

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ П.М. Кондрашов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
в форме бакалаврской работы**

15.03.02. Технологические машины и оборудование

Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС

Пояснительная записка

Руководитель, к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ Макушкин Д.О.

Выпускник, студент НБ16-01Б, 081620900 \_\_\_\_\_ Соколов Д.А.

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа ВКР по теме «Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть \_\_\_\_\_ Е.В. Костоулова

Безопасность и экологичность проекта \_\_\_\_\_ Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ В.И. Афанасов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 Федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение  
 высшего образования  
 «СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

УТВЕРЖДАЮ  
 Заведующий кафедрой  
 \_\_\_\_\_ П.М. Кондрашов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ НА  
 ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
 в форме бакалаврской работы**

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Соколов Д.А.</i>			<i>Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Макшук Д.О.</i>					3	
<i>Реценз.</i>						<i>МОНПП гр. НБ16-01Б</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Афанасов В.И.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кондрашов П.М.</i>						

Студенту Соколову Даниилу Александровичу  
Группа НБ16-01Б, направление 15.03.02 «Технологические машины и  
оборудование», специальность 15.03.02.03 «Машины и оборудование  
нефтяных и газовых промыслов».

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация  
нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС».

Утверждена приказом по университету № 6319/с от 20.05.2020

Руководитель ВКР Д.О. Макушкин, к.т.н., доцент каф. «МОНГП» СФУ  
ИНиГ.

Исходные данные для ВКР предоставлены ООО «РН-Ванкор».

Перечень разделов ВКР:

- Разделение эмульсии нагревом;
- Нефтегазоводоразделитель НГВРП-1-115-ПС;
- Аппараты heater-treater за рубежом;
- Проблемы при эксплуатации нефтегазоводоразделителей;
- Инфракрасные горелочные устройства;
- Патентно-информационный обзор;
- Техническое предложение;
- Расчётная часть;
- Технологическая часть;
- Безопасность и экологичность проекта;
- Экономическая часть.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием  
основных чертежей, плакатов, слайдов:

- функциональная схема нефтегазоводоразделителя – 1 лист А1;
- патентно–информационный обзор – 1 лист А1;
- нефтегазоводоразделитель, чертёж общего вида – 1 лист А1;
- беспламенная горелка, сборочный чертёж – 1 лист А2;
- детализовка 7 деталей беспламенной горелки – 1 лист А1;
- технологический маршрут изготовления детали – 1 лист А1;
- экономическая целесообразность модернизации – 1 лист А1;

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Д.О. Макушкин

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ Д.А. Соколов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

## КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК

выполнения этапов ВКР

Наименование и содержание этапа	Срок выполнения	Примечание
Получение темы дипломного проекта.	06.02.2020	
Сбор материала для выполнения дипломного проекта. Уточнение темы.	07.02.2020 - 27.02.2020	
Подготовка общего вида функциональной схемы НГВРП А1. Анализ собранного материала, научно – патентной, справочно – нормативной, учебной литературы.	28.02.2020 - 01.04.2020	
Подготовка графической части патентно-информационного поиска на формате А1.	02.04.2020 - 15.04.2020	
Подготовка сборочного чертежа. Разработка конструкции беспламенной горелки.	16.04.2020 – 12.05.2020	
Выполнение расчётной части проекта.	20.04.2020 – 10.05.2020	
Подготовка главы по безопасности и экологичности проекта.	20.05.2020 – 30.05.2020	
Оформление чертежей деталей.	28.05.2020 – 18.06.2020	
Предзащита дипломного проекта.	29.05.2020	
Устранение замечаний, полученных на предзащите.	29.05.2020 – 10.06.2020	
Получение зачёта по преддипломной практике.	10.06.2020	
Расчёт технико – экономической эффективности внедрения беспламенной горелки.	11.06.2020 – 16.06.2020	
Оформление расчётно – пояснительной записки.	16.06.2020- 27.06.2020	
Защита дипломного проекта.	30.06.2020	

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

Д.О. Макушкин

Выпускник \_\_\_\_\_

Д.А. Соколов

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС» состоит из пояснительной записки и графической части.

Пояснительная записка объемом 120 машинописных листов формата А4 содержит 61 рисунок, 17 таблиц, 64 формулы и список использованных источников из 47 наименований. Графическая часть состоит из 7 листов, включающих 4 чертежа и 3 плаката, выполненных на форматах А1 и А2.

Целью ВКР является модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС.

В ВКР разработаны и спроектированы элементы беспламенной горелки НГВРП. Новая конструкция горелки не исчерпывает себя и является перспективной для внедрения в производство, а также дает возможность и дальше вести работу в данном направлении.

