

**ЗАДАНИЕ**  
**на разработку на разработку общих технических решений**  
**и рабочей документации по проекту:**  
**«Модернизация системы топливного газа на ПАО «Орскнефтеоргсинтез»**

1. ПРЕДПРИЯТИЕ-ЗАКАЗЧИК	ПАО «Орскнефтеоргсинтез»; 462407, г. Орск-7, ул. Гончарова 1а; Тел. 8 (3537) 34-24-51; Факс: 8(3537)34-33-34,34-29-09; E-mail: <a href="mailto:mail@ornpz.ru">mail@ornpz.ru</a> ; Генеральный директор – Ю.В. Дудников.
2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК	ЗАО «НЕФТЕХИМПРОЕКТ»; 190005, г. Санкт-Петербург, Крестовский пр., д. 11 литер А; Тел. (812) 332-37-68; Факс: (812) 332-37-69; E-mail: <a href="mailto:pro391@conhp.com">pro391@conhp.com</a> ; Генеральный директор – А.М. Ганеев.
3. ЛИЦЕНЗИАР	3.1 Безлицензионная технология.
4. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	4.1 Инвестиционная программа ПАО «Орскнефтеоргсинтез»
5. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	5.1 ПАО «Орскнефтеоргсинтез». Система топливного газа.
6. ВИД СТРОИТЕЛЬСТВА	6.1 Техническое перевооружение.
7. СТАДИЙНОСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	7.1 Разработка ОТР. 7.2 Рабочая документация.
8. ЦЕЛЬ СТРОИТЕЛЬСТВА	8.1 Оптимизация сетей топливного, природного и смесового газа ПАО «Орскнефтеоргсинтез» 8.2 Обеспечение эффективности использования ресурсов (природного газа и вырабатываемых углеводородных газов) и необходимого качества и давления в общезаводской топливной системе.
9. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ	9.1 Собственные средства.
10. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	10.1 Техническое перевооружение ведется на территории действующего предприятия без остановки основного производства.
11. РАЙОН И ПУНКТ СТРОИТЕЛЬСТВА	11.1 Оренбургская область, г. Орск. Производственная площадка ПАО «Орскнефтеоргсинтез».
12. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	12.1 Приложение №1.
13. ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ	1 этап. 13.1 Выполнить сбор исходных данных в объеме, необходимом для разработки вариантов проектных решений. 13.2 Разработать решения по модернизации системы

	<p>топливоснабжения завода, учитывающие вариативность работы технологических объектов как по текущей технологической схеме, так и с учетом перспективы развития с учетом поэтапного ввода в эксплуатацию установок:</p> <p>1-й – существующая схема +УГБДФ + УЗК + секция ГФУ неперелыных, 45/1 в работе;</p> <p>2-й - существующая схема +УГБДФ + УЗК + секция ГФУ неперелыных+ промпарк СУГ + секция ГФУП,</p> <p>3-й - остановка технологических цепочек для проведения ремонтов (минимальный набор работающих установок принять следующий: установка ЭЛОУ-АВТ, 22-4М, 35-11-300, ЛЧ-24-2000) с сохранением параметров работы системы топливоснабжения.</p> <p>13.3 Учесть следующие условия: весь ВСГ с блоков гидроочистки установок риформинга направляется на блок КЦА УГБДФ; обеспечить подключение «чистых» потребителей природного газа (УПВ-1, ПК-2) непосредственно с ГРП через отдельный дроссельный узел; изменение точки ввода углеводородных газов в топливную сеть в связи с выводом из эксплуатации установки 45-1 после ввода блока ГФУП.</p> <p>13.4 Составление топливных балансов по сценариям указанных в п.13.2 и 13.3 и приложении №1 настоящего ТЗ для холодного и теплого периода.</p> <p>13.5 Произвести все необходимые расчеты для качественной разработки проектных решений (технологические, гидравлические, прочностные расчеты и т.п., но не ограничиваясь перечисленным при необходимости) следующих объектов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Существующие объекты;</li> <li>- Вновь вводимые объекты;</li> </ul> <p>13.6 Предусмотреть решения по контролю и автоматическому регулированию давления в системе топливоснабжения с целью его поддержания на постоянном уровне, максимальное потребление значительного потребление природного газа (в периоды пусков технологических установок) и минимальное потребление (отсутствие отгрузки СУГ).</p> <p>13.7 Выполнить укрупнённой сметный расчет модернизации системы топливного газа.</p> <p>13.8 По завершении каждого из этапов, материалы согласовать с заказчиком.</p> <p>Этап 2</p> <p>13.9 По итогу согласования общих технических решений, выполнить разработку рабочей документации по модернизации системы топливного газа ПАО «Орскнефтеоргсинтез»</p> <p>13.10 В рамках модернизации предусмотреть систему учета потребления и выработки на основе кориолисовых массометров по каждому объекту.</p> <p>13.11 Предусмотреть установку на газопроводах ввода ГРП хроматографов, для определения состава</p>
--	---

