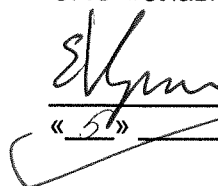
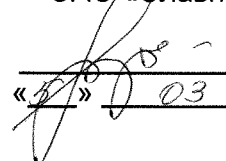


СОГЛАСОВАНО  
Главный инженер  
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

  
Е.Н. Карасев  
« 5 » 03 2015 г.

УТВЕРЖДАЮ  
Директор по капитальному  
строительству  
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

  
А.С. Верин  
« 5 » 03 2015 г.

Задание на проектирование № 5-2443

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
1.	Наименование работы	Снижение выбросов диоксида серы из дымовой трубы.
2.	Объект	Основная производственная площадка ОАО «Славнефть-ЯНОС» Планшет №23 Цех №5 Установка «Производство серы» Титул 74
3.	Вид строительства	Техническое перевооружение.
4.	Статья финансирования	Экологическая безопасность.
5.	Номер СПП-элемента	S.91-02-02-01
6.	Ориентировочный срок ввода объекта в эксплуатацию	Июль 2019 г.
7.	Ориентировочный срок разработки документации по этапам и разделам  Окончательные сроки выполнения каждого этапа работ указываются в требованиях к предмету оферты.	1. Принципиальные технические решения – январь 2016 г. 2. Заказная документация – через 2 месяца после заключения договора. 3. Окончательная документация проекта – июнь 2016 г.
8.	Режим работы производства, межремонтный пробег	Непрерывный 2 года
9.	Объем проектирования по этапам и разделам	Работу выполнить в два этапа: 1. Разработка принципиальных технических решений, включающих в себя: – Описание принципиальных технических решений и разработка принципиальной технологической схемы – Описание и предварительный объем строительно-монтажных работ (со ссылкой на аналоги) – Оценку капитальных затрат на реализацию проекта с разделением по видам затрат и разделам проекта, а также указанием методов расчета. (Оценка стоимости оборудования уточняется Заказчиком по запросу проектной организации).  2. Проектирование во всех разделах, необходимых для получения положительного заключения экспертизы. В объем работ Подрядчика по настоящему заданию входят все работы, сопровождающие процесс проектирования: сбор дополнительных исходных данных (не указанных в задании), проведение инженерных изысканий (с восстановлением покрытия после проведения изысканий), обследование строительных конструкций.
10.	Границы проектирования	В соответствии с отметками на Плате расположения оборудования установки «Производство серы». (Приложение 1)

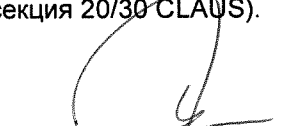
№ п/п	Перечень основных данных и требова- ний	Характеристика основных данных и требований
11.	Исходные данные по объекту проектирования и требования к проекту, общие и по разделам проекта:	Характеристика помещений по взрыво- и пожароопасности. (Приложение 2) План расположения оборудования, зданий и сооружений установки «Производство серы». (Приложение 3)
	- технологическая часть	Характеристика веществ. (Приложение 4) Технологические параметры процесса. (Приложение 5) Проект выполнить на основании Технического отчета Prosernat. (Приложение 8) Внести изменения в значения норм технологических параметров процесса, после выдачи окончательной рабочей документации, в соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГМет по запросу проектной организации.
	- автоматизация технологического процесса	Перечень сигнализаций и блокировок. (Приложение 6)  1. В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГМет по запросу проектной организации 2. Средства автоматизации, примененные в проекте, должны иметь: сертификат утверждения типа Госстандарта РФ, сертификат соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». Пневматические исполнительные механизмы должны обеспечивать работу при давлении воздуха КИП $4 \pm 0,5$ кгс/см <sup>2</sup> .
	- электротехническая часть	В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ по запросу проектной организации.
	- строительная часть	В рамках выполнения проекта провести необходимые инженерные изыскания. При необходимости использования существующих строительных конструкций провести обследование и выдать заключение об их техническом состоянии с определением несущей способности.
	- механизация ремонтных работ	Предусмотреть при заключении договора на проектирование.
	- сметная часть	– Сметы рекомендуется составлять в программном комплексе «Багира». – Сметы должны быть разработаны ресурсным методом. – Сметы должны быть переданы Заказчику в формате сметной программы, в формате MS Excel, а также на бумажном носителе в 3 экземплярах не позднее двух недель с момента передачи соответствующего раздела проекта. – В сводных сметных расчетах в главе 10 «Содержание службы заказчика-застройщика» отдельной строкой указывать размер затрат Заказчика на осуществление строительного контроля, рассчитанный в соответствии с п. 15 «Положения о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства», утвержденного Постановлением РФ от 21.06.2010 №468.
12.	Требования к обогреву трубопроводов, аппаратов, приборов КИПиА	Предусмотреть электрообогрев новых полевых приборов КИПиА, обогрев трубопроводов выполнить пароспутниками с давлением пара 3,5 ати и электрообогрев.
13.	Обеспечение энергоресурсами (электроснабжение, теплоснабжение, воздушоснабжение), точки подключения	В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ по запросу проектной организации, после предоставления исходных данных по потреблению энергоресурсов. В прилагаемых технических условиях должны быть указаны: – категория электроснабжения – параметры энергоресурсов – точки подключения к энергоресурсам.

№ п/п	Перечень основных данных и требова- ний	Характеристика основных данных и требований
14.	Водоснабжение и канализация, точки подключения	К существующим коммуникациям, согласно схемы сетей водоснабжения и канализации УПС. (Приложение 7)
15.	Требования к новому оборудованию и применяемым материалам	Выбираются при проектировании. Все технические устройства, включая импортные, до начала применения должны соответствовать требованиям ст.7 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
16.	Порядок разработки заказной документации и технических проектов на оборудование	<p>Вся заказная документация на оборудование должна быть разработана в двуязычном варианте (на русском и английском языках). На все динамическое и насосно-компрессорное оборудование, арматуру, регулирующие и отсекающие клапана и пр. должны быть составлены запрос на техническое предложение (ЗТП) и опросный лист (ОЛ).</p> <p>В объеме проектирования разработать опросный лист для заказа оборудования.</p>
17.	Исходные данные для привязки и подключения нового оборудования	В соответствии с техническим проектом.
18.	Необходимость демонтажа, перенесения внутренних инженерных сетей и сооружений, а также демонтажа оборудования и трубопроводов.	В проекте предусмотреть демонтаж недействующих сетей, перенос действующих внутренних инженерных сетей и сооружений, а также демонтаж недействующего оборудования, и трубопроводов, попадающих в границы проектирования.
19.	Мероприятия по защите окружающей среды	Предусмотреть в проекте мероприятия и материалы на восстановление объектов благоустройства, покрытия после производства строительно-монтажных работ.
20.	Требования к благоустройству территории и озеленения	Предусмотреть в проекте мероприятия и материалы на восстановление объектов благоустройства, покрытия после производства строительно-монтажных работ.
21.	Дополнительные условия проектирования	<p>Проектная организация обязана предоставлять отчет о ходе выполнения проектных работ дважды в месяц, начиная с момента заключения договора. Форма отчета утверждается Заказчиком и прилагается к Договору.</p> <p>Проектно-изыскательские работы на территории предприятия, касающиеся охраны окружающей среды и экологии, проводить в присутствии ответственного лица службы капитального строительства и представителя отдела охраны природы.</p> <p>В соответствии со ст.8 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектная организация осуществляет авторский надзор.</p>
22.	Требования по согласованию отдельных разделов и проектных решений.	<p>Монтажно-технологические схемы до выпуска окончательной документации согласовать с цехом № 5 и ОПНР.</p> <p>Электротехническую часть проекта, а также выбор электротехнического оборудования до выпуска окончательной документации согласовать с ОГЭ.</p> <p>Часть КИПиА проекта, а также выбор оборудования КИПиА до выпуска окончательной документации согласовать с ОГМет.</p> <p>Проектно-изыскательскую документацию, касающуюся вопросов охраны окружающей среды, согласовать с отделом охраны природы до прохождения экспертизы.</p>
23.	Экспертиза документации	Выполнить экспертизу промышленной безопасности документации, предоставить положительное заключение, внесенное в реестр Ростехнадзора.

Приложение:

1. План расположения оборудования установки «Производство серы».
2. Характеристика помещений по взрыво- и пожароопасности.
3. План расположения оборудования, зданий и сооружений установки «Производство серы».
4. Характеристика веществ.
5. Технологические параметры процесса.
6. Перечень сигнализаций и блокировок.
7. Схема сетей водоснабжения и канализации УПС.
8. Технический отчет Prosernat.
9. Описание процесса очистки от серосодержащих компонентов отходящих газов.
10. Режимный лист Установки «Производство серы» (секция 20/30 CLAUS).

Главный специалист по процессу



А.В. Пискунов

Зам. главного инженера по ОП и ТБ



Д.В. Кириллов

Зам. главного инженера по производственному контролю



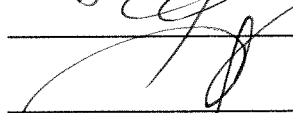
А.В. Лозинский

Главный метролог



С.И. Кравец

Главный энергетик



С.Л. Егоров

Главный механик



В.Ю. Боруроев

Главный инженер службы директора по капитальному строительству



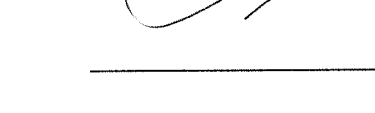
К.А. Михайлов

Начальник ОПНР



С.А. Салтыков

Начальник ОИП



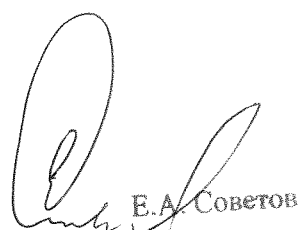

Г.Б. Чубаров

Заказчик: начальник цеха № 5

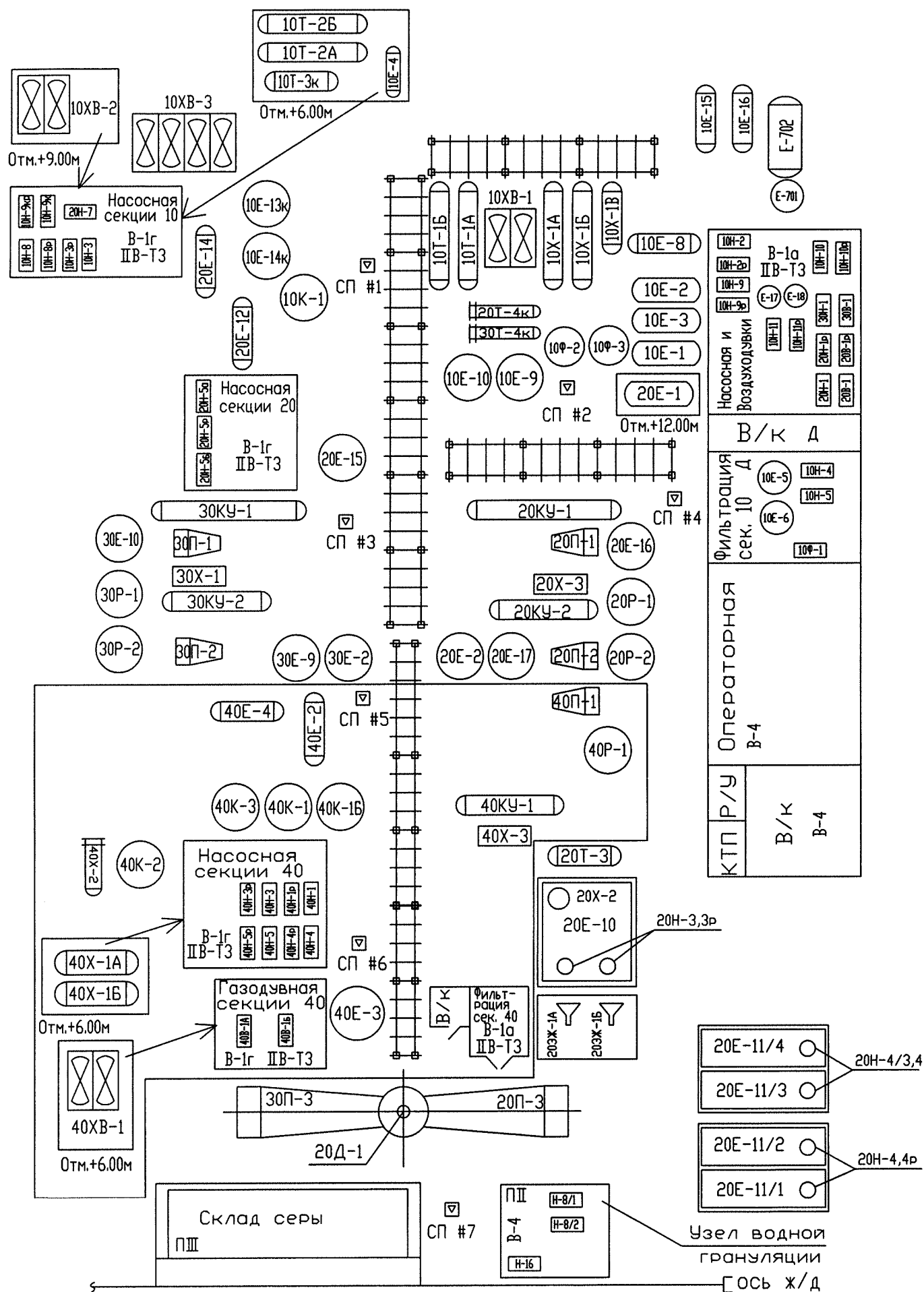



Н.Н. Лукашов

Представитель проектной организации



Е.А. Советов



Изм	Лист	№ докумен	Подпись	Дата
Разраб.		Егоров А. А.		
Пров.		Лукашов Н. Н.		