Найденные технические решения обоснованы расчётами. В результате проведения мероприятия по усовершенствованию горелки путем замены её на беспламенную, был получен доход от сокращения эксплуатационных расходов 5029390 рублей за счет увеличения межремонтного периода жаровой трубы, снижения выплат за негативное воздействие на окружающую среду и увеличения амортизационных отчислений. Представленный проект является экономически выгодным и рекомендуется для реализации на промыслах Красноярского края и России.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	9
1 Разделение эмульсии нагревом .....	10
1.1 Виды аппаратов типа heater-treater .....	13
2 Нефтегазоводоразделитель НГВРП-1-115-ПС .....	17
2.1 Устройство и характеристики .....	17
2.2 Горелки .....	20
2.2 Принцип работы аппарата.....	20
3 Аппараты heater-treater за рубежом.....	25
4 Проблемы при эксплуатации нефтегазоводоразделителей.....	27
5 Инфракрасные горелочные устройства .....	33
5.1 Обзор существующих конструкций .....	34
5.2 Патент RU2110015C1 .....	39
5.3 Патент RU2462661.....	41
5.4 Методика изготовления пористого керамического материала .....	43
5.5 Опыт применения инфракрасных горелок в аппаратах heater-treater....	45
6 Патентно - информационный обзор.....	49
6.1 Патент RU71559 .....	49
6.2 Патент RU159315 .....	51
6.3 Патент US3727382 .....	54
6.4 Патент US4926842.....	57
6.5 Патент US5042582.....	61
6.6 Патент US0319844.....	64
7 Техническое предложение .....	66
8 Расчетная часть.....	67
8.1 Расчёт геометрических параметров горелки.....	67
8.2 Тепловой баланс .....	71
8.3 Температура горения.....	75
8.4 Тепловое расширение.....	76
8.5 Прочностной расчет .....	78
9 Технологическая часть.....	81
9.1 Анализ функционального назначения детали.....	81

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

9.2	Разработка технологического маршрута изготовления детали, определение основных операций и основных переходов .....	82
10	Безопасность и экологичность .....	88
10.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	88
10.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	92
10.3	Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	93
10.4	Обеспечение безопасности технологического процесса .....	94
10.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	95
10.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	96
10.7	Экологичность проекта .....	97
11	Экономическая часть .....	98
11.1	Определение капитальных вложений .....	99
11.1.1	Затраты на изготовление деталей .....	99
11.1.2	Затраты на транспортировку .....	102
11.1.3	Затраты на монтаж .....	103
11.1.4	Затраты на ликвидацию .....	104
11.2	Амортизационные отчисления .....	105
11.3	Расходы на содержание и текущий ремонт оборудования .....	105
11.4	Расчет платы на негативное воздействие на окружающую среду .....	106
11.5	Расчет экономического эффекта .....	109
	Заключение .....	111
	Список использованных источников .....	113
	Приложение А .....	118



## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефть и газ являются незаменимым ресурсом на рынке топлива. Более 70% топливно-энергетического комплекса России приходится на нефть и газ, помимо этого из нефти изготавливается широкий ряд продукции - от топливных смесей до медикаментов и косметики. Этим обуславливается активное развитие технологий в различных областях нефтегазового дела - от геологоразведки до переработки нефти и газа, а для подготовки квалифицированных кадров данной отрасли формируется всё больше учебных заведений на уровне среднего и высшего образования.

Одним из важнейших этапов нефтяного производства является подготовка нефти к переработке после её извлечения из скважин. Переработка состоит в очистке и разделении газодонефтяных эмульсий на нефть, газ и воду. Для этих целей в настоящее время на многих месторождениях используют различные подогреватели, в которых эмульсия путём нагрева преобразует свои свойства для облегчения разделения, и сепараторы, служащие непосредственно для разделения сред на отдельные фазы. Однако такие устройства, как правило, представляют собой большие установки, которые обычно транспортируются, устанавливаются, и соединяются по отдельности. Это приводит к значительным затратам на доставку, размещение и соединение таких устройств на удаленном от скважины участке. Нередко такие системы могут быть несовместимы друг с другом. Поскольку производственные участки зачастую находятся на значительном расстоянии от ближайших поставщиков, установка и соединение установок сопровождаются приостановкой технологического процесса.

Кроме того, некоторые элементы системы подготовки нефти могут иметь аналогичные между собой функции, а создание тех же функций, которые уже предусмотрены для других устройств, приводит к значительным потерям энергии и неэффективности каждого компонента. Это не только отражает неправильное проектирование системы, но и значительно увеличивает общую стоимость участков подготовки нефти, включающую не только затраты на настройку и подключение оборудования, а также на дублирование аналогичных компонентов для каждого отдельного устройства.

Таким образом, существует потребность в устройствах, способах и системах, которые могут заменить несколько автономных блоков на участках подготовки одним объединенным, экономически эффективным блоком, способным значительно сократить время, необходимое для транспортировки и монтажа, а также позволяющим обеспечить экономию финансовых средств и более быструю окупаемость инвестиций для нефтяных компаний.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в поиске решений существующих проблем в таких устройствах как нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом и разработке модификации, обеспечивающей прирост технологических и экономических показателей эффективности рассматриваемого аппарата.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## 1 Разделение эмульсии нагревом

Большинство эмульсий требуют нагрева и возможности оседания водной фазы для разделения на нефть и воду. Однако для более сложных (плотных) эмульсий требуются как химические вещества, так и нагрев, а затем сепарация методом коалесценции и гравитационное осаждение.