	<p>топливного газа и минимизации потерь при учёте потребляемого газа. Необходимость установки хроматографов может быть скорректирована заказчиком на 1-м этапе работ.</p> <p>13.12 Предусмотреть подключение хроматографов ГРП к системе АСОУП (Автоматизированная система оперативного управления производством).</p> <p>13.13 Принять, что вновь монтируемые трубопроводы должны быть максимально проложены на существующих эстакадах;</p> <p>13.14 Разработать задания на выполнение необходимых инженерных изысканий и обследований (при необходимости).</p> <p>13.15 Разработать заказную документации (ЗТП, ОЛ) для проведения тендера на поставку оборудования.</p> <p>13.16 Рассмотреть (с выдачей комментариев/заключений) технические предложения поставщиков оборудования и рабочей конструкторской документации (РКД) на оборудование.</p>
14. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ СЫРЬЯ	14.1 Не требуется.
15. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ВЫРАБАТЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	15.1 Не требуется
16. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ, СОСТАВ ОБЪЕКТА	16.1 Приложение №3
17. РЕЖИМ РАБОТЫ	17.1 Продолжительность работы- круглосуточный, круглогодичный, непрерывный.
18. ТРЕБОВАНИЯ ПО МЕХАНИЗАЦИИ	<p>18.1 В случае необходимости учитывать требования норм по охране труда и включать в себя необходимые средства механизации, как для оперативного обслуживания, так и для выполнения ремонтных работ.</p> <p>18.2 Запорная арматура, приборы КИПиА должны быть оборудованы площадками обслуживания.</p>
19. ТРЕБОВАНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ, КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, СВЯЗИ И СИГНАЛИЗАЦИИ	<p>19.1 Все оборудование, входящее в состав КИП и А, должно соответствовать классификации зон, в которых оно будет установлено.</p> <p>19.2 Прокладка всех необходимых кабельных трасс с учетом существующих эстакад, при необходимости предусмотреть проектирование новых.</p> <p>19.3 Прочие требования принять в соответствии с Техническими условиями.</p>
20. ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	20.1 Не требуется.
21. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	21.1 Разработка рабочей документации (при необходимости) осуществляется в соответствии с требованиями действующих в РФ норм и правил пожарной безопасности, ГОСТ, ВУ и ПБ.
22. ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА	22.1 Разработка рабочей документации (при необходимости) осуществляется согласно действующему законодательству РФ по охране труда.
23. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ	<p>23.1 Всё электрооборудование, изделия и материалы должны иметь климатическое исполнение, предельным температурам воздуха при эксплуатации.</p> <p>23.2 Электрооборудование, устанавливаемое во</p>