План расположения оборудования  
установки "Производство серы".

Лист	Листов
------	--------

Приложение 2.  
Характеристика помещений по взрыво- и пожароопасности.

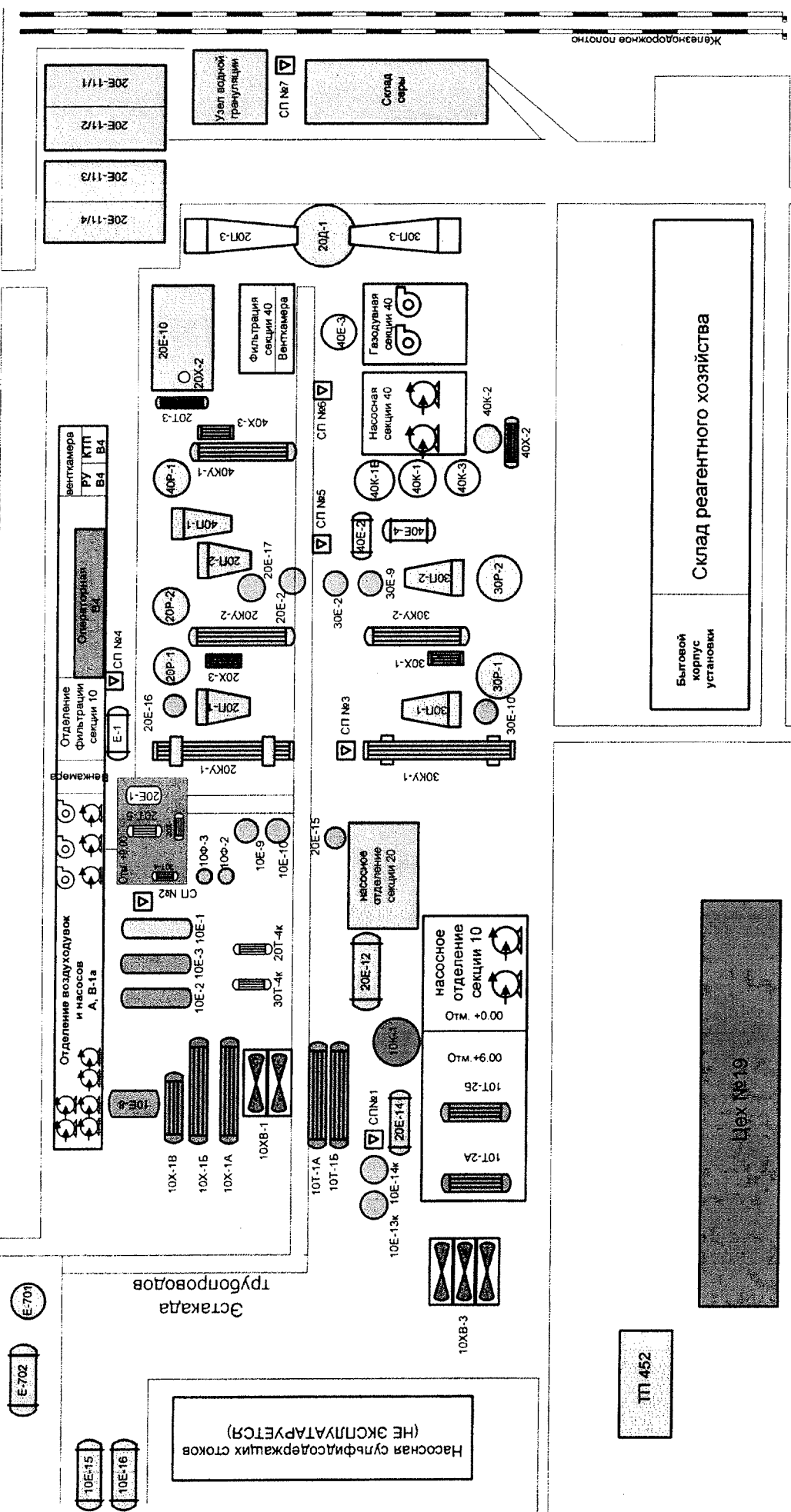
Взрывопожарная опасность, санитарная характеристика зданий и помещений, наружных установок

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок по НПБ 105-2003	Классификация взрывоопасных зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования по ПУЭ				Группа производственных процессов по санитарной характеристике.	Средства пожаротушения	
		Класс взрывоопасной зоны		Категория и группа взрывоопасных смесей	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей			
		по ПУЭ	По Федеральному закону № 123-ФЗ					
1. Наружная установка.								
Секция 10	Ан	В-1г	0	IIВ-ТЗ	сероводород	36	Лафетные стволы и сухотрубы для орошения колонных аппаратов	
1.2. Секция 20 и 30	Ан	В-1г	0	IIВ-ТЗ	сероводород	36		
1.3. Секция 40	Ан	В-1г	0	IIВ-ТЗ	сероводород	36		
2. Производственно-вспомогательные помещения.								
2.1. Помещения насосов и воздухоулов	А	В-1а	2	IIВ-ТЗ	сероводород	36	Пожарные краны	
2.2. Отделение фильтрации секции 10	Д	Не категорийно						-
2.3. Отделение фильтрации секции 40	А	В-1а	2	IIВ-ТЗ	сероводород	36	Пожарные краны	
2.4. Помещения операторной	В4	Не категорийно						-

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок по НПБ 105-2003	Классификация взрывоопасных зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования по ПУЭ				Группа производственных процессов по санитарной характеристике.	Средства пожаротушения
		Класс взрывоопасной зоны		Категория и группа взрывоопасных смесей	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей		
		по ПУЭ	По Федеральному закону № 123-ФЗ				
2.5. Помещения КТП и электропункт	B4	Не категорийно					-
2.6. Помещения венткамер	Д	Не категорийно					-
3. Здание узла водной грануляции серы.							
3.1. Производственные помещения узла грануляции	B4	П-II	П-II	-	-	-	Противопожарный водопровод, ящики с песком, огнетушители ОП-5 или ОУ-5
3.2. Операторная	B4	Норм.	-	-	-	-	
3.3. Склад гранулированной серы	B3	П-III	П-III	-	-	-	

**Примечание:** таблица № 7 заполняется в соответствии со Статьей 133 федерального закона РФ от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

*В. В. В. В.*



### Приложение 3

Приложение 3			
№ докум.	Подпись	Дата	
Нач. цеха	Лукашов Н.Н.		План расположения оборудования, зданий и сооружений установки «Производство серы»
Нач. уст.	Егоров А.А.		

Цех №5, УПС



Таблица 5.1. продолжение

1	2	3	4
Побочная продукция и полуфабрикаты			
Пар водяной на- гретый	Стандарт пред- приятия	Давление 0,4 МПа, температура - +151°C	-
Отходящий газ от секций 20 и 30 в секции 40	-	Состав, % об.: H <sub>2</sub> S - 0,74 SO <sub>2</sub> - 0,37 COS - 0,04 CS <sub>2</sub> - 0,04 S <sub>6</sub> - 0,01 S <sub>8</sub> - 0,03 CO - 0,4 CO <sub>2</sub> - 3,13 H <sub>2</sub> - 1,74 N <sub>2</sub> - 62,41 H <sub>2</sub> O - 31,09 P = 17 КПа t = 159°C	-
Сероводородный (кислый) газ, по- ступающий от сек- ции 10 в секции 20 и 30 (газ рецикла)	-	Состав, % об.: H <sub>2</sub> S - 66,85 CO <sub>2</sub> - 29,06 H <sub>2</sub> O - 4,09 P = 0,06 МПа t = 40 °C	-
Отходы производ- ства			
Дымовые газы после печей дожи- га секций 20 и 30	-	Состав, % об.: SO <sub>2</sub> - 0,02 CO <sub>2</sub> - 4,59 H <sub>2</sub> - 0,9 N <sub>2</sub> - 79,4 H <sub>2</sub> O - 10,67 O <sub>2</sub> - 4,42 NO <sub>x</sub> - 100 ppm H <sub>2</sub> S - 5 ppm t = 500°C	-

Приложение 5.  
Технологические параметры процесса.

Нормы технологического режима

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измеритель ных приборов	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
<b>СЕКЦИИ 20, 30</b>						
10.	Сероуловитель 20/30Е-2					
10.1.	Технологический газ					
10.1.1.	- температура на выходе	TRA2116, TRA3116	°C	Не более 180	1,5	
10.1.2.	- газоанализатор	QRCA2504-1, QRCA3504-1	H <sub>2</sub> S/SO <sub>2</sub> %	-4 - +4		
		QRA2504-2 QRA3504-2	SO <sub>2</sub> %	Не более 0,8		
		QRA2504-3 QRA3504-3	H <sub>2</sub> S %	Не более 1,6		
21.	Печь дожига 20/30П-3					
21.2.	- разрежение	PRSA2237, PRSA3237	кгс/м <sup>2</sup>	35-90	1	
21.4.	Технологический газ					
21.4.1.	- температура	TRCA2114, TRCA3114	°C	550-650	1,5	

1	2	3	4	5	6	7
21.5.	<u>Дымовые газы</u>					
21.5.1.	- температура	TRA2128, TRA3128	°C	300-520	1,5	
<b><u>СЕКЦИЯ 40</u></b>						
33.	<b>Абсорбер 40К-3</b>					
33.1.	<u>Технологический газ на выходе</u>					
33.1.1.	- температура	TR4113	°C	не более 70	1,5	
33.1.2.	перепад давления по высоте абсорбера 40К-3	PDRA4213	кгс/см <sup>2</sup>	не более 0,07	1	
33.1.3.	- расход	FRSA4310	нм <sup>3</sup> /ч	не менее 5500 (При снижении расхода включить по месту в работу 40В-1А, Б)	2,5	
33.1.4.	- уровень	LRCA4407, LRSA4408	% от шкалы	20-80	1,5	

*№ 6 А.А.*

## Приложение 6.

Перечень блокировок и сигнализаций.