Нагревание является наиболее распространенным способом переработки водонефтяных эмульсий. Чтобы понять, как нагрев способствует разделению водонефтяных эмульсий и отделению водяных капель от нефти, обратимся к уравнению скорости оседания капель [1]:

$$v = 1.787 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\Delta\gamma \cdot d_m}{\mu_0}, \frac{м}{с} \quad (1.1)$$

где  $\Delta\gamma$  - разница между удельным весом воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$d_m$  - диаметр капли воды, мм;

$\mu_0$  - вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с.

Нагревание водонефтяных эмульсий способствует их разделению и отделению воды несколькими способами. Наиболее значимым эффектом является снижение вязкости нефти при изменении температуры. Вязкость всех видов сырой нефти быстро падает с ростом температуры. Из уравнения (1.1) делаем вывод, что снижение вязкости эмульсии приводит к увеличению скорости оседания капель воды и, таким образом, ускоряет и способствует отделению воды от нефти.

Когда смесь воды и нефти нагревается, плотность (удельный вес) воды и нефти уменьшается. Однако влияние температуры на плотность нефти более значительно, чем на плотность воды. В результате разница в плотности (или удельном весе) увеличивается при нагревании эмульсии. Например, если нефть и вода нагреваются от 15 °С до 65 °С, происходит следующее изменение их относительного удельного веса [1]:

Таблица 1 - Плотность жидкостей при различных температурах

Температура	15 °С	65 °С
Плотность нефти	0.83 г/см <sup>3</sup>	0.79 г/см <sup>3</sup>
Плотность воды	1.05 г/см <sup>3</sup>	1.03 г/см <sup>3</sup>
Разница плотностей	0.22 г/см <sup>3</sup>	0.24 г/см <sup>3</sup>

Ссылаясь на формулу (1.1), видим, что увеличение  $\Delta\gamma$  увеличивает скорость осаждения и, следовательно, способствует отделению капель воды от нефти. Однако изменение разности удельного веса невелико. Следовательно, этот эффект не так значим, как эффект, придаваемый изменением вязкости. Фактически мы можем полностью игнорировать влияние удельного веса на процесс вплоть до температуры 95 °С. Для определенных видов сырой нефти

повышенная температура может оказывать обратное влияние на разницу в удельном весе. Для некоторых тяжелых эмульсий удельный вес нефти и воды будет одинаковым при определенной температуре. Этой ситуации следует избегать, так как это полностью остановит процесс разделения. Поэтому следует соблюдать осторожность при определении температуры обработки той или иной сырой нефти.

Другим полезным эффектом нагревания является то, что повышенная температура способствует движению небольших капель воды, которые при столкновении с одной и другой могут образовывать капли большего размера. Увеличенный размер капель значительно ускоряет процесс осаждения, как показано в уравнении (1.1). Нагревание также поможет дестабилизировать (ослабить) эмульсионную пленку, тем самым разрушая эмульсию. Кроме того, нагревание растворяет мелкие кристаллы парафина и асфальтенов и, таким образом, нейтрализует их потенциальное действие в качестве эмульгаторов.

Несмотря на все рассмотренные выше преимущества нагревания, у этого метода сепарации есть некоторые недостатки. Нагревание нефти может привести к значительной потере более легких углеводородных фракций и, следовательно, к потере объема нефти. Например, нагревание нефти с удельным весом  $850 \text{ кг/м}^3$  от  $37 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $65 \text{ }^\circ\text{C}$  приводит к потере более 1% ее объема [1]. Конечно, испарения (легкие фракции) могут быть собраны и проданы вместе с газом, но это не компенсирует потерю доходов в результате потерь нефти. В дополнение к потерям нефти испарение легких фракций оставляет обработанную нефть с более низким удельным весом (т.е. с более низким качеством), которое будет продаваться по более низкой цене. Наконец, нагревание требует дополнительных инвестиций в нагревательное оборудование и дополнительных эксплуатационных расходов на топливный газ и техническое обслуживание.

Из-за вышеупомянутых недостатков, как правило, рекомендуется избегать использования нагревания в качестве процесса обработки, если это вообще возможно. В других случаях некоторые преимущества могут быть реализованы при минимальном количестве нагрева.

Топливом, используемым для нагрева в нефтеперерабатывающих производствах, является природный или попутный нефтяной газ. При некоторых особых условиях также может использоваться сырая нефть.

Нагреватели обычно бывают двух основных типов:

1. Нагреватели с прямым подогревом, в которых нефть пропускают через змеевик, подвергают воздействию горячих дымовых газов сгоревшего топлива или вводят эмульсию в сосуд, нагретую с помощью жаровых труб.
2. Нагреватели с теплоносителем, в которых тепло передается от горячих дымовых газов к эмульсии через воду в качестве передаточной среды. Эмульсия проходит через трубы, погруженные в горячую «водяную баню». В общем случае количество свободной воды в нефтяной эмульсии будет являться фактором, определяющим, какой метод

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

следует использовать. Если количество свободной воды составляет 1-2%, то используют нагреватели с теплоносителем. Если содержание свободной воды достаточно, чтобы удерживать уровень вокруг жаровой трубы, используют нагреватель с прямым подогревом. Оба вида нагревателя показаны на рисунке 1.1.

