 861	405 079	452 839	115 795	319 062	298 769	107 396	0
	Объекты Газовой программы 2018-2024гг. с учетом НЗС исключенных объектов 138423 тыс.руб.	6 139 540	2 737 118	2 850 114	690 730	1 206 110	898 712	509 189	231 103	5 000	0
	I-этап	4 394 546	2 220 214	1 655 260	519 072	858 187	566 643	169 301	56 129	0	0
1.	Тит. 002/1 Строительство установок аминоочистки (X-13001)	919 828	240 649	570 771	108 408	296 073	238 698	36 000	0	0	0
2.	Тит. 034 Модернизация установок обезвоживания газа (X-2100)	234 758	181 474	50 634	2 650	26 074	24 560	0	0	0	0
3.	Тит. 002/3 Строительство установок обессоливания воды	174 477	97 097	74 011	3 369	26 979	30 032	17 000	0	0	0
4.	Тит. 011/6.1 Строительство азотной установкой высокой чистоты	156 250	118 782	26 379	11 089	10 687	15 691	0	0	0	0
5.	Тит. 027/1.23 Эстакада от тит. 011/6.1 (установки азота) - нов.	43 216	20 512	22 692	12	15 139	7 553	0	0	0	0
6.	Тит. 027/1.8 Эстакада к тит. 002 (УАОГ подготовки газа) - нов.	398 459	239 776	126 414	32 269	83 269	23 145	10 000	10 000	0	0
7.	Тит. 027/1.9 Эстакада к тит. 002/3 (У.обессоливания воды) - нов.	177 536	69 547	106 665	1 324	49 407	15 000	21 129	21 129	0	0
8.	Тит. 017/3 Строительство системы теплоносителя	200 716	94 712	95 368	10 636	20 574	74 794	0	0	0	0
9.	Тит. 015 Строительство системы пожаротушения	989 584	448 267	363 536	177 781	151 405	123 470	58 661	25 000	5 000	0
10.	Тит. 023 Строительство трансформаторной подстанции и отходящих технологических систем	1 099 723	709 398	218 791	171 534	178 580	13 700	26 511	0	0	0

Продолжение приложения 4 к Газовой программе ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга"

№	Мероприятия	Затраты, тыс. руб без НДС									
		Общая стоимость	Освоение 2018-2019	Прогноз ИР 2021-2026	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	II-этап	5 201 633	2 136 181	2 488 715	576 737	800 762	447 864	658 950	473 743	107 396	0
11.	Тит. 003/3.2 Модернизация газокompрессорной установки низкого давления Х-2102	173 764	0	173 764	0	43 362	130 402	0	0	0	0
12.	Тит. 027/1.15 Выход из здания тит.023/2 (МА/Подстанция) на Эстакаду Восточная тит. 027/1.10 - нов.	129 155	36 728	81 472	10 955	64 054	17 418	0	0	0	0
13.	Тит. 027/1.11 Эстакада к тит. 005 (Факельная низ.давл.) - нов.	211 378	161 289	40 078	10 011	40 078	0	0	0	0	0
14.	Тит. 005 Факельная система низкого Давления - нов.	161 331	57 608	75 083	28 640	22 113	21 200	31 770	0	0	0
15.	Тит. 027/1.25 Эстакада от тит. 027/1.11 к тит.005/1 (Факел) - нов.	135 452	107 257	21 792	6 402	14 944	6 848	0	0	0	0
16.	Тит. 027/1.10 Эстакада Восточная - нов.	780 253	430 347	75 006	274 900	61 966	0	13 040	0	0	0
17.	Тит. 009 Система очистки технической и Дождевой воды - нов.	300 261	38 396	261 865	0	0	0	171 073	55 396	35 396	0
18.	Тит. 027/1.12 Эстакада к тит.009/1 (Очистные сооружения) - нов.	30 761	612	20 350	9 799	0	0	0	20 350	0	0
19.	Тит. 027/1.7 Эстакада к тит. 003 (Газокompрессорная установка среднего Давления) - нов.	318 905	168 018	149 091	1 796	95 805	3 286	50 000	0	0	0
20.	Тит. 018 Строительство установки топливного газа сверхвысокого давления	238 256	90 379	145 138	2 739	10 167	33 005	36 946	65 020	0	0
21.	Тит. 001 Строительство газотурбинной установки выработки электроэнергии Х-7003E/F	1 290 602	450 037	652 048	188 517	344 105	27 943	280 000	0	0	0
22.	Тит. 003 Строительство газокompрессорной установки среднего давления Х-13101	614 720	167 900	435 147	1 1673	81 465	167 599	45 000	141 083	0	0
23.	Тит. 010 Открытые дренажные системы - нов.	35 718	13 952	21 766	0	0	0	961	20 805	0	0
24.	Тит. 027/1.18 Сушаствующие эстакады - нов.	734 215	413 658	291 587	28 970	6 064	21 345	21 089	171 089	72 000	0
25.	Тит. 019 Факельное хозяйство	7 818	0	7 818	0	1 000	6 818	0	0	0	0
26.	Система учета и транспортировки подготовленного газа от ЦПС до ДНС-2 - изм.	39 044	0	36 710	2 334	15 639	12 000	9 071	0	0	0

Главный инженер	И.В. Гудков
Главный геолог	Ю.М. Трушин
Заместитель ГД по экономике и финансам	Н.А. Ковшова
Заместитель ГД по развитию	П.Н. Дудкин
Начальник УДНГ	А.В. Палий
Главный энергетик	Д.П. Кожушкин
Начальник УППИПР	Д.А. Пидченко
Начальник У ПБ ОТи ОС	Н.И. Комиссарова
Начальник ПУ	А.И. Томилов