№ п/п	Наименование оборудования, номер позиции по схеме	Наименование параметра номер позиции средства измерения по схеме	Критическое значение параметра	Предварительная сигнализация, уровень параметра		Блокировка, уровень параметра		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	
Секция 20								
1.	Сероуловитель 20Е-2	Соотношение H <sub>2</sub> S/SO <sub>2</sub> после сероуловителя 20Е-2 <b>QRCА2504-1</b>		-4%	+4%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
2.	Сероуловитель 20Е-2	Содержание SO <sub>2</sub> в техгазе после 20Е-2 <b>QRA2504-2</b>			0,8%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
3.	Сероуловитель 20Е-2	Содержание H <sub>2</sub> S в техгазе после 20Е-2 <b>QRA2504-3</b>			1,6%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
4.	Печь дожига 20П-3	Температура в камере смещения печи дожига 20П3 <b>TRCA2114</b>		550 <sup>0</sup> С	650 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной.
5.	Печь дожига 20П-3	Разрежение в печи дожига 20П-3 <b>PRSA2237</b>	10 кгс/м <sup>2</sup>	35 кгс/м <sup>2</sup> 10 кгс/м <sup>2</sup>		10 кгс/м <sup>2</sup>		Световой и звуковой сигнал в операторной. Заккрытие клапанов 20-19,20,22. Открытие клапана 20-21. Включение и отключение блокировок смотри приложение №3
6.	Печь дожига 20П-3	Температура в газоходе после печи 20П-3 <b>TRA2128</b>		300 <sup>0</sup> С	520 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной.
7.	Сероуловитель 20Е-2	Температура технологического газа после сероуловителя 20Е-2 <b>TRA2116</b>			180 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной

№ п/п	Наименование оборудования, номер позиции по схеме	Наименование параметра номер позиции средства измерения по схеме	Критическое значение параметра	Предварийная сигнализация, уровень параметра		Блокировка, уровень параметра		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	
Секция 30								
8.	Сероуловитель 30Е-2	Соотношение H <sub>2</sub> S/SO <sub>2</sub> после 30Е-2 <b>QRCА3504-1</b>		-4%	+4%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
9.	Сероуловитель 30Е-2	Содержание SO <sub>2</sub> в техгазе после 30Е-2 <b>QRA3504-2</b>			0,8%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
10.	Сероуловитель 30Е-2	Содержание H <sub>2</sub> S в техгазе после 30Е-2 <b>QRA3504-3</b>			1,6%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
11.	Печь дожига 30П-3	Температура в камере смещения печи дожига 30П-3 <b>TRCA3114</b>		550 <sup>0</sup> С	650 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной.
12.	Печь дожига 30П-3	Разрежение в печи дожига 30П-3 <b>PRSA3237</b>	10 кгс/м <sup>2</sup>	35 кгс/м <sup>2</sup> 10 кгс/м <sup>2</sup>		10 кгс/м <sup>2</sup>		Световой и звуковой сигнал в операторной. Заккрытие клапанов 30-19,20,22. Открытие клапана 20-21. Включение и отключение блокировок смотри приложение №3
13.	Печь дожига 30П-3	Температура в газоходе после печи 30П-3 <b>TRA3128</b>		300 <sup>0</sup> С	520 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной.
14.	Сероуловитель 30Е-2	Температура технологического газа после сероуловителя 30Е-2 <b>TRA3116</b>			180 <sup>0</sup> С			Световой и звуковой сигнал в операторной

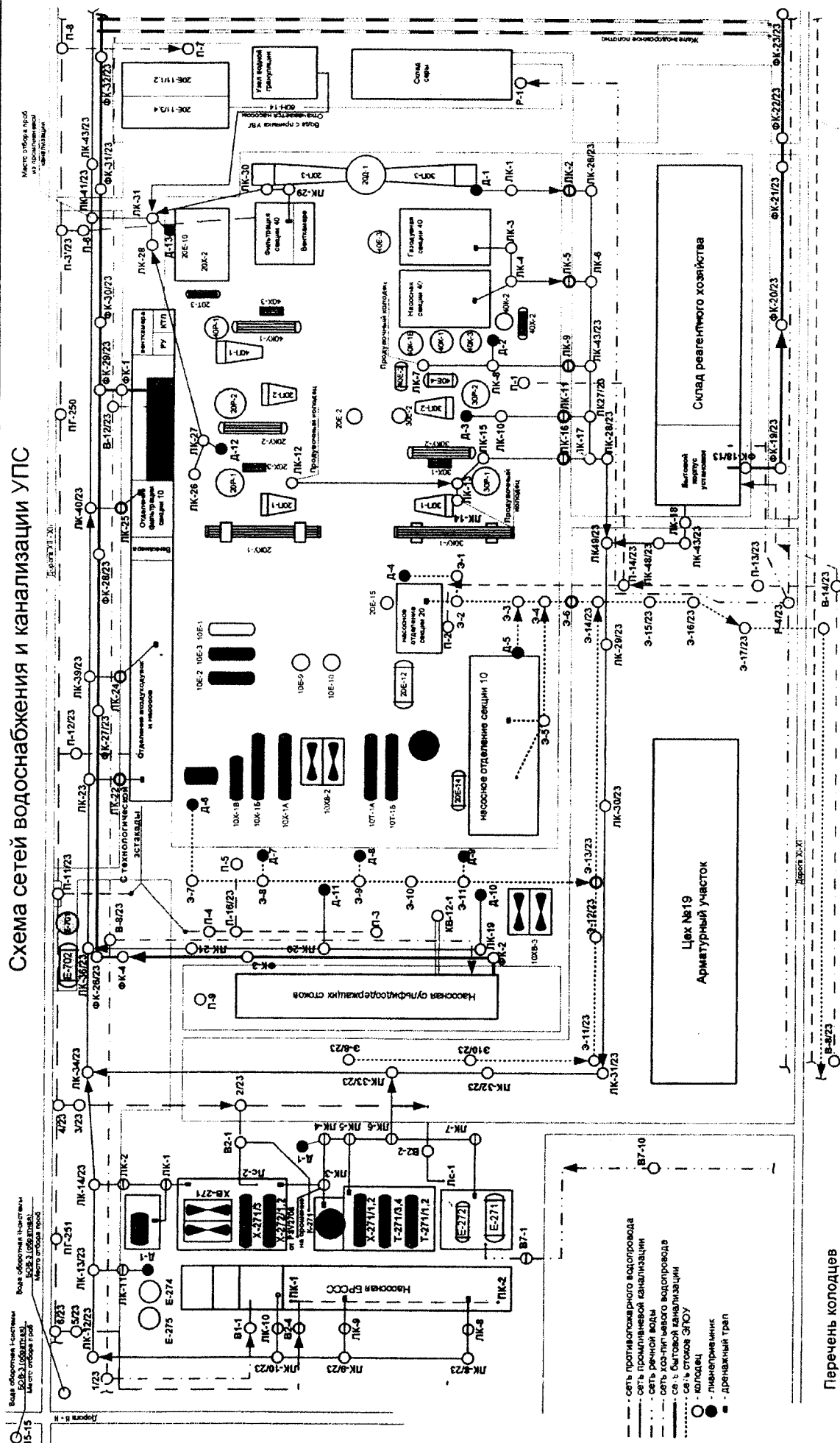
№ п/п	Наимено- вание оборудова- ния, номер позиции по схеме	Наименование параметра номер позиции средства измерения по схеме	Крити- ческое значе- ние пара- метра	Предаварийная сигнализация, уровень параметра		Блокировка, уровень параметра		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
				Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	
Секция 40.								
15.	Абсорбер 40К-3	Перепад давления <b>PDRA4213</b>			0,07 кгс/см <sup>2</sup>			Световой и звуковой сигнал в операторной.
16.	Абсорбер 40К-3	Расход технологического газа <b>FRSA4310</b>	5000 нм <sup>3</sup> /ч	5500 нм <sup>3</sup> /ч 5000 нм <sup>3</sup> /ч				Световой и звуковой сигнал в операторной.
17.	Абсорбер 40К-3	Уровень раствора <b>LRC4407</b>		20 %	80 %	5000 нм <sup>3</sup> /ч		Открытие клапана 40-12.
18.	Абсорбер 40К-3	Уровень раствора <b>LRSA4408</b>	15 %	20% 15 %	80%			Световой и звуковой сигнал в операторной.
19.	Трубопро- вод техно- логичес- кого газа в 20/30П-3	Давление технологического газа <b>PRCA4220</b>		0,05 кгс/см <sup>2</sup>	0,4 кгс/см <sup>2</sup>	15 %		Останов насосов 40Н-3,3Р Световой и звуковой сигнал в операторной.

*Есеров*

15-15

Вода оборотная (чистая)  
БОБ-3 (оборатная)  
Место отбора проб

Вода оборотная (чистая)  
БОБ-3 (оборатная)  
Место отбора проб



Перечень колодцев  
обслуживаемых цехом №16

1. B-8/23
2. B-14/23
3. 6/23
4. 4/23
5. P-3/23
7. O K-19/23
8. O K-20/23
9. O K-21/23
10. O K-22/23
11. O K-23/23

Начальник ООП

Начальник ООП

Начальник цеха №5


Начальник цеха №16

Начальник цеха №16

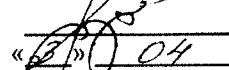
Начальник УПС

**А. В. ВОЙНОВ**  
ЕГОРОВ

СОГЛАСОВАНО  
Главный инженер  
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

  
А.А. Никитин  
«3» 04 2012 г.

УТВЕРЖДАЮ  
Директор по капитальному  
строительству  
ОАО «Славнефть-ЯНОС»

  
А.С. Верин  
«3» 04 2012 г.

Задание на проектирование № 5-2231

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
1.	Наименование работы	Снижение выбросов диоксида серы из дымовой трубы
2.	Вид строительства	Техническое перевооружение
3.	Основание для проектирования	Инвестиционная программа ОАО «Славнефть-ЯНОС» на 2013-2015 гг.. Техническое перевооружение. Прочие работы технического перевооружения. Протокол тех.совещания по снижению выбросов диоксида серы из дымовой трубы установки «Производство серы» от 26.12.11г. (Приложение 3)
4.	Срок ввода объекта в эксплуатацию	Апрель 2015 г.
5.	Срок разработки документации по этапам и разделам	1. Принципиальные технические решения – январь 2013 г. 2. Окончательная рабочая документация – сентябрь 2013г. 3. Технологическая схема, заказная документация на оборудование, технические проекты на оборудование, спецификации материалов, заказная документация на приборы КИПиА – январь 2014г. 4. Окончательная документация - октябрь 2014 г.
6.	Расположение объекта	Основная производственная площадка ОАО «Славнефть-ЯНОС» Планшет №23 Цех №5 Установка «Производство серы» Титул 74
7.	Режим работы производства, межремонтный пробег	2 года
8.	Объем проектирования по этапам и разделам	Работу выполнить в два этапа: 1. Разработка принципиальных технических решений, включающих в себя: – Описание принципиальных технических решений и разработка принципиальной технологической схемы – Описание и предварительный объем строительно-монтажных работ – Оценку капитальных затрат на реализацию проекта с разделением по видам затрат и разделам проекта, а также указанием методов расчета. – Перечень дополнительных исходных данных, предоставляемых Заказчиком для выполнения рабочего проектирования 2. Рабочее проектирование во всех разделах, необходимых для получения положительного заключения экспертизы.
9.	Границы проектирования	В соответствии с отметками на принципиальной технологической схеме. (Приложение 8)
10.	Исходные данные по объекту проектирования и требования к проекту, общие и по разделам проекта:	План расположения оборудования и сооружений. (Приложение 1) Характеристика помещений по взрыво- и пожароопасности. (Приложение 2)



№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
	- технологическая часть	Технологические параметры процесса. (Приложение 5) Характеристика веществ. (Приложение 4)  Внести изменения в значения норм технологических параметров процесса, после выдачи окончательной рабочей документации, в соответствии с Техническими условиями ОГМет.
	- автоматизация технологического процесса	Перечень сигнализаций и блокировок. (Приложение 6)  Требования к разработке раздела: 1. В соответствии с Техническими условиями ОГМет. 2. Средства автоматизации, примененные в проекте, должны иметь: сертификат утверждения типа Госстандарта РФ, сертификат соответствия (по взрывозащите) аккредитованной организации РФ, разрешение Ростехнадзора на применение. Пневматические исполнительные механизмы должны обеспечивать работу при давлении воздуха КИП $4 \pm 0,5 \text{ кгс/см}^2$ .
	- электротехническая часть	В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ.
	- строительная часть	Порядок предоставления материалов инженерных изысканий определить при заключении договора на проектирование.
	- механизация ремонтных работ	Предусмотреть при заключении договора на проектирование.
11.	Требования к обогреву трубопроводов, аппаратов, приборов КИПиА	Предусмотреть электрообогрев новых полевых приборов КИПиА, обогрев трубопроводов выполнить пароспутниками с давлением пара 3,5 ати.
12.	Обеспечение энергоресурсами (электроснабжение, теплоснабжение, воздухоснабжение), точки подключения	В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ.
13.	Водоснабжение и канализация, точки подключения	К существующим коммуникациям, согласно схемы сетей водоснабжения и канализации УПС. (Приложение 7)
14.	Требования к новому оборудованию и применяемым материалам	Выбираются при проектировании. Все оборудование, включая импортное, на момент монтажа должно иметь Разрешение на применение, выданное ФСЭТАН, Сертификат соответствия.
15.	Порядок разработки заказной документации и технических проектов на оборудование	В соответствии с проектом по настоящему Заданию.
16.	Исходные данные для привязки и подключения нового оборудования	В соответствии с техническим проектом.
17.	Необходимость демонтажа, перенесения внутренних инженерных сетей и сооружений, а также демонтажа оборудования и трубопроводов.	В соответствии с проектом по настоящему Заданию: 1. При проектировании предусмотреть демонтаж заменяемого и исключаемого оборудования и трубопроводов.
18.	Требования к благоустройству территории и озеленения	Предусмотреть в проекте материалы на восстановление покрытия после производства строительно-монтажных работ.
19.	Дополнительные условия проектирования	Не требуется

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
20.	Требования по согласованию отдельных разделов и проектных решений.	Монтажно-технологические схемы до выпуска окончательной документации согласовать с цехом №5 и ОПНР. Электротехническую часть проекта, а также выбор электротехнического оборудования до выпуска окончательной документации согласовать с ОГЭ. Часть КИПиА проекта, а также выбор оборудования КИПиА до выпуска окончательной документации согласовать с ОГМет.
21.	Экспертиза документации	Выполнить экспертизу промышленной безопасности рабочей документации, предоставить положительное заключение, зарегистрированное в Ростехнадзоре.