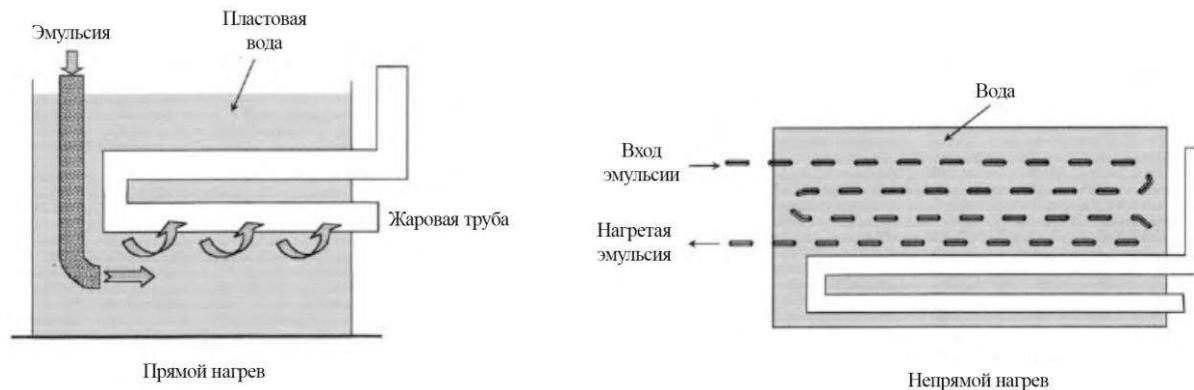


Рисунок 1.1 – Методы нагрева эмульсии

Количество тепла, передаваемого или получаемого жидкостью, обычно определяется выражением

$$q = m \cdot c \cdot \Delta T, \text{ Дж/ч} \quad (1.2)$$

где  $m$  – массовый расход жидкости, кг/сут;

$c$  – удельная теплоемкость жидкости, кДж/(кг · °С);

$\Delta T$  – повышение температуры за счет передачи тепла, °С.

Массовый расход

$$m = \gamma \cdot Q \quad (1.3)$$

где  $\gamma$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$Q$  – объемный расход жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

Когда для эмульсионной обработки используется нагрев, основная часть свободной воды должна быть удалена до нагрева. Оставшаяся вода – это, в основном, капли воды размером 500 мкм и меньше. При оценке общего количества тепла, необходимого для обработки  $q$ , нужно учитывать тепло, передаваемое воде  $q_w$ , а также тепло, передаваемое нефти  $q_o$ . Кроме того, также нужно учитывать потери тепла  $q_l$ . Они могут быть оценены следующим образом:

$$q_o = 15 \cdot \gamma_o \cdot Q_o \cdot c_o \cdot (\Delta T) \quad (1.4)$$

Обычно количество воды указывается в процентах от объема нефти (т.е.  $Q_w = wQ_o$ , где  $w$  – процент содержания воды). Следовательно,

$$q_w = 15 \cdot \gamma_w \cdot w \cdot Q_o \cdot c_w \cdot (\Delta T) \quad (1.5)$$

Потери тепла обычно выражаются в процентах от общего количества подводимого тепла. Пусть  $l$  будет процентом общего потеряннного тепла. Тогда,

$$q_l = l \cdot q \quad (1.6)$$

Так как  $q = q_o + q_w + q_l$ , подставляя формулы (1.4) – (1.6) и выразив  $q$ , запишем

$$q = \frac{1}{1-l} \cdot 15 \cdot Q_o \cdot (\Delta T) \cdot (\gamma_o \cdot c_o + w \cdot \gamma_w \cdot c_w), \text{ кДж/ч} \quad (1.7)$$

где  $l$  - процент потерь тепла, доли;

$Q_o$  - расход нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$\Delta T$  - повышение температуры от нагрева °С;

$\gamma_o$  и  $\gamma_w$  - удельный вес нефти и воды, соответственно, кг/м<sup>3</sup>;

$c_o$  и  $c_w$  - удельная теплота нефти и воды соответственно, кДж/(кг · °С);

$w$  - процентное содержание воды в нефти, доли.

Уравнение (1.7) используется для оценки требуемого теплового режима работы горелки.