	<p>взрывоопасных зонах должно иметь исполнение, соответствующее классу взрывоопасной зоны.</p> <p>23.3 Предусмотреть освещение площадок обслуживания вновь установленного оборудования.</p> <p>23.4 Во всем остальном руководствоваться «Техническими требованиями на проектирование объектов электросетевого хозяйства и изготовление электротехнического оборудования для электроснабжения объектов нового строительства, реконструкции, модернизации и технического перевооружения ПАО «Орскнефтеоргсинтез».</p>
24. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА	24.1 Климатические условия площадки строительства принять по СП 131.13330.2020 для г. Кувандык.
25. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	25.1 В соответствии с ТУ Заказчика (предоставляется по запросу).
26. ТРЕБОВАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	<p>26.1 В соответствии с ТУ Заказчика (предоставляется по запросу).</p> <p>26.2 Сметные расчеты производить в программном комплексе «Гранд-смета» на основании сборников территориальных единичных расценок ТЕР 2001 в редакции 2014г. с учетом применения текущих индексов Оренбургской области.</p> <p>26.3 Сметная документация должна соответствовать техническим условиям на разработку сметной части проектной и рабочей документации новых объектов ПАО «Орскнефтеоргсинтез» (утв. 25.04.2012г.).</p>
27. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ	27.1 Разработка рабочей документации (при необходимости) осуществляется согласно требованиям Федерального закона «Об охране окружающей среды» и других нормативных документов, действующих на территории РФ.
28. ТРЕБОВАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ГО	28.1 Разработка рабочей документации (при необходимости) осуществляется согласно действующему законодательству РФ по ГО и ЧС.
29. СРОК СТРОИТЕЛЬСТВА	29.1 СМР – 2026г.
30. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ	<p>30.1 Разработка общих технических решений 2 кв. 2025г.</p> <p>30.2 Разработка заказной документации 4 кв. 2025г.</p> <p>30.3 Разработка рабочей документации 2 кв. 2026г.</p>
31. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	<p>31.1 Проектирование осуществлять по действующим нормам и правилам Российской Федерации.</p> <p>31.2 Рабочая документация согласовывается с Заказчиком.</p> <p>31.3 Применяемое оборудование должно иметь ресурс работы не менее 20 лет.</p> <p>31.4 Технические устройства должны соответствовать требованиям Технических регламентов Таможенного союза:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;</li> <li>- ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;</li> <li>- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования,</li> </ul>

	<p>работающего под избыточным давлением»;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;</li> <li>- и другим, действующим на момент проектирования, и иметь сертификаты соответствия.</li> </ul> <p>31.5 Импортные материалы и оборудование используются только сертифицированные в Российской Федерации, имеющие разрешение Ростехнадзора на их применение.</p> <p>31.6 Оборудование должно быть рассчитано на непрерывный и безаварийный режим работы.</p> <p>31.7 Рабочая документация разрабатывается в объеме, достаточным для прохождения экспертизы промышленной безопасности</p> <p>31.8 Сопровождение разработанной документации в экспертных органах, до получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности.</p> <p>31.9 Рабочую документацию разработать с учетом поэтапной реализации проекта. Разбиение рабочей документации на этапы реализации согласовать с Заказчиком.</p>
32. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ	<p>32.1 Документацию разработать и передать Заказчику:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде.</li> <li>- документация в электронном виде представляется в сканированном виде.</li> </ul> <p>32.2 Требования к электронному виду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электронная копия комплекта документации передаётся на CD-R диске (дисках) в формате «tif» и редактируемых форматах «dwg», WORD, EXCEL;</li> <li>- диск должен быть защищён от записи, иметь этикетку с указанием изготовителя, названия комплекта.</li> </ul> <p>32.3 Файлы должны нормально открываться в режиме просмотра средствами операционной системы Windows 2000/XP.</p> <p>32.4 Использование форматов файлов, отличных от стандартных, согласовывается дополнительно.</p>
33. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ВЫДАВАЕМЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ	<p>33.1 Выработка и потребление топлива (Прил. 1, 2листа).</p> <p>33.2 Составы газов вырабатываемых установками (Прил. 2).</p> <p>33.3 Состав и краткая характеристика существующей системы топливного газа (Прил. 3).</p> <p>33.4 Принципиальная (существующая) технологическая схема контура топливного газа (Прил. 4).</p> <p>33.5 Схема топливного газа завода с КЗК с предложениями (Прил. 5)</p> <p>33.6 План схемы площадки с трассировкой трубопроводов (Прил. 6).</p> <p>33.7 СТП 010501-401063-2015 (Прил.7).</p> <p>33.8 СТП 010501-401035-2019 Газ топливный (Прил. 8).</p> <p>33.9 СТП 010501-401035-2019 Газ топливный (дополнение №1) (Прил. 9)</p>
34. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПО УРОВНЮ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	<p>34.1 Коэффициент надежности по ответственности в соответствии с положениями ГОСТ Р27751-2014.</p>
35. ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ	<p>35.1 Не требуется в рамках данного проекта.</p>

36. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ	36.1 Не требуется в рамках данного проекта.
--	---

	ед.изм.	Без промпарка СУГ. В работе 45-1. (ППФ + ББФ УЗК) в топливо.	Ввод промпарка СУГ. (максимальный объем отгрузки) СУГ ГК в сырье СПВ, ББФ в топливо.	Промпарк СУГ. (максимальный объем отгрузки) СУГ ГК в товар, ББФ в топливо.
Переработка	тн/год	5 755 803	5 755 805	5 755 804
Топливо, в том числе:	тн/год	484 702	484 702	484 702
Собственный газ	тн/год	312 499	287 566	287 566
Природный газ	тн/год	172 203	197 136	197 136
Природный газ на завод, итого:	тн/год	310 621	335 554	362 098
Природный в сырье СПВ + УГК	тн/год	138 418	138 418	164 962
СУГ выработка	тн/год	192 012	192 012	192 012
в т.ч. СУГ ГФУ (ПТ+БТ)	тн/год	56 190	56 190	56 190
СУГ ГК	тн/год	91 558	91 558	91 558
ППФ ГФУ УЗК (непредельные)	тн/год	24 934	24 934	24 934
ББФ ГФУ УЗК (непредельные)	тн/год	19 330	19 330	19 330
СУГ потребление	тн/год	192 012	192 012	192 012
в т.ч. Товар	тн/год	47 246	72 179	163 737
на СПВ	тн/год	91 558	91 558	-
в Топливо	тн/год	44 263	19 330	19 330
в бензины, БГС	тн/год	8 945	8 945	8 945



Приложение №1 лист 2

наименование	ед.изм.	Минимальное количество установок. В работе ЭЛОУ-АВТ, 22-4М, Л-35_11_300 ЛЧ-24-2000
Переработка	тн/сутки	8 219
Топливо, в том числе:	тн/сутки	279
Собственный газ	тн/сутки	104
Природный газ	тн/сутки	175
Природный газ на завод, итого:	тн/сутки	-
Природный в сырье СПВ + УГК	тн/сутки	-
<b>СУГ выработка</b>	<b>тн/сутки</b>	<b>60</b>
в т.ч. СУГ ГФУ (ПТ+БТ)	тн/сутки	60
СУГ ГК	тн/сутки	-
ППФ ГФУ УЗК (непредельные)	тн/сутки	-
ББФ ГФУ УЗК (непредельные)	тн/сутки	-
<b>СУГ потребление</b>	<b>тн/сутки</b>	<b>60</b>
в т.ч. Товар	тн/сутки	60
на СПВ	тн/сутки	-
в Топливо	тн/сутки	-
в бензины, БГС	тн/сутки	-



[illegible]

### Описание существующей системы топливного газа.

Природный газ с ГРП поступает на установку 45-1 на смешение с газом собственного производства в качестве подпитки системы топливного газа и поддержания постоянного давления за счет клапана регулятора. Установки потребители топливного газа: изомеризация, битумная 19-6М, паровая котельная №1, установки каталитического риформинга 35-11-1,2, ЭЛОУ-АВТ, ЭЛОУ-АВТ-3, ЭЛОУ-АТ-5, установка стабилизации бензина 22-4, БРР, УВГМ, гидроочистка дизельного топлива ЛЧ-24-2000-86, установка гидроочистки керосина Л-24-Т-6, установка гидрокрекинг, установка получения серы, факельное хозяйство получения серы, факельное хозяйство установки 45-1, блок ВОГ установок: АВТ-3, АТ-5.