Приложение:

1. План расположения оборудования установки «Производство серы».
2. Характеристика помещений по взрыво- и пожароопасности.
3. Протокол тех.совещания по снижению выбросов диоксида серы из дымовой трубы установки «Производство серы» от 26.12.11г.
4. Характеристика веществ.
5. Технологические параметры процесса.
6. Перечень сигнализаций и блокировок.
7. Схема сетей водоснабжения и канализации УПС.
8. Принципиальная технологическая схема.
9. Описание процесса очистки от серосодержащих компонентов отходящих газов.
10. Режимный лист Установка «Производство серы» (секция 20/30 CLAUS).

Главный специалист по процессу

Э.В. Дутлов

Зам. главного инженера по ОП и ТБ

Д.В. Кириллов

Зам. главного инженера по производственному контролю

В.Ю. Боруруев

Главный метролог

С.И. Кравец

Главный энергетик

А.В. Столяров  
С.Л. Егоров

Главный механик

Ю.И. Табаков

Главный инженер службы директора по капитальному строительству

К.А. Михайлов

Начальник ПДО

М.Ю. Осокин

Начальник ОПНР

С.В. Елкин

Заказчик: начальник цеха № 5

М.В. Бурцев  
Н.Н. Лукашов

Представитель проектной организации

Е.А. Советов

## Описание процесса очистки от серосодержащих компонентов отходящих газов.

Процесс очистки отходящих газов секций 20, 30 складывается из следующих технологических стадий:

- восстановление сернистых соединений до сероводорода;
- охлаждение и конденсация влаги из технологических газов после восстановления;
- улавливание сероводорода из технологических газов раствором МДЭА;
- регенерация насыщенного раствора МДЭА;
- отпарка кислой воды, сконденсированной из технологического газа.

Сущность стадии восстановления заключается в каталитическом гидрировании элементарной серы и сернистого ангидрида до сероводорода при температуре  $\sim 330^\circ\text{C}$  на катализаторе.

При избытке  $\text{H}_2$  достигается практически полная конверсия в сероводород.

Избыток  $\text{H}_2$  получается за счет субстехиометрического сжигания топливного газа по равновесию реакции водяного газа при температуре.

После охлаждения и конденсации влаги газ поступает на очистку от сероводорода, которая осуществляется в абсорбере водным раствором МДЭА.

Одновременно с поглощением сероводорода происходит и поглощение части углекислоты, содержащейся в хвостовых газах.

Селективность третичных аминов, к которым относится МДЭА, связана с отсутствием прямой реакции углекислоты с амином.

Насыщенный  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  раствор МДЭА подвергается регенерации в секции 10.

Углекислота, поглощаемая раствором МДЭА из отходящих газов производства серы, попадает при десорбции в кислые газы, являющиеся сырьем производства серы, снижает концентрацию сероводорода в них.

Вследствие рециркуляции поглотительного раствора устанавливается некоторая равновесная концентрация углекислоты в кислых газах, определяемая в процессе абсорбции степенью селективности поглотительного раствора по отношению к углекислоте при данной степени очистки от сероводорода.

На основании данных базового проекта должны быть достигнуты следующие условия абсорбции:

- степень поглощения углекислоты  $\sim 15,5\%$ ;
- содержание сероводорода в очищенных хвостовых газах не более 300 ppm.

При этих условиях содержание сероводорода в кислых газах, поступающих на производство серы, составит 64,0% вместо 90% при 15% аммиака в газовой смеси, что практически не отразится на технологии производства.

Очищенный газ после абсорбера возвращается в секции 20 и 30 получения серы в печь дожига на дожигание оставшегося  $\text{H}_2\text{S}$  до  $\text{SO}_2$ . При этом концентрация  $\text{SO}_2$  в газах после печи дожига составит 0,02% об.

Основным отходом в данном процессе является водяной конденсат, образующийся при охлаждении восстановленного газа.

Этот конденсат, содержащий физически растворенный  $\text{H}_2\text{S}$  в количестве 20,0 мг/кг,  $\text{CO}_2$  в количестве 13 мг/кг и  $\text{NH}_3$  в количестве 30 мг/кг подлежит отпарке.

Во избежание накопления механических примесей в кислой воде, часть воды подвергается фильтрации на патронном фильтре.

## Нормативы выбросов в атмосферу

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место, отбора пробы (место установки средства измерения, номер позиции на схеме)	Контролируемые показатели	Нормативные документы на методы измерений (испытаний, контроля анализов)	Норма
3.1	Выбросы из дымовой трубы 20Д-1 печей (20КУ-1; 30КУ-1; 20П-1; 30П-1; 20П-2; 30П-2; 20П-3; 30П-3; 40П-1)	на трубопроводах 20/30 ГТ.10 (газоходы на сбросе в дымовую трубу)	Количество образования выбросов загрязняющих веществ, г/сек (концентрация загрязняющих веществ, мг/м <sup>3</sup> ), не более		
			NO <sub>2</sub>	M18	0,247(11,222)
			NO	M18	0,137(6,2244)
			SO <sub>2</sub>	ПНДФ 13.1.3.-97	8,602(390,82)
			CO	ПНДФ 13.1-2:3.27-99	4,112(186,82)
			C <sub>1</sub> - C <sub>5</sub>	НДП 7:8:14.1.402005	0,15(6,81151)

### Результаты замеров выбросов в дымовую трубу выбросов в дымовую трубу

Загру зка. м <sup>3</sup> /ч № ист.	Концентрация ВВ						Характеристика источника						Выбросы в атмосферу										Взвешен ные веществ а		
	α	CO	NO NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	O <sub>2</sub>	W с	V м <sup>3</sup> /с	H м	D м	T °C	CO		SO <sub>2</sub>		NO NO <sub>2</sub>		C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>		Бенз(а)- пирен		V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> факт			
												факт	ПДВ	факт	ПДВ	факт	ПДВ	факт	ПДВ	факт	ПДВ			факт	ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
4200																									
20 П-3	-	310,0	9,0	11799, 4	9,6	-	-	8,86	-	-	416	2,748	-	104,597	-		-	0,085	-	0,062×10 <sup>-6</sup>	-	-			
			16,2													0,144									
30 П-3	-	168,0	9,6	3114,2	7,2	13,1	-	8,76	-	-	391	1,471	-	27,271	-		-	0,063	-	0,061×10 <sup>-6</sup>	-	-			
			17,28														-								
Итого							1,73	17,62	3,6	120	403	4,219	4,112	131,867	8,602	0,164 0,295	0,137 0,247	0,148	0,150	0,123×10 <sup>-6</sup>	-	-			

## РЕЖИМНЫЙ ЛИСТ УСТАНОВКА "ПРОИЗВОДСТВО СЕРЫ" (СЕКЦИЯ 20/30 CLAUS)

	Показатели режима	№ позиции	Пределы параметров по реглам.	Единицы измерения по приборам
30КУ-1	Расход воздуха к горелке	FFRC 3301	не менее 686	нм <sup>3</sup> /ч
	Расход воздуха на оптимизацию	FFRC 3304		нм <sup>3</sup> /ч
	Суммарный расход воздуха	FRSA 3332		нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 3227	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 3218	не менее 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха от 30В-1, 20В-1р	PRCSA 3212	0,2- 0,65	кгс/см <sup>2</sup>
	Температура подшипников 30В-1, 20В-1р	TKSA 3130, 3131, 3132, 3133	не более 85	°С
	Температура воздуха	TRC 3166	не более 120	°С
	Расход топливного газа на горелку	FRC 3306		нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 3226		кгс/см <sup>2</sup>
	Расход H <sub>2</sub> S газа на секцию 30	FY 3365/1	269-2790	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление H <sub>2</sub> S газа на секцию 30	PRCSA 3211	не менее 0,3	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход кислого газа на секцию 30	FFRCA 3365	400-1350	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление кислого газа на секцию 30	PRA 3265	не более 3,5	кгс/см <sup>2</sup>
	Перепад давления кислого газа и H <sub>2</sub> S перед горелкой	PRDSA 3265/1	не менее 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление кислого и H <sub>2</sub> S газа перед горелкой	PRSA 3219	0,1-0,4	кгс/см <sup>2</sup>
	Температура в топке 30КУ-1	TR 3135	не более 1750	°С
		TRSA 3134	не более 1400	°С
	Температура технол. газа на выходе 30КУ-1	TR 3110	не более 180	°С
30П-1	Расход воздуха	FFRC 3310	53-375	нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 3228	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 3233	0,1-0,4	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход топливного газа на горелку	FR 3311	5,5-39	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 3230	0,3-1,4	кгс/см <sup>2</sup>
30Р-1	Температура технол. газа на входе в 30Р-1	TRCA 3111	220-260	°С
	Температура технол. газа на входе в 30Р-1, при регенерации	TRCA 3111	не более 350	°С
	Температура технол. газа на выходе из 30Р-1	TR 3124	240-350	°С
	Температура в слое катализатора	TR 3146, 3147	240-350	°С
30П-2	Расход воздуха	FFRC 3312	31-218	нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 3232	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 3234	0,1-0,36	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход топливного газа на горелку	FR 3314	3-21,3	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 3231	0,3-1,8	кгс/см <sup>2</sup>
30Р-2	Температура технол. газа на входе в 30Р-2	TRCA 3113	190-220	°С
	Температура технол. газа на входе в 30Р-2, при регенерации	TRCA 3113	не более 350	°С
	Температура технол. газа на выходе из 30Р-2	TR 3127	205-350	°С
	Температура в слое катализатора	TR 3125, 3126	205-350	°С
30КУ-2	Температура технол. газа из 1-ой ступени	TR 3112	не более 180	°С
	Температура технол. газа из 2-ой ступени	TR 3115	не более 180	°С
30Е-2	Температура технол. газа на выходе из 30Е-2	TRA 3116	не более 180	°С
	H <sub>2</sub> S /SO <sub>2</sub> SO <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S	QRCA 3504-1	-4 - +4	%
		QRA 3504-2	не более 0,8	
30П-3		QRA 3504-3	не более 1,6	
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 3235	90-600	кгс/м <sup>2</sup>
	Температура технол. газа в печи	TRCA 3114	550-650	°С
	Температура стенки печи	TRA 3140-3143	не более 400	°С
	Разрежение в 30П-3	PRSA 3237	35-90	кгс/м <sup>2</sup>
	Разрежение дымовых газов после 30П-3	PR 3213		кгс/м <sup>2</sup>
	Температура дымовых газов	TRA 3128	300-520	°С