## 1.1 Виды аппаратов типа heater-treater

Вертикальные сепараторы. Вертикальные сепараторы обычно используются для очистки эмульсий одной скважины. Поток нефтяной эмульсии поступает в сепаратор со стороны верхней части сосуда, где газ, если таковой имеется, отделяется и покидает сосуд через каплеуловитель. Жидкость протекает вниз через трубу, называемой стояком, и выходит через распределитель потока, расположенный немного ниже границы раздела вода-нефть, чтобы промыть поток нефтяной эмульсии водой. Промывка водой помогает объединить маленькие капли воды, взвешенные в нефти. Нефть и эмульсия текут вверх, обмениваясь теплом с жаровыми трубами нагревателя, затем попадают в секцию коалесценции. Секция коалесценции, обычно заполненная пористым волокнистым материалом, имеет размеры, обеспечивающие достаточное время для коалесценции капель воды и их осаждения. Затем обработанная нефть покидает сепаратор.

Горизонтальные сепараторы. Этот тип сепаратора обычно используется в централизованных многоцелевых очистных сооружениях (GOSP). Поток нефтяной эмульсии подается в нагревательную секцию сепаратора, где газ испаряется, отделяется и выходит из емкости через каплеуловитель в верхней части. Жидкость течет по касательной к внутренней поверхности сосуда и сливается ниже границы раздела вода-нефть, где она промывается водой.

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Промывка водой вызывает слияние и отделение свободной воды. Нефтяная эмульсия поднимается вверх, обмениваясь теплом с жаровыми трубами, и течет по водосливу в уравнительную камеру. Нагретая нефтяная эмульсия покидает уравнительную камеру чуть выше дна сосуда и поступает в коалесцирующую секцию через расширитель потока, который обеспечивает равномерное течение нефти по всей длине коалесцирующей секции. Нефть перетекает вверх, где она извлекается из сосуда через коллектор. Система расширитель-коллектор позволяет потоку нефти быть вертикальным. Эта секция имеет размеры, обеспечивающие достаточное время удержания эмульсии для слияния капель и отделения воды из нефти. Отделенная вода удаляется из очистителя в двух местах: одно - в нижней части нагревательной секции, а другое - в нижней части коалесцирующей секции. Контроллеры уровня управляют двумя установленными в тех местах спускными клапанами.

Нефтные резервуары - отстойники. Отстойники представляют собой вертикальные резервуары большого диаметра, работающие в основном при атмосферном давлении. Они обычно используются для небольших промыслов, где для отделения эмульсии не требуется нагрев или требуется только минимальный. Когда необходим нагрев, наиболее распространенным способом является предварительный нагрев потока нефтяной эмульсии перед её поступлением в резервуар. Поток нефтяной эмульсии поступает в резервуар сверху (где газ испаряется и отделяется) в сливной коллектор. Он выходит из сливного устройства через распределитель, расположенный ниже границы раздела вода-нефть, и поднимается вертикально вверх, проходя через большую площадь поперечного сечения резервуара. Когда нефтяная эмульсия поднимается, ее сначала промывают водой, чтобы объединить капли воды, после чего она удерживается в течение некоторого времени в секции отстоя, чтобы обеспечить отделение капель воды, которые после этого накапливаются в нижней части резервуара.

Различные типы промысловых нагревателей-очистителей представлены на рисунках 1.2 – 1.6 [1].