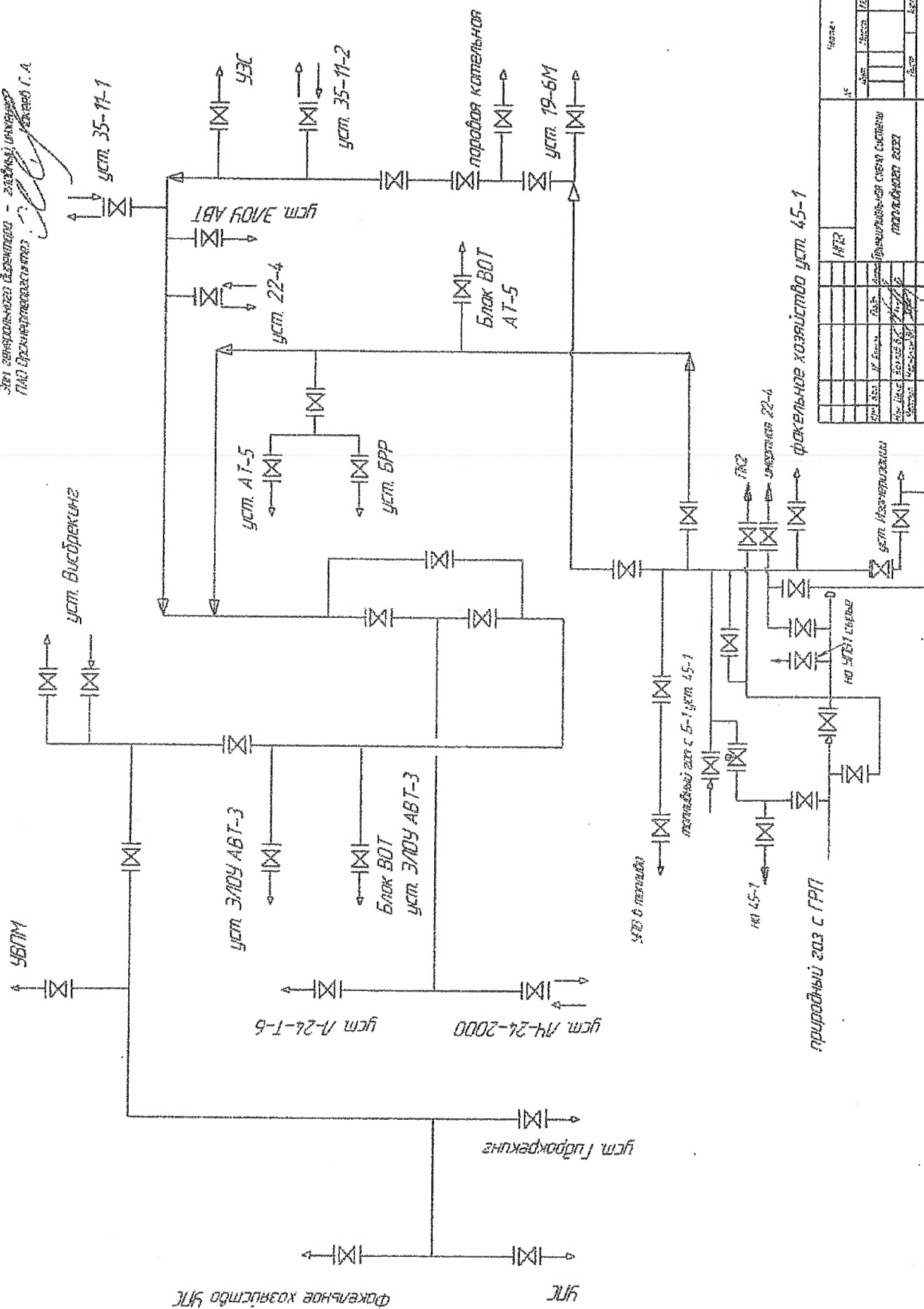
Установки, вырабатывающие собственный газ со сбросом в топливное кольцо: установка стабилизации бензина 22-4М, установки каталитического риформинга 35-11-1,2, гидроочистка дизельного топлива ЛЧ-24-2000-86, Висбрекинг.