	Показатели режима	№ позиции	Пределы параметров по реглам.	Единицы измерения по приборам
20КУ-1	Расход воздуха к горелке	FFRC 2301	не менее 686	нм <sup>3</sup> /ч
	Расход воздуха на оптимизацию	FFRC 2304		нм <sup>3</sup> /ч
	Суммарный расход воздуха	FRSA 2332		нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 2227	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 2218	не менее 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха от 20В-1, 20В-1р	PRCSA 2212	0,2 - 0,65	кгс/см <sup>2</sup>
	Температура подшипников 20В-1, 20В-1р	TRSA 2130, 2131, 2132, 2133	не более 85	°С
	Температура воздуха	TRC 2166	не более 120	°С
	Расход топливного газа на горелку	FRC 2306		нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 2226		кгс/см <sup>2</sup>
	Расход H <sub>2</sub> S газа на секцию 20	FY 2365/1	269-2790	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление H <sub>2</sub> S газа на секцию 20	PRSA 2211	не менее 0,3	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход кислого газа на секцию 20	FFRCA 2365	400-1350	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление кислого газа на секцию 20	PRA 2265	не более 3,5	кгс/см <sup>2</sup>
	Перепад давления кислого газа и H <sub>2</sub> S перед горелкой	PRDSA 2265/1	не менее 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление кислого и H <sub>2</sub> S газа перед горелкой	PRSA 2219	0,1-0,4	кгс/см <sup>2</sup>
	Температура в топке 20КУ-1	TR 2135	не более 1750	°С
		TRSA 2134	не более 1400	°С
	Температура технол. газа на выходе 20КУ-1	TR 2110	не более 180	°С
20П-1	Расход воздуха	FFRC 2310	53-375	нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 2228	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 2233	0,1-0,4	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход топливного газа на горелку	FR 2311	5,5-39	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 2230	0,3-1,4	кгс/см <sup>2</sup>
20Р-1	Температура технол. газа на входе в 20Р-1	TRCA 2111	220-260 С	°С
	Температура технол. газа на входе в 20Р-1, при регенерации	TRCA 2111	не более 350	°С
	Температура технол. газа на выходе из 20Р-1	TR 2124	240-350 С	°С
	Температура в слое катализатора	TR 2146, 2147	240-350	°С
20П-2	Расход воздуха	FFRC 2312	31-218	нм <sup>3</sup> /ч
	Перепад давления воздуха на горелке	PDR 2232	не более 0,1	кгс/см <sup>2</sup>
	Давление воздуха перед горелкой	PRSA 2234	0,1-0,36	кгс/см <sup>2</sup>
	Расход топливного газа на горелку	FR 2314	3-21,3	нм <sup>3</sup> /ч
	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 2231	0,3-1,8	кгс/см <sup>2</sup>
20Р-2	Температура технол. газа на входе в 20Р-2	TRSA 2113	190-220	°С
	Температура технол. газа на входе в 20Р-2, при регенерации	TRCA 2113	не более 350	°С
	Температура технол. газа на выходе из 20Р-2	TR 2127	205-350	°С
	Температура в слое катализатора	TR 2125, 2126	205-350	°С
20КУ-2	Температура технол. газа из 1-ой ступени	TR 2112	не более 180	°С
	Температура технол. газа из 2-ой ступени	TR 2115	не более 180	°С
20Е-2	температура технол. газа на выходе из 20Е-2	TRA 2116	не более 180	°С
	H <sub>2</sub> S /SO <sub>2</sub>	QRCA 2504-1	-4 - +4	
	SO <sub>2</sub>	QRA 2504-2	не более 0,8	%
	H <sub>2</sub> S	QRA 2504-3	не более 1,6	
20П-3	Давление топливного газа перед горелкой	PRSA 2235	90-600	кгс/м <sup>2</sup>
	Температура технол. газа в печи	TRCA 2114	550-650	°С
	Температура стенки печи	TRA 2140-2143	не более 400	°С
	Разрежение в 20П-3	PRSA 2237	35-90	кгс/м <sup>2</sup>
	Разрежение дымовых газов после 20П-3	PR 2213		кгс/м <sup>2</sup>
	Температура дымовых газов	TRA 2128	300-520	°С

# ОАО «Славнефть-ЯНОС»

## Техническая экспертиза

### ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

## Установка регенерации серы (Россия)

В	10/02/14	Выпуск с учетом замечаний	ВМ	VS	JPC
А	16/12/13	Выпущено для комментариев	ВМ	VS	JPC
Ред.	Дата дд/мм/гг	СТАТУС	СОСТАВИЛ (ФИО и подпись)	ПРОВЕРИЛ (ФИО и подпись)	УТВЕРДИЛ (ФИО и подпись)
РЕДАКЦИИ ДОКУМЕНТА					

Разделы, измененные в последней редакции, обозначены вертикальной чертой справа.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ОБЩАЯ КОМПОНОВКА БЛОКОВ.....</b>	<b>4</b>
2.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ БЛОК-СХЕМА.....	4
2.2 УСТАНОВКИ КЛАУСА - БЛОКИ 20 и 30.....	4
2.3 УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ХВОСТОВОГО ГАЗА - БЛОК 40.....	5
<b>3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК.....</b>	<b>6</b>
3.1 УСТАНОВКА КЛАУСА - БЛОК 20.....	6
3.1.1 Анализ эксплуатационных данных .....	6
3.1.2 Рекомендации / выполнение .....	6
3.2 УСТАНОВКА КЛАУСА - БЛОК 30.....	6
3.2.1 Анализ эксплуатационных данных .....	6
3.2.2 Рекомендации / выполнение .....	6
3.3 УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ХВОСТОВОГО ГАЗА - БЛОК 40.....	7
3.3.1 Анализ эксплуатационных данных .....	7
3.3.2 Рекомендации / выполнение .....	10
<b>4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВКИ.....</b>	<b>17</b>
4.1.1 Анализ эксплуатационных данных .....	17
4.1.2 Рекомендации / выполнение .....	19
<b>5. ВЫВОД .....</b>	<b>20</b>



## **1. ВВЕДЕНИЕ**

Компания PROSERNAT в ноябре 2013 года получила контракт на выполнение анализа работы установки регенерации серы, состоящей из двух установок Клауса - блоки 20 и 30 и одной установки подготовки хвостового газа - блок 40.

Основной целью анализа является увеличение производительности установки подготовки хвостового газа - блок 40 до 100% за счет уменьшения выбросов серы в атмосферу.

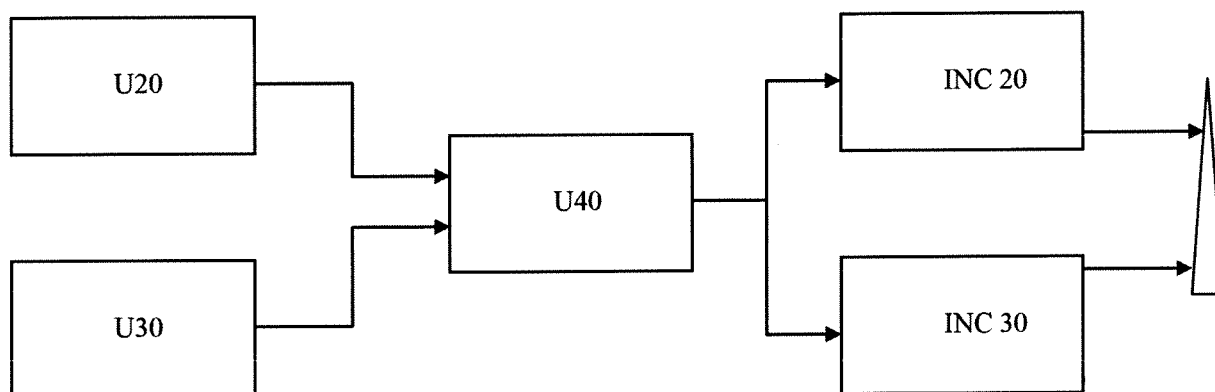
Проблема состоит в том, что расчетная производительность существующей установки подготовки хвостового газа не может быть достигнута даже с учетом использования газодувки для хвостовых газов 40B-1.

Компания PROSERNAT в данном исследовании рассмотрела работу 3 блоков на площадке в период с 11 по 15 ноября.

## 2. ОБЩАЯ КОМПОНОВКА БЛОКОВ

### 2.1 Технологическая блок-схема

На данной схеме показан упрощенный вид соединений блоков на НПЗ. Две установки Клауса - блоки 20 и 30 работают параллельно с установкой подготовки хвостового газа - блок 40.



### 2.2 Установки Клауса - блоки 20 и 30

Две установки Клауса работают параллельно и спроектированы для переработки одинакового объема кислого газа. Каждый блок рассчитан на обработку 2750 норм.м<sup>3</sup>/ч кислого газа (от установки регенерации амина и установки очистки кислой воды).

## **2.3 Установка подготовки хвостового газа - блок 40**

Установка подготовки хвостового газа МДЭА-аминового типа предназначена для переработки объемов хвостового газа от двух установок Клауса - блоки 20 и 30. Специфика заключается в том, что одна газодувка для хвостового газа была установлена для получения 100% производительности на блоке 40.

Одна емкость 40Е-3 была установлена перед газодувками, и один дополнительный башенный охладитель 40К-1Б был установлен ниже по потоку.

### **3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК**

#### **3.1 УСТАНОВКА КЛАУСА - БЛОК 20**

##### **3.1.1 Анализ эксплуатационных данных**

В ходе анализа не было обнаружено несоответствий эксплуатационных параметров установки за исключением одного аномального перепада давления между конденсатором первой ступени 20Ку-1 и подогревателем первой ступени 20П-1.

Однако создается впечатление, что данный блок работает с меньшей производительностью в сравнении с блоком 30. Фактически, общее содержание  $H_2S$  и  $SO_2$  составило примерно 1,1%, тогда как на блоке 30 среднее содержание составило 0,6%.

##### **3.1.2 Рекомендации / выполнение**

Единственной рекомендацией является проведение анализа производительности блока 20 в сравнении с блоком 30. Фактически оба катализатора имеют одинаковый перепад температуры в слое катализатора, таким образом можно предположить, что установка подготовки хвостового газа QRCA-2504 неправильно откалибрована или хвостовой газ проходит в обход с 1 на 2 проход в конденсаторе 20KY-2.

#### **3.2 УСТАНОВКА КЛАУСА - БЛОК 30**

##### **3.2.1 Анализ эксплуатационных данных**

В ходе анализа не было обнаружено несоответствий эксплуатационных параметров установки.

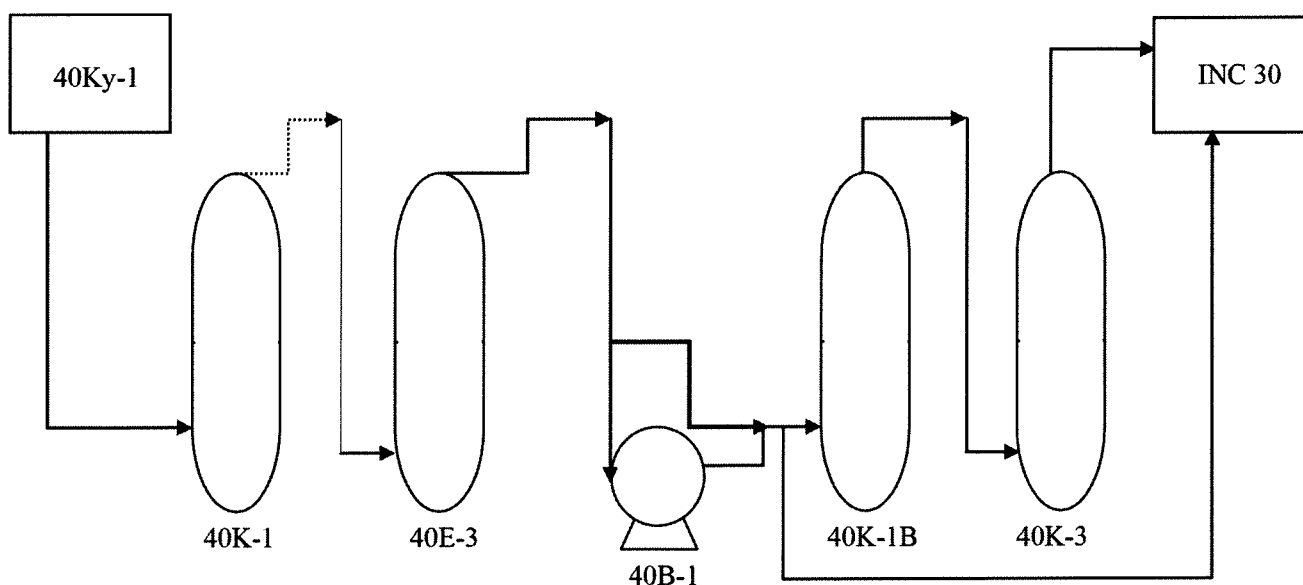
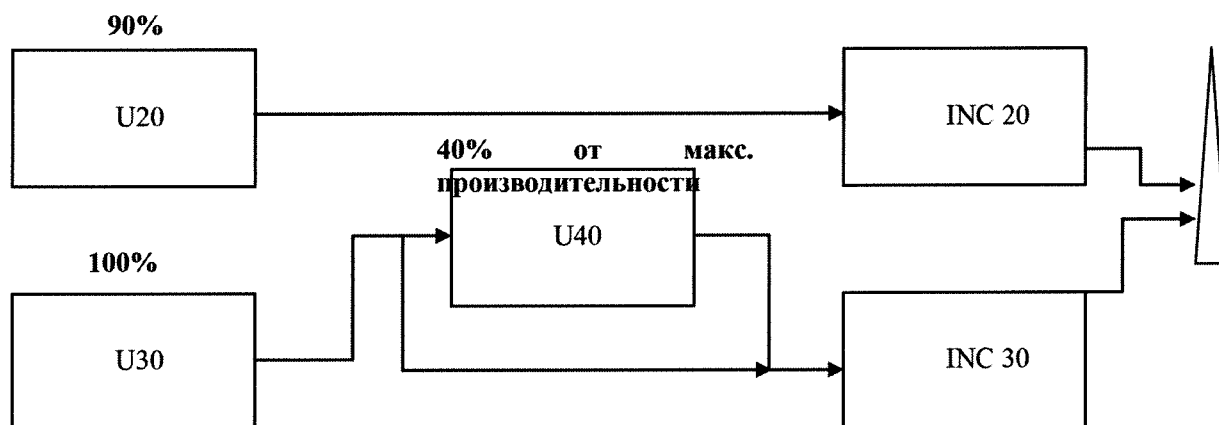
##### **3.2.2 Рекомендации / выполнение**

Нет.