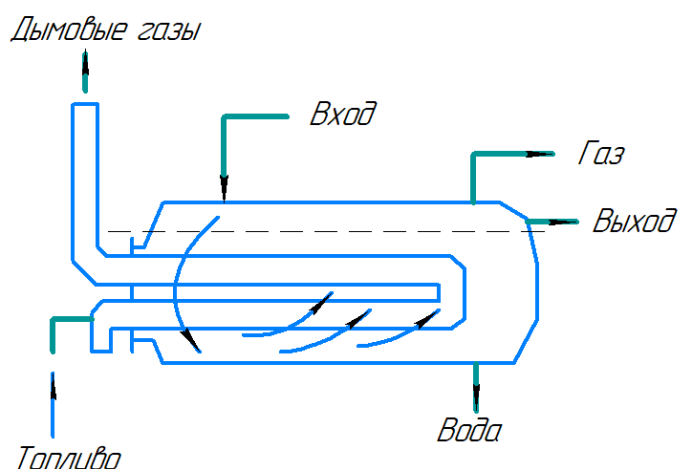


Рисунок 1.2 – Нагревательная установка

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

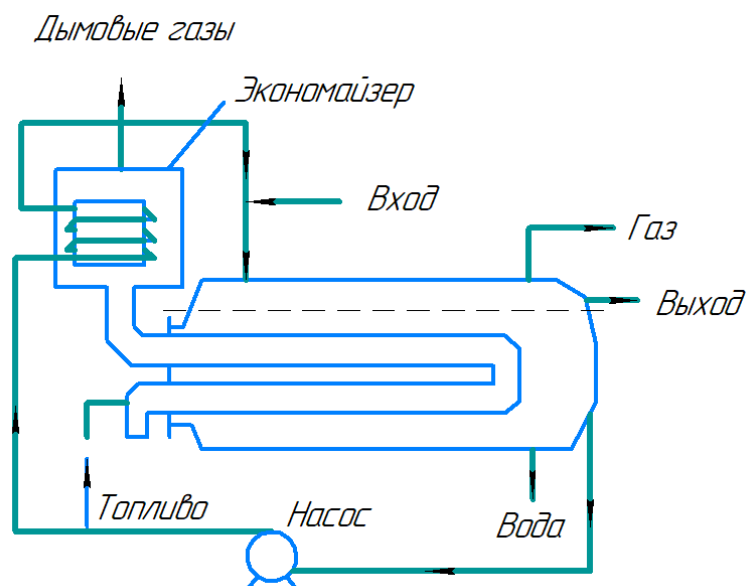


Рисунок 1.3 – Усовершенствованная нагревательная установка

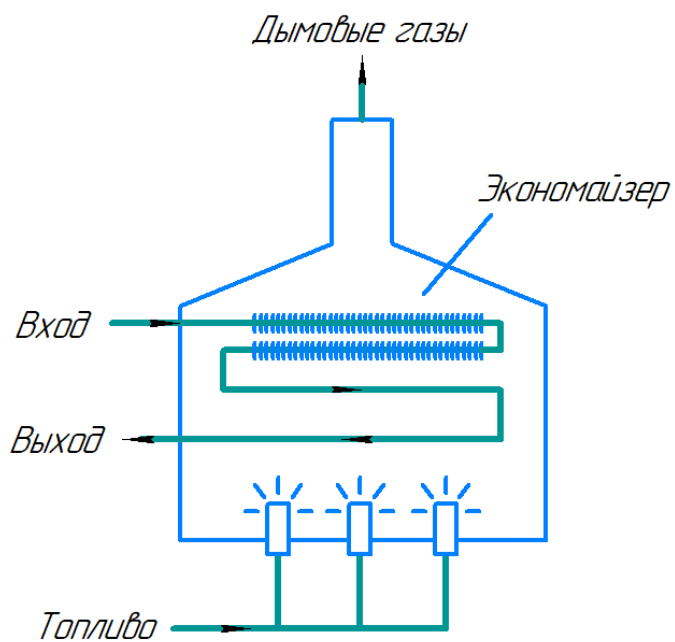


Рисунок 1.4 – Нагревательная установка с прямым подогревом и естественной вентиляцией

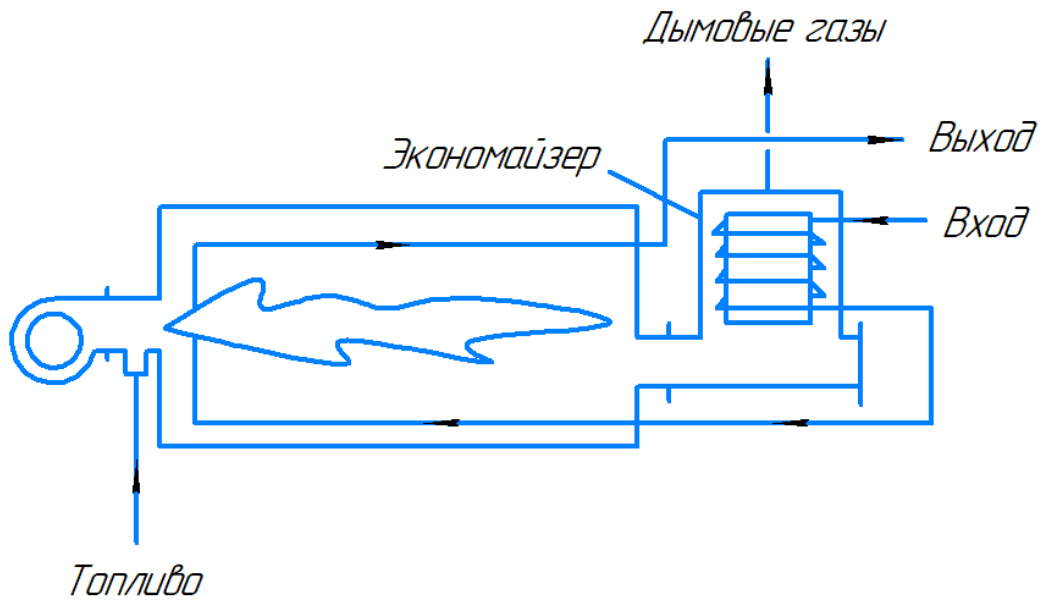
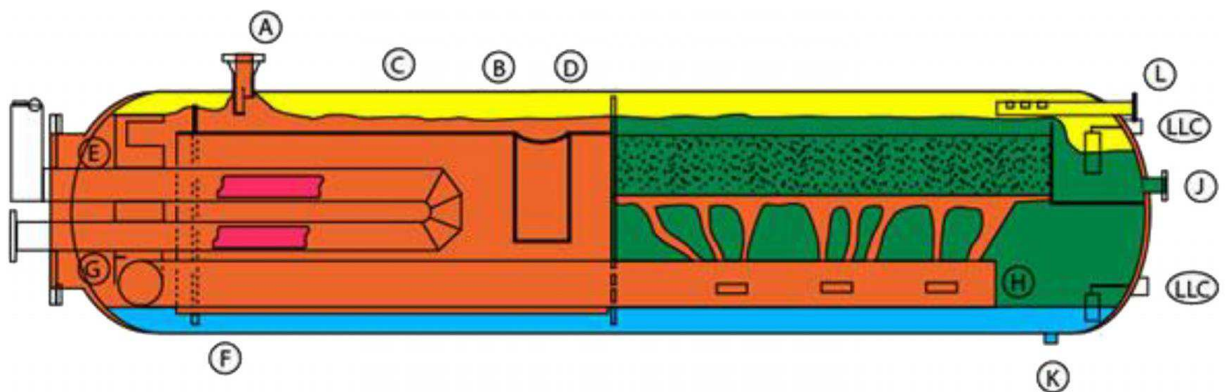