Установки ЭЛОУ-АВТ, ЭЛОУ-АВТ-3, ЭЛОУ-АТ-5 и гидрокрекинг направляют газ собственной выработки в печи данных установок.

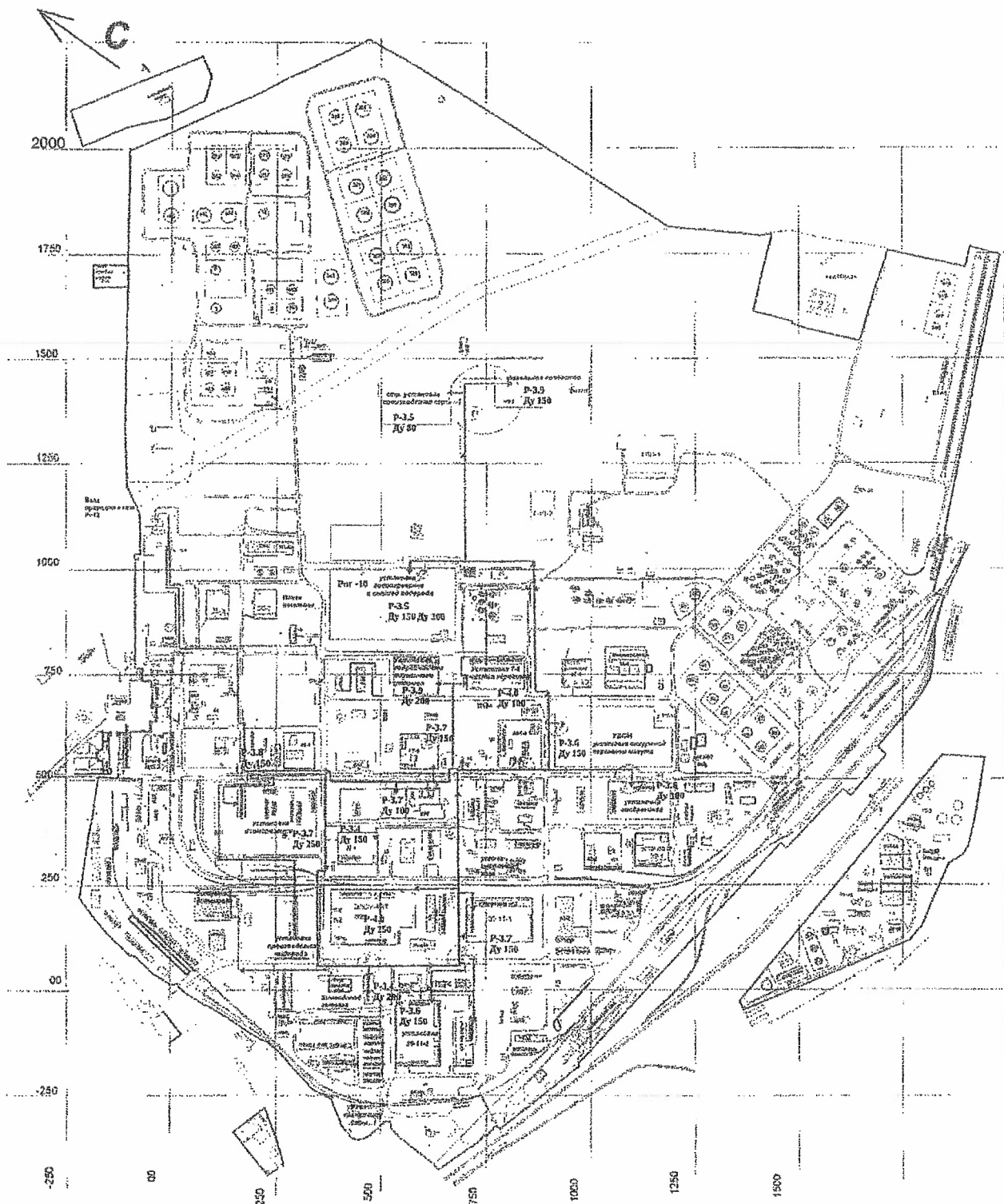
Существующая система газоснабжения (природного и топливного газа) не обеспечивает:

- эффективного использования внешних и внутренних ресурсов;
- поддержания постоянного давления во всех точках системы, в особенности в моменты значительного потребления без выработки топливного газа (пусковые операции);
- в необходимом объеме подпитки природным газом в моменты повышенного расхода топливного газа (в холодное время года при максимизации отгрузки СУГ).

1. အခြေခံအားဖြင့် မြန်မာနိုင်ငံတော်အတွင်းရှိ မြို့နယ်များကို အောက်ပါအတိုင်း ခွဲခြားထားသည်။

[illegible]







УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора -  
- главный инженер  
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»



В.П.Костюченко

2015г.

## СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ

Газ углеводородный  
процесса висбрекинга

СТП

010501-401063-2015

Взамен впервые

Срок введения с 12.01.2015 2015г.

Настоящий стандарт распространяется на газ углеводородный, получаемый на установке висбрекинга и используемый в качестве топливного газа.

## 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Газ углеводородный должен соответствовать требованиям, указанным в таблице 1:

Таблица 1

№ пп	Наименование показателей	Нормы	Методы испытаний
1.	Углеводородный состав, % масс.	Не нормируется. Определение обязательно	ГОСТ 14920
2.	Содержание сероводорода, ppm, не более	50	ГОСТ 11382

Заместитель главного инженера-  
главный технолог

В.Н.Кузьмин

Инженер по стандартизации

Т.Б.Заровняева

СОГЛАСОВАНО:

Директор производственного  
департамента

А.Ф.Шулико

Зам. директора производственного  
департамента

М.А.Кулюкин

Начальник ЦЗЛ

Н.П.Авдохина



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального  
директора — главный инженер  
ПАО "Орскнефтеоргсинтез"

В.П.Костюченко



19

2019 г.

Б 11

## СТАНДАРТ ПРЕДПРИЯТИЯ

Газ топливный

СТП 010501-401035-2019

Взамен СТП 010501-401035-2006

Срок введения с « 1 » 09 2019 г.

Настоящий стандарт распространяется на смесь углеводородных газов, образующихся на установках НПЗ в процессах первичной перегонки нефти и последующих процессах переработки нефтяных фракций и используемую в качестве топлива для технологических печей и котельных установок (далее по тексту газ топливный).

КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР

ПРИЛОЖЕНИЕ 8, л.1

## 1. Технические требования

1.1. Газ топливный должен соответствовать следующим требованиям:

№ п/п	Наименование показателей	Нормы	Методы испытаний
1.	Компонентный состав:		
а)	содержание водорода, % об.	Не нормируется	ГОСТ 14920
б)	Содержание суммы углеводородов C <sub>5</sub> и выше, % вес, не более	Определение обязательно  0,5	
2.	Содержание сероводорода, % об., не более	0,1	ГОСТ 11382

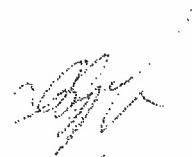
Зам. главного инженера  
главный технолог


Инженер по стандартизации


СОГЛАСОВАНО:

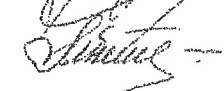
\_\_\_\_\_/ Директор производственного департамента

Начальник ЦЗЛ

 В.Н. Кузьмин

 А.Н. Дыбоцина

 А.Ф. Шулико

 М.М. Петруша

ОТВЕТСТВЕННО  
ПОДПИСАНО

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по  
производству – главный инженер

О «Орскнефтеоргсинтез»



 С.А. Макеев

» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Дополнение №1

СТП 010501-401035-2019

«Газ топливный»

Дата введения с «23» 04 2023 г.

Раздел 1 «Технические требования» дополнить п. 1.2:

1.2 Углеводородный газ (топливный газ собственной выработки), получаемый в процессе переработки на установке гидроочистки бензиновых и дизельных фракций (УГБДФ), и используемый в качестве топлива для печей П-01, П-02, и для продувки факельных коллекторов должен соответствовать следующим требованиям, указанным в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование показателей	Нормы	Методы испытаний
1.	Компонентный состав:		
а)	Содержание водорода, % об., не менее	53,0	ГОСТ 14920
б)	Содержание суммы углеводородов C <sub>3</sub> и выше, % масс., не более	Не нормируется. Определение обязательно	
2.	Содержание сероводорода, % об., не более	0,01	ГОСТ 11382

Заместитель главного инженера-  
главный технолог

В.Н. Кузьмин

И. о. инженера по стандартизации

А. И. Берест

СОГЛАСОВАНО:

Директор производственного  
департамента

Д. Ю. Зубарев

Заместитель директора производственного  
департамента- руководитель топливного  
производства

С. В. Федосов

Заместитель директора производственного  
департамента

М. А. Кулюкин

Начальник ЦЗЛ

С. А. Морозова

ПРИЛОЖЕНИЕ 9



№ \_\_\_\_\_  
на № 8111-13367 от 25.12.2024

Повторное согласование ТЗ №  
96-2024

Заместителю генерального  
директора – директору крупных  
проектов  
ПАО «Орскнефтеоргсинтез»  
Д.В. Бендюжику

Уважаемый Дмитрий Валериевич!

В ответ на Ваше письмо сообщаем, что задание № 96-2024 «Модернизация системы топливного газа на ПАО «Орскнефтеоргсинтез» согласовано с учётом нижеследующего:

1. В п. 13.2 предлагаем перефразировать «1-й этап ввод УГДБФ» на «Существующая технологическая схема с учётом работы УГДБФ» и, соответственно, скорректировать нумерацию последующих этапов, поскольку ввиду планируемого пуска УГДБФ в 2025г. выделение данной установки в разрабатываемых балансах газа в качестве отдельного этапа считаем уже нецелесообразным.
2. В п. 13.12 просим добавить: «Необходимость установки хроматографов может быть скорректирована заказчиком на 1-м этапе выполнения работ».
3. Просим отредактировать баланс в Приложении №1 (лист 2) при работе минимального количества установок. Согласно приведённому балансу всего потребляется газового топлива в количестве 279 т/сут. При этом если выработка собственного газа больше нежели потреблённое количество, то необходимо показать, что избыток газа сжигается, например на факеле, также непонятен физический смысл отрицательного значения потребления природного газа. Просим уточнить данный баланс либо внести соответствующие пояснения.
4. Считаем, что окончательное решение по установке кориолисовых расходомеров для каждого объекта (п. 13.11) и поточного анализатора природного газа (п. 13.12) предлагается отложить до получения стоимости данного оборудования и соответствующего обсуждения.

Заместитель генерального директора  
по перспективным проектам

С.В. Пахоменко

Исп. Шевченко Д.В.  
тел. 40-49