### 3.3 Установка подготовки хвостового газа - блок 40

#### 3.3.1 Анализ эксплуатационных данных

Работа установки подготовки хвостового газа - блок 40 11 ноября:



Газодувка хвостового  
газа НЕ работает

Газодувка хвостового газа 40B-1 не работала, и часть хвостового газа направлялась в обход аминового абсорбера 40K-3 для уменьшения противодавления (через PV-4220).

КОНФИДЕНЦИАЛЬНО - Информация и данные, содержащиеся в настоящем документе, являются собственностью компании PROSERNAT и не подлежат разглашению какому-либо третьему лицу, обнародованию, копированию без предварительного письменного согласия компании PROSERNAT, или использованию в каких-либо других целях за исключением улучшения производительности установки регенерации серы на НПЗ «Аконкагуа», компании ENAP.

Были выполнены замеры давления в разным местах. Был обнаружен один случай аномально высокого давления в верхней части башенного охладителя 40К-1, соответствующий аномальному перепаду давления между данной колонной и входом газодувки, потенциально из-за конденсации воды в трубопроводе ниже по потоку.

Давление, измеренное в верхней части 40К-1, составило 0,15 кг/см<sup>2</sup>(изб.).

Было принято решение направить поток в обход следующего оборудования (40Е-3, 40В-1 и 40К-1В) для уменьшения перепада давления в системе. Давление сократилось на 0,08 кг/см<sup>2</sup>(изб.) по сравнению с предыдущим замером, а противодавление на входе блока 40 (PRC-4204) сократилось с 0,25 до 0,20 кг/см<sup>2</sup>(изб.).

В итоге увеличение производительности установки стало возможным, что привело к подаче в блок 40 всего количества хвостового газа из блока 30 (без перевода в инсинератор). Весь хвостовой газ из блока 30 перерабатывается в абсорбере МДЭА 40К-3. Давление на входе блока 40 (PRCA-4204) составляет 0,22 кг/см<sup>2</sup>(изб.).

Однако, оказалось, что было достигнуто максимальное противодавление на блоке 30, что привело к срабатыванию аварийной сигнализации (PRSA-3219 - уставка высокого уровня 0,4 кг/см<sup>2</sup>(изб.), а уставка аварийного отключения 0,45 кг/см<sup>2</sup>(изб.)).

Исходя из этого был сделан вывод о том, что увеличение производительности блока 40 невозможно во время визита специалистов, так как давление было слишком близко к уставке аварийного отключения, которая приводит к остановке блока.

**После того как специалисты компании PROSERNAT покинули установку, специалисты ОАО «Славнефть-ЯНОС» уведомили компанию PROSERNAT о том, что противодавление на блоке 40 возросло до 0.28 кг/см<sup>2</sup>(изб.)(PRCA-4204). Данная ситуация была проанализирована после получения данных от ОАО «Славнефть-ЯНОС» 25 ноября.**

**Данная ситуация сложилась в результате скопления жидкости в линии. За абсорбером МДЭА 40К-3 была обнаружена закупорка.**

Расходомер FE-4310 может являться причиной увеличения перепада давления в системе. Фактически перепад давления увеличился без какого-либо увеличения производительности блока 30 выше по потоку. Более того, преобразователь расхода FT-4310 показал увеличение производительности, в то время как выше по потоку не было отмечено увеличения производительности, как было указано ранее. Расходомер установлен в горизонтальной линии, и скопление жидкости (воды/МДЭА) возможно.

Другой проблемой, связанной с установкой регенерации серы является перенос серы из выходов блоков 20 и 30. Линии между емкостями хвостового газа 20Е-2 и 30Е-2 и подогревателем 40П-1 очень длинные, и жидкая сера скапливается в линии, что потенциально может привести к переносу серы за подогреватель 40П-1.

Твердые отложения серы были обнаружены на пробоотборном подсоединении анализатора водорода QRA-4512 ниже по потоку после башенного охладителя 40К-1.

Согласно данным рабочего персонала в водяном фильтре башенного охладителя 40Ф-1 не было обнаружено частиц серы.

Даже если перенос серы не может быть исключен, обычно он не проявляется на выходе катализатора гидрирования, так как сера гидрогенизируется в  $H_2S$ , а если этого не происходит, тогда частицы серы будут присутствовать в воде башенного охладителя 40К-1.

Другой возможной причиной присутствия серы на выходе башенного охладителя может быть реакция Клауса в присутствии  $SO_2$  и  $H_2S$ , что приводит к образованию серы. В данном случае вода выступает в качестве катализатора. Это может объяснить присутствие серы в пробоотборном присоединении анализатора водорода.

### **3.3.2 Рекомендации / выполнение**

#### **3.3.2.1 Газодувки хвостового газа 40В-1**

Не рекомендуется использовать газодувку в нормальных условиях эксплуатации, так как она не обеспечивает удовлетворительный уровень надежности работы.

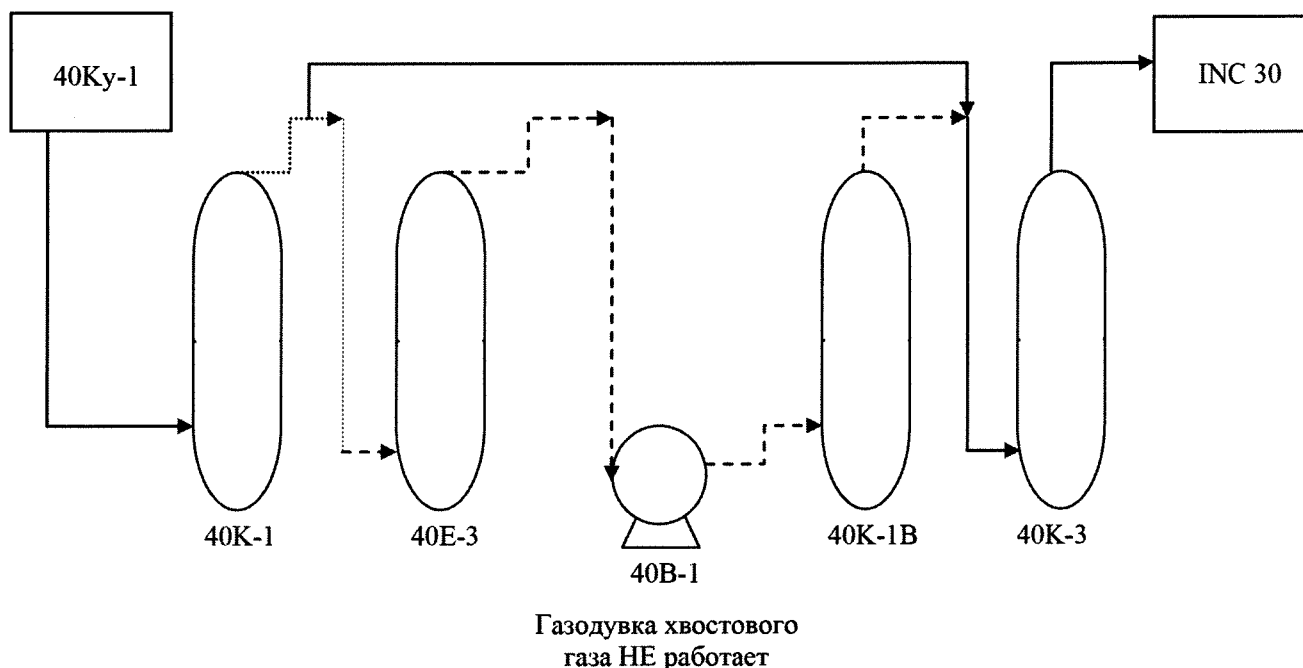
Данный вопрос обсуждался с рабочим персоналом и спустя несколько дней работы газодувка отказала.

Таким образом, использование газодувки можно оставить для процедуры образования сернистого соединения в катализаторе, включая нагрев и охлаждение.



### 3.3.2.2 Эксплуатация с обходом газодувки хвостового газа

Рекомендуется направлять поток в обход емкости 40Е-3, газодувки хвостового газа 40В-1 и башенного охладителя 40К-1В. Данная компоновка уменьшит перепад давления в системе и обеспечит большую производительность абсорбера МДЭА 40К-3.



Как обсуждалось ранее, увеличение перепада давления наблюдалось после абсорбера МДЭА с частичной закупоркой в расходомере FE-4310. Если будет подтверждено, что источником проблемы является расходомер, рекомендуется заменить его на другой, неинтрузивный тип расходомера (например, ультразвуковой расходомер).

При подобной компоновке основным фактором воздействия будет изменение температуры на входе в абсорбер МДЭА, которая будет выше по сравнению с расчетной (около 58°C (TR4163) на выходе башенного охладителя 40К-1 вместо 35°C (TR4112) на выходе башенного охладителя 40К-1В).

Учитывая, что температура обедненного МДЭА составляет 54 - 58°C, это означает большую конденсацию воды в контуре МДЭА, чем ранее (около 0,3 м³/ч при 100% производительности). Конденсированная вода не является проблемой, так как она ниже, чем подпиточная вода, закачиваемая для увеличения концентрации МДЭА в контуре.

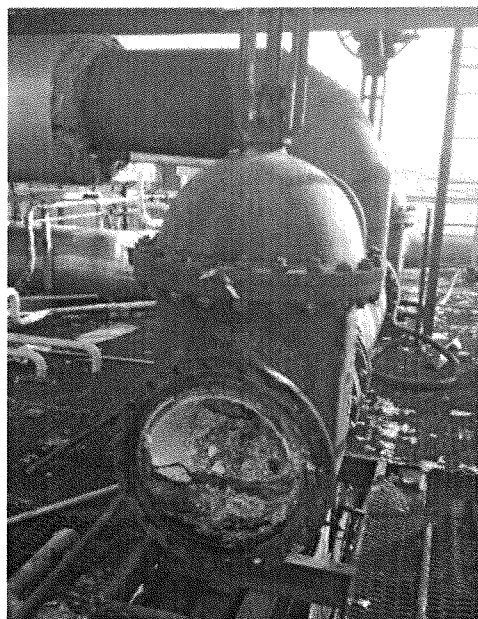
Производительность будет незначительно снижена из-за того, что температура в верхней части абсорбера МДЭА будет немного выше.

Согласно информации, полученной в беседе с рабочим персоналом, невозможно снизить температуру обедненного МДЭА, так как это повлияет на установки переработки.

КОНФИДЕНЦИАЛЬНО - Информация и данные, содержащиеся в настоящем документе, являются собственностью компании PROSERNAT и не подлежат разглашению какому-либо третьему лицу, обнародованию, копированию без предварительного письменного согласия компании PROSERNAT, или использованию в каких-либо других целях за исключением улучшения производительности установки регенерации серы на НПЗ «Аконкагуа», компании ENAP.