Рисунок 1.5 – Нагревательная установка с прямым подогревом и искусственной вентиляцией



- |  |  |
|--|--|
| (A) Вход - нефть, газ, вода                              | (G) Вертикальные сборные трубы для нефти |
| (B) Перегородка  | (H) Направляющая труба/распределитель    |
| (C) Секция сепарации свободной воды, содержит воду+нефть | (J) Выход обработанной нефти             |
| (D) Слив с секции сепарации воды через перегородку       | (K) Выход воды                           |
| (E) Жаровая труба  | (L) Выход газа                           |
| (F) Лоток  |  |
| ■ Пламя  | ■ Вода                                   |
| ■ Газ  | ■ Нефть                                  |
| ■ Эмульсия   |  |

Рисунок 1.6 – Горизонтальный нефтегазоводоразделитель



## 2 Нефтегазоводоразделитель НГВРП-1-115-ПС

### 2.1 Устройство и характеристики

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом модели НГВРП-1,0-115-ПС предназначен для отделения от нефти газа и воды на установках подготовки нефти, используется для дегазации и предварительного сброса свободной пластовой воды. Аппарат данного типа обычно используется для разделения нефтяных эмульсий, поступающих из высокодебитных скважин с тяжелой нефтью. Технический проект аппарата разработан компанией ООО «Нефтегазхиммаш».

Аппарат изготавливается в блочном исполнении. В комплект входит бокс для размещения приборов КиА и запорно-регулирующей арматуры, горелочный узел, трубопроводы, средства автоматизации и т.д.

Модель НГВРП изображена на рисунке 2.1. Технические характеристики внесены в таблицу 2. Схемы аппарата приведены на рисунках 2.2 – 2.4 [2].

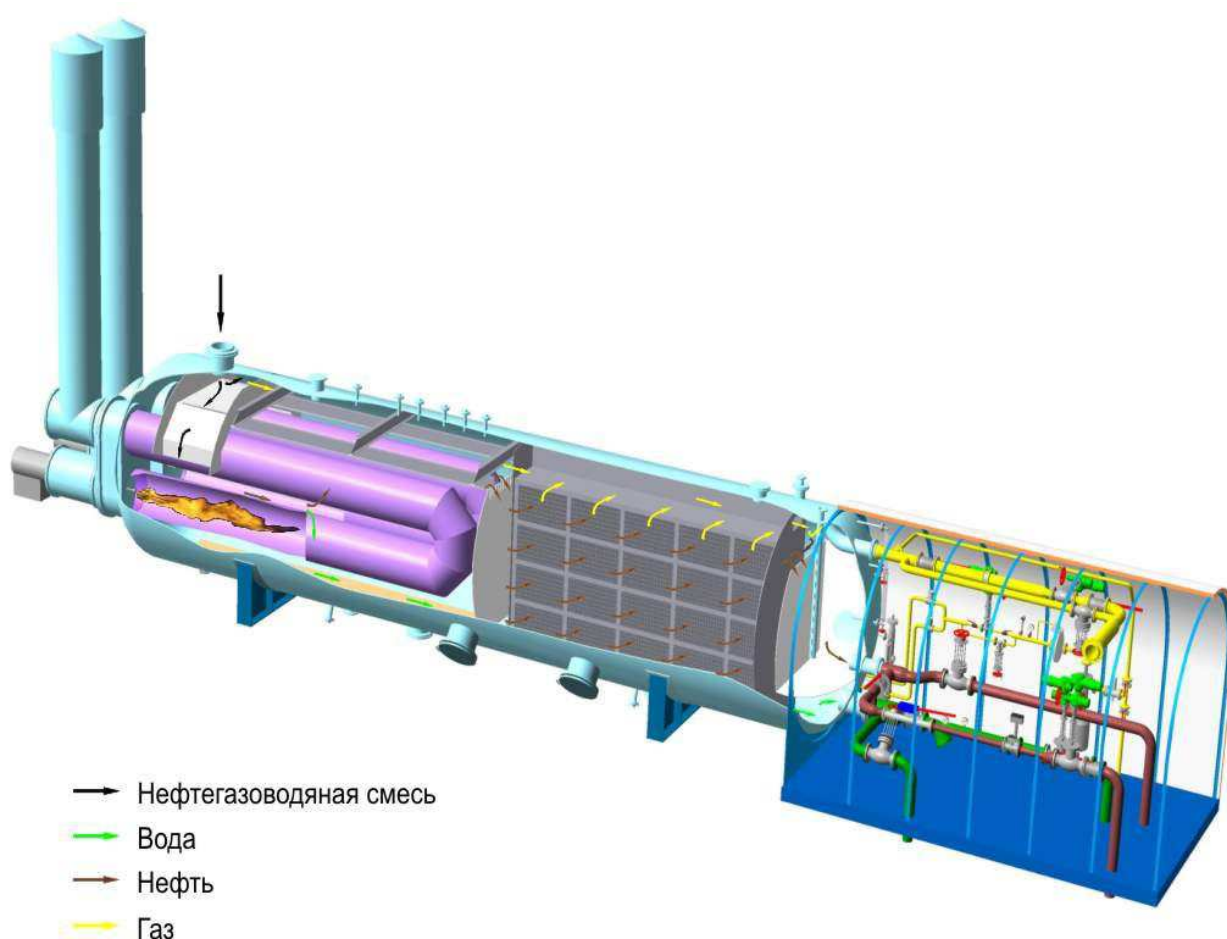


Рисунок 2.1 - Модель блока нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 2 - Технические характеристики НГВРП

Производительность по нефтяной эмульсии	Не более 10000 т/сут
Расчетная обводненность нефтяной эмульсии, поступающей в аппарат	70-90% веса
Газосодержание в нефтяной эмульсии на входе в аппарат	Не более 50 нм <sup>3</sup> /т
Обводненность нефти на выходе из аппарата	Не более 5% веса
Содержание нефтепродуктов в воде на выходе из аппарата	Не более 0,06% веса
Содержание механических примесей на выходе из аппарата	Не более 0,05% веса
Газосодержание в нефти на выходе из аппарата	Не более 5 нм <sup>3</sup> /т
Рабочее давление	Не более 0,7 МПа
Температура рабочей среды на входе в аппарат	10...25 °С
Температура нефти на выходе из аппарата	Не менее 20...40 °С
Внутренний объем	Не более 100 м <sup>3</sup>
Расчетный срок службы	20 лет
Масса	50 тонн

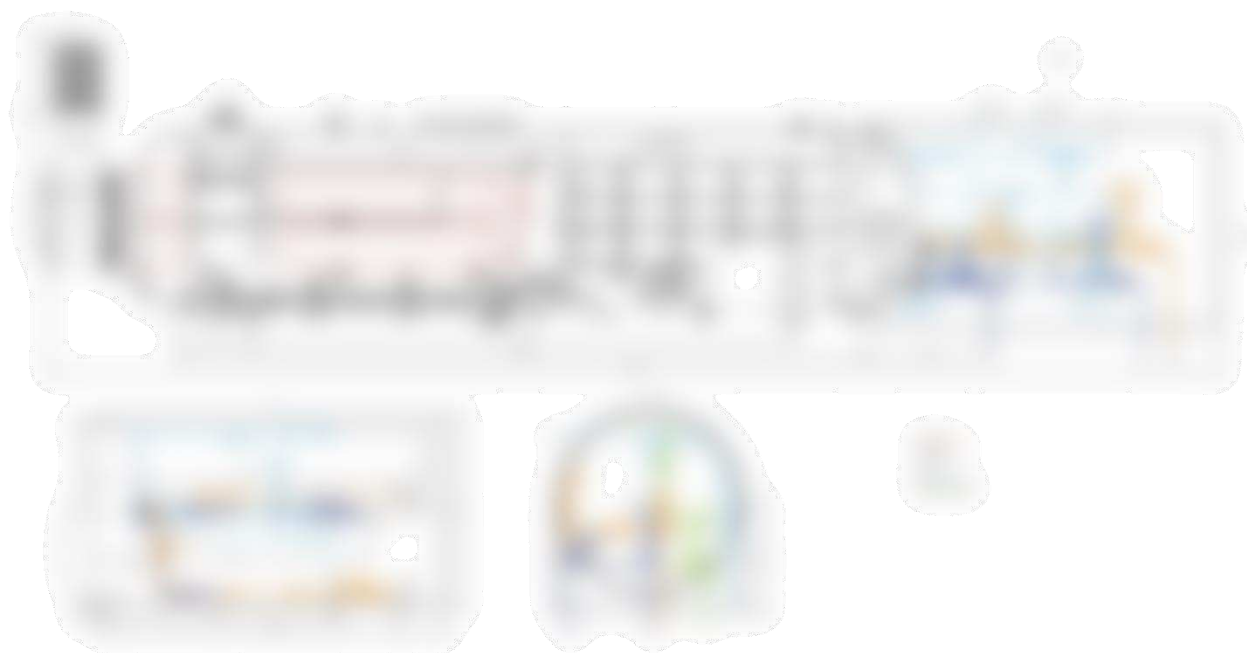


Рисунок 2.2 – Блок НГВРП



Рисунок 2.3 - Бокс для размещения приборов КИП и запорно-регулирующей арматуры