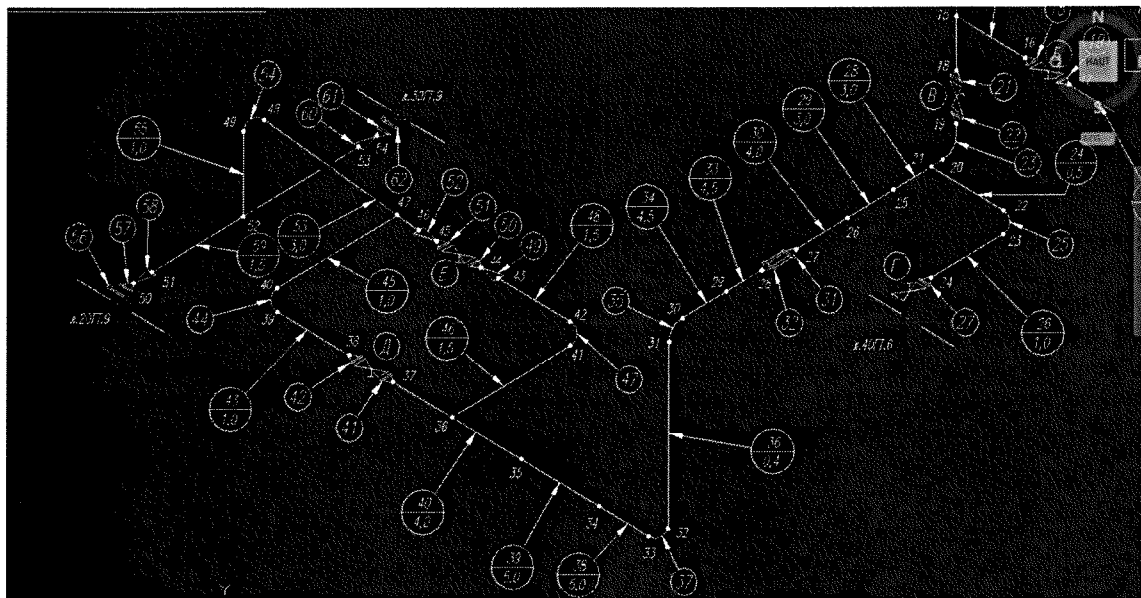
### 3.3.2.3 Перенос серы

Даже если нет подтверждений того, что перенос серы оказывает сильное влияние на работу блока 40, с другой стороны он оказывает влияние на работу установок в случае одновременного направления потока в обход установки Клауса при работе блока 40. Фактически смесь МДЭА и серы, подаваемая в одну линию может привести к образованию твердых отложений смеси серы и МДЭА. При смешивании двух потоков горячая сера, поступающая из установки Клауса, вступая в контакт с потоком из абсорбера МДЭА с температурой 50 – 60°C, будет затвердевать и образовывать твердые отложения, которые могут закупорить линию, как это уже происходило ранее.



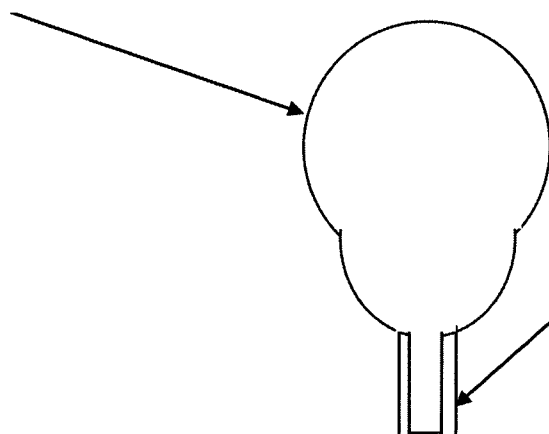
Линия хвостового газа 500 была закупорена смесью МДЭА и серы на 40П.10.

Данная линия была закрыта во время эксплуатации и в ней скопилась сера и МДЭА с другой стороны.



Рекомендуется установить дренажную линию на минимальном расстоянии от аппарата предварительного нагрева 40П-1 и подсоединить данную линию к существующему шлюзовому затвору катализатора серы.

Основная линия 600



Трубопровод с паровой рубашкой 50 x 80 к шлюзовому затвору

Также рекомендуется избегать мертвых зон и поддерживать поток газа в основных линиях к инсинератору.

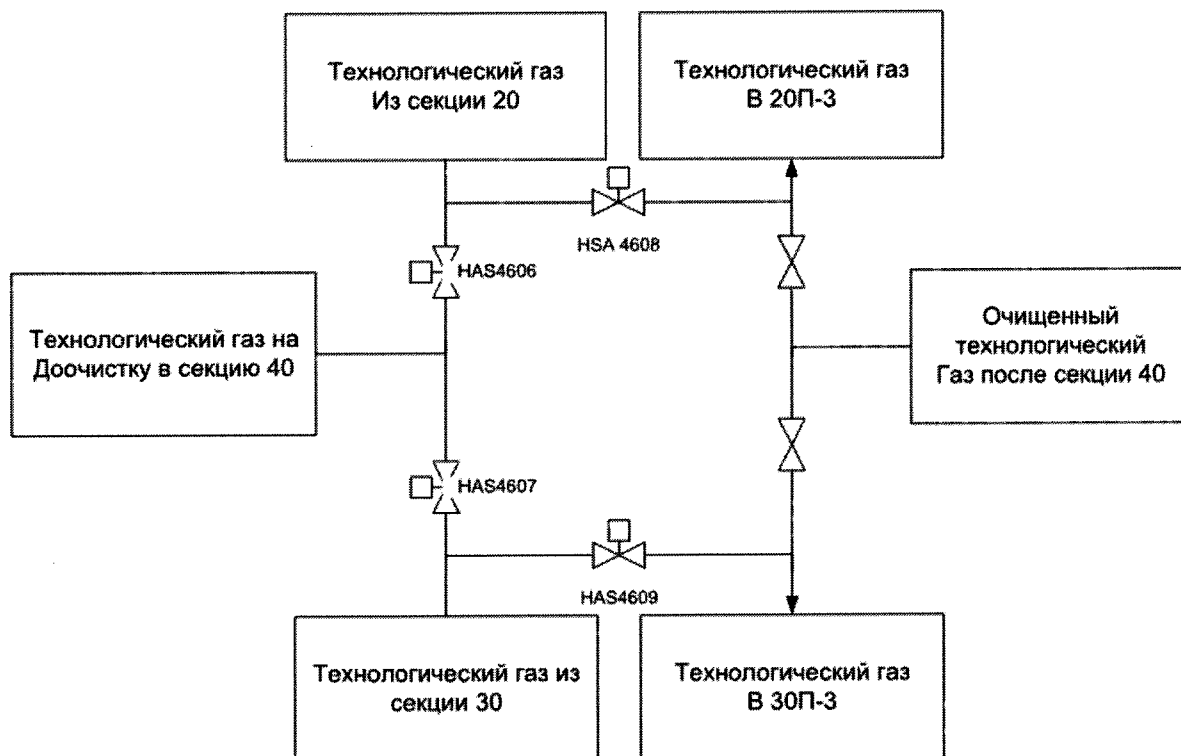
Так для уменьшения конденсации серы в линии можно уменьшить давление пара в установке Клауса до 1 кг/см<sup>2</sup> (изб.). При данном давлении температура насыщенного пара составит 120°C, что является температура затвердевания серы. Таким образом, температура технологического газа будет всегда выше температуры затвердевания серы, и максимальное количество паров серы будет конденсироваться, уменьшая перенос серы.

Производимый пар затем будет конденсироваться в новом конденсаторе пара, а конденсат будет направляться обратно в конденсатор 20Ку-2 / 30Ку-2.

КОНФИДЕНЦИАЛЬНО - Информация и данные, содержащиеся в настоящем документе, являются собственностью компании PROSERNAT и не подлежат разглашению какому-либо третьему лицу, обнародованию, копированию без предварительного письменного согласия компании PROSERNAT, или использованию в каких-либо других целях за исключением улучшения производительности установки регенерации серы на НПЗ «Аконкагуа», компании ENAP.

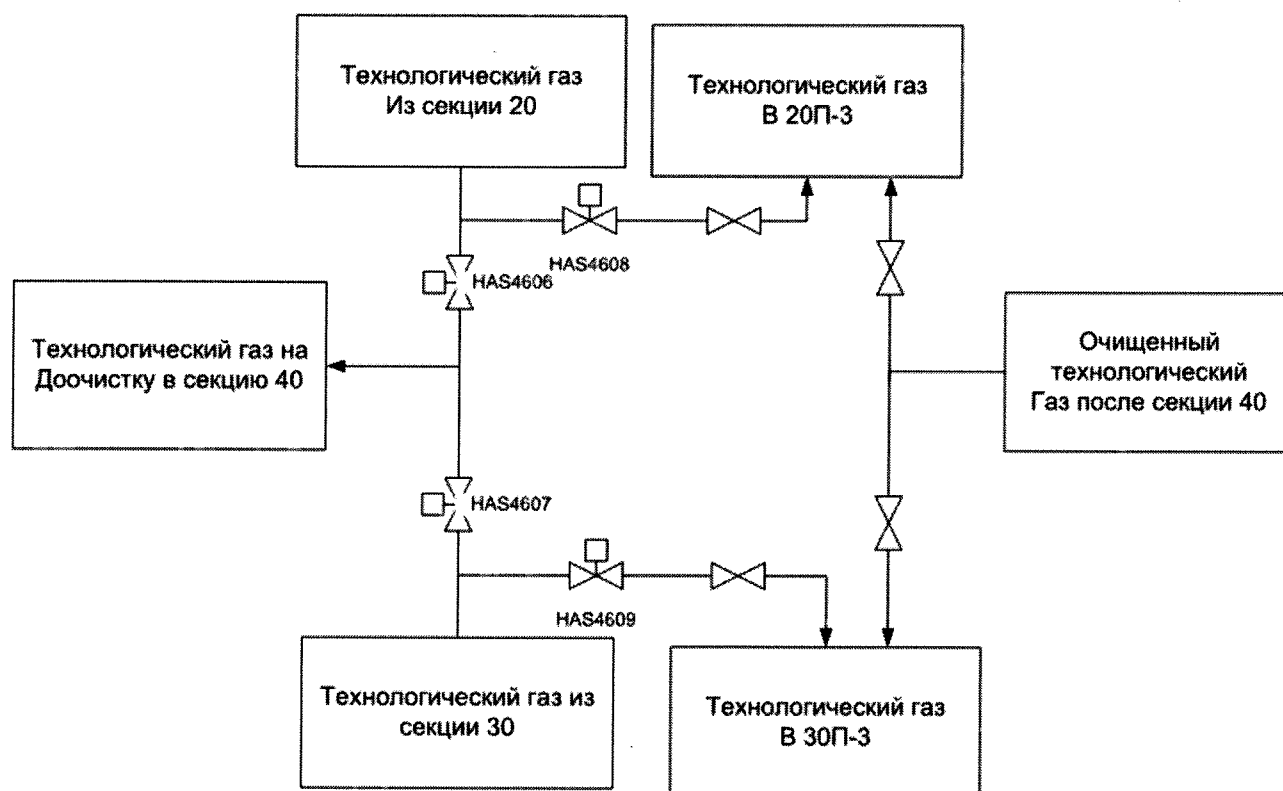
Существующая схема трубопроводов к каждому инсинератору:

### Существующая схема



Наилучшее решение для предотвращения образования твердых отложений это специальный трубопровод от выхода 20/30 Клауса в каждый инсинератор 20П-3/30П-3, смотреть схему:

### Предлагаемая схема



### 3.3.2.4 Противодействие на входе установки Клауса

Как обсуждалось ранее, максимальное противодействие достигалось на входе установки Клауса, что приводило к срабатыванию сигнализации высокого уровня на входе горелки Клауса 30Ку-1 при  $0,4 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  (PRSA-3219).

В связи с этим, невозможно увеличить производительность блока 40 с блоком 20 при этой уставке аварийной сигнализации.

Можно рассчитать вероятное максимальное противодействие на каждой установке Клауса:

- $0,24 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  на входе блока 40 при 100% производительности блока 30 можно ожидать максимальное давление в  $0,48 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  на PRSA-3219.
- $0,28 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  на входе блока 40 при 100% производительности блока 30 можно ожидать максимальное давление в  $0,52 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  на PRSA-3219.

С учетом того, что существующие газодувки 20В-1 / 30В-1 могут иметь максимальное давление нагнетания  $0,65 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$ , а давление кислого газа может быть увеличено до  $0,65 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$ , тогда нет причин ограничивать уставку высокого уровня значением  $0,4 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$  и аварийно высокого уровня значением  $0,45 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$ .

Более того, шлюзовые затворы катализатора серы на установке имеют высоту шлюза 4 м, что соответствует максимальному значению  $0,7 \text{ бар (изб.)}$  ( $(4 \times 1780 \times 9,81) / 10^5 = 0,7 \text{ бар}$ ) при плотности серы -  $1780 \text{ кг/м}^3$ .

Компания PROSERNAT рекомендует изменить уставки для PRSA-3219 на следующие значения:

- Сигнализация высокого уровня:  $0,6 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$
- Сигнализация аварийно высокого уровня:  $0,65 \text{ кг/см}^2(\text{изб.})$

## 4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ УСТАНОВКИ

### 4.1.1 Анализ эксплуатационных данных

Были проверены эксплуатационные показатели на инсинераторе 30П-3. В ходе проверок в инсинератор подавался только хвостовой газ от абсорбера МДЭА 40К-3.

В тоже время, поток дегазирования от резервуара серы был перенаправлен в инсинератор 20П-3.

ОАО «Славнефть-ЯНОС» должно обеспечить соответствие следующим требованиям в отношении защиты окружающей среды:

№ П/П	Наименование стадии технологического процесса, проанализированный продукт	Точка отбора проб (место установки КИП, № позиции на плане)	Контролируемые индикаторы	Нормативно-правовые документы, касающиеся методов измерения (контроль проведения испытаний, анализа)	Стандарт
3.1	Выбросы из дымохода 20D-1 печей (20КУ-1; 30КУ-1; 20П-1; 30П-1; 20П-2; 30П-2; 20П-3; 30П-3; 40П-1)	на трубопроводах 20/30 GT.10 (газовые каналы на вентиляционных отверстиях в дымоход)	Количество загрязняющих выбросов, г/с (концентрация загрязняющих веществ, мг/м <sup>3</sup> ), макс.		
			NO <sub>2</sub>	M18	0,247 (11,222)
			НЕТ	M18	0,137
			SO <sub>2</sub>	PNDF 13.1.3.-97	8,602 (390,82)
			CO	PNDF13.1.2:3.27-99	4,112 (186,82)
			C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	NDP 7:8:14.1.402005	0,15 (6,81151)

Содержание H<sub>2</sub>S на выходе абсорбера МДЭА было измерено при помощи индикаторных трубок, и был получен результат 800 ч./млн. H<sub>2</sub>S в объеме.

*Следует учесть, что данное значение возможно выше реального, так как образец был взят при температуре 53°C, в то время как трубка откалибрована для 20°C.*

Во время проверки расход хвостового газа в абсорбере МДЭА 40К-3 составлял 5150 норм. м<sup>3</sup>/ч (FRSA-4310).

Следующие данные были получены на инсинераторе:

- Температура в инсинераторе: 600°C
- Температура на выходе инсинератора: 415°C

На основании этих данных при помощи моделирования было получено значение 12% O<sub>2</sub> на выходе инсинератора.

В результате моделирования получается 180 ч./млн. SO<sub>2</sub> на выходе инсинератора (или 204 мг/м<sup>3</sup> или 522 мг/норм. м<sup>3</sup>). При этом молярный расход 0,158 кмоль/ч SO<sub>2</sub>.

13 ноября были взяты пробы и получены следующие результаты:

	ч./млн.	мг/норм. м <sup>3</sup>
CO	971	1214
NO	13	17
NO <sub>2</sub>	1	2
SO <sub>2</sub>	348	996

Условия при отборе проб: концентрация O<sub>2</sub> 11,9% в объеме и температура 415°C.

Следует отметить, что данные были получены с учетом 6% концентрации O<sub>2</sub>, в то время как в спецификации, указанной в предыдущей таблице не требуется соответствия концентрации O<sub>2</sub>.

Фактически, если изменить эталонное значение на фактическое значение концентрации 12% (разделенное на 2), получится примерно та же концентрация (которая составляет 348 / 2 = 174 ч./млн.).

Другой важной задачей является расчет общего количества выбросов в г/с на основании фактической концентрации O<sub>2</sub>, а не эталонном значении 6% O<sub>2</sub>, которое даст большее значение концентрации, которое будет умножено на фактическое значение объемного расхода газа (рассчитанного рабочим персоналом при помощи трубки Пито), в результате чего получится более высокое значение, не отражающее реального объема выбросов.

В итоге следующее значение, без учета концентрации O<sub>2</sub> (фактическая эксплуатация):

КОМПОНЕНТ	ИЗМЕРЕНИЕ г/с (мг/м <sup>3</sup> )	СПЕЦИФИКАЦИЯ г/с (мг/м <sup>3</sup> )
NO <sub>2</sub>	0,005 (0,37)	0,247 (11,222)
NO	0,04 (3)	0,137 (6,2244)
SO <sub>2</sub>	2,9 (204)	8,602 (390,82)
CO	3 (240)	4,112 (186,82)



Ожидаемые эксплуатационные показатели блока 40 при 100% производительности составят:

КОМПОНЕНТ	ИЗМЕРЕНИЕ г/с (мг/м <sup>3</sup> )	СПЕЦИФИКАЦИЯ г/с (мг/м <sup>3</sup> )
NO <sub>2</sub>	0,01 (0,37)	0,247 (11,222)
NO	0,08 (3)	0,137 (6,2244)
SO <sub>2</sub>	5,8 (204)	8,602 (390,82)
CO	6 (240)	4,112 (186,82)

Из предыдущих результатов видно, что значение CO превышает необходимое. Для соответствия спецификации по уровню CO требуется более высокая температура сжигания. Минимальная необходимая температура находится в пределах 760 - 800°C. Ниже данной температуры разрушение CO происходит в недостаточном объеме.

#### 4.1.2 Рекомендации / выполнение

Абсорбер МДЭА работает с меньшей отдачей в сравнении с изначальным проектом, предполагающим 200 ч./млн. на выходе абсорбера. Даже при отсутствии подтверждения возможности достижения абсорбером данного значения, более высокая температура в верхней части абсорбера будет снижать абсорбцию H<sub>2</sub>S амином.

Следует отметить, что загрузка обедненного МДЭА была правильной: 0,21 г/л H<sub>2</sub>S.

Рекомендуется измерять выбросы на основании фактических условий в плане концентрации O<sub>2</sub> без эталонных значений. Так как это влияет на значения фактической концентрации и объемов выбросов.

Для уничтожения CO требуется увеличить рабочую температуру в инсинераторах. Это может потребовать проверки проекта существующих инсинераторов (тип футеровки, температура обшивки, расход природного газа и т.д.).

## 5. ВЫВОД

После визита специалистов компании PROSERNAT установка регенерации серы работала с производительностью 50% на блоке 40, при этом выбросы в атмосферу соответствовали основным требованиям (за исключением CO).

Основной проблемой является противодавление на входе установки Клауса - блок 30, где давление достигает точки уставки аварийного уровня.

После того, как специалисты компании PROSERNAT покинули площадку, противодавление возросло, что может быть связано с расходомером FE-4310, расположенным ниже по потоку, после абсорбера МДЭА 40К-3. 1

Если значения уставок аварийной сигнализации на PRSA-2219 / PRSA-3219 увеличить, это обеспечить большую гибкость работы установки и возможность увеличить производительность до 100% на блоке 40. 2

## По предложению ОПНР

### 1. Замена расходомера по выходу с газодувки 40В-1А,Б.

Расходомер FE-4310 может являться причиной увеличения перепада давления в системе. Расходомер установлен в горизонтальной линии, и скопление жидкости (воды/МДЭА) возможно. Источником проблемы является расходомер, рекомендуется заменить его на другой, неинтрузивный тип расходомера (например, ультразвуковой расходомер).

### 2. Перерасчет аппаратов секций 20/30/40 на увеличение давления в котлы-утилизаторы до $0,65 \text{ кгс/см}^2$ .

С учетом того, что существующие газодувки 20В-1 / 30В-1 могут иметь максимальное давление нагнетания  $0,65 \text{ кг/см}^2$ (изб.), а давление кислого газа может быть увеличено до  $0,65 \text{ кг/см}^2$ (изб.), тогда нет причин ограничивать уставку высокого уровня значением  $0,4 \text{ кг/см}^2$ (изб.) и аварийно высокого уровня значением  $0,45 \text{ кг/см}^2$ (изб.).

Более того, шлюзовые затворы катализатора серы на установке имеют высоту шлюза 4 м, что соответствует максимальному значению  $0,7 \text{ бар}$  (изб.)  $((4 \times 1780 \times 9,81) / 10^5 = 0,7 \text{ бар})$  при плотности серы -  $1780 \text{ кг/м}^3$ .

Компания PROSERNAT рекомендует изменить уставки для PRSA-3219 на следующие значения:

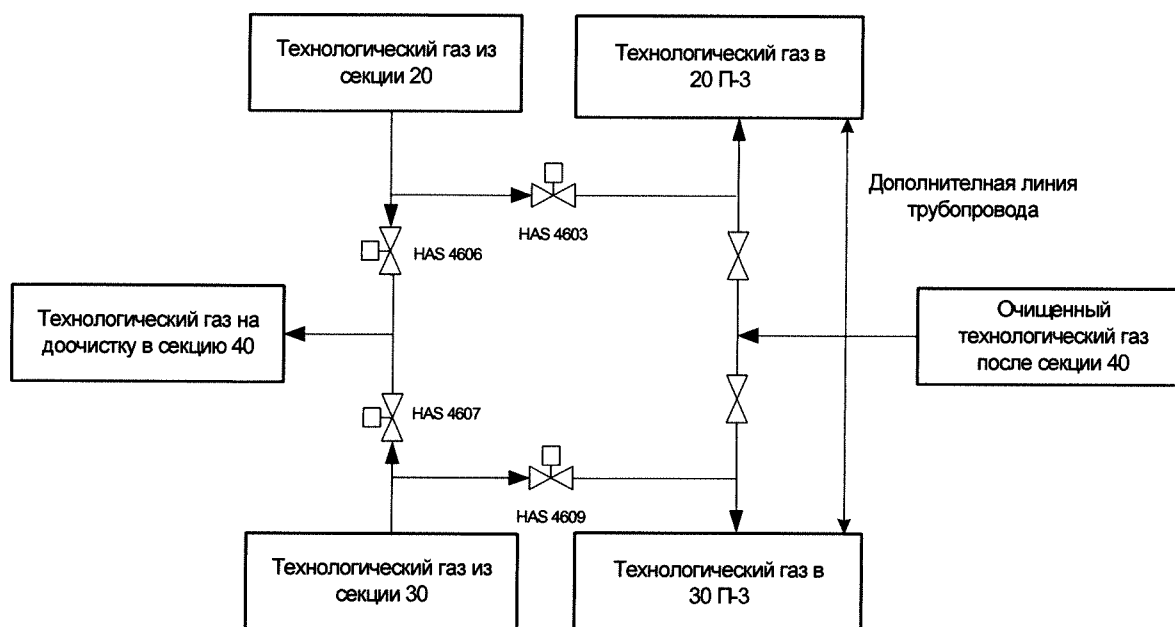
- Сигнализация высокого уровня:  $0,6 \text{ кг/см}^2$ (изб.)
- Сигнализация аварийно высокого уровня:  $0,65 \text{ кг/см}^2$ (изб.)

### 3. Реконструкция печей дожига для увеличения температуры до $850^\circ\text{C}$ , и принудительной подачи воздуха.

Рекомендуется измерять выбросы на основании фактических условий в плане концентрации  $\text{O}_2$  без эталонных значений. Так как это влияет на значения фактической концентрации и объемов выбросов. Для уничтожения СО требуется увеличить рабочую температуру в инсинераторах до  $750^\circ\text{C}$  -  $850^\circ\text{C}$ .

### 4. Распределение потоков по технологическому газу от секций 20/30 и секции 40 в печь дожига.

Рисунок 1 Арматура, управляющая распределением потоков секций 20,30,40



5. Увеличение каналов в системе управления.

6. Расчет стоимости.

Статья	цена за единицу	Кол.	Сумма
расходомер	400 000	1	400 000
перерасчет аппаратов за 1 шт.	100 000	18	1 800 000
арматура Ду 600	300 000	2	600 000
Печи дожига	35 000 000	2	70 000 000
Воздуходувки	10 000 000	5	50 000 000
Увеличение количества каналов	30 000	100	3 000 000
СМР			88 060 000
Демонтаж			22 015 000
ПИР			28 305 000
ИТОГО:			264 180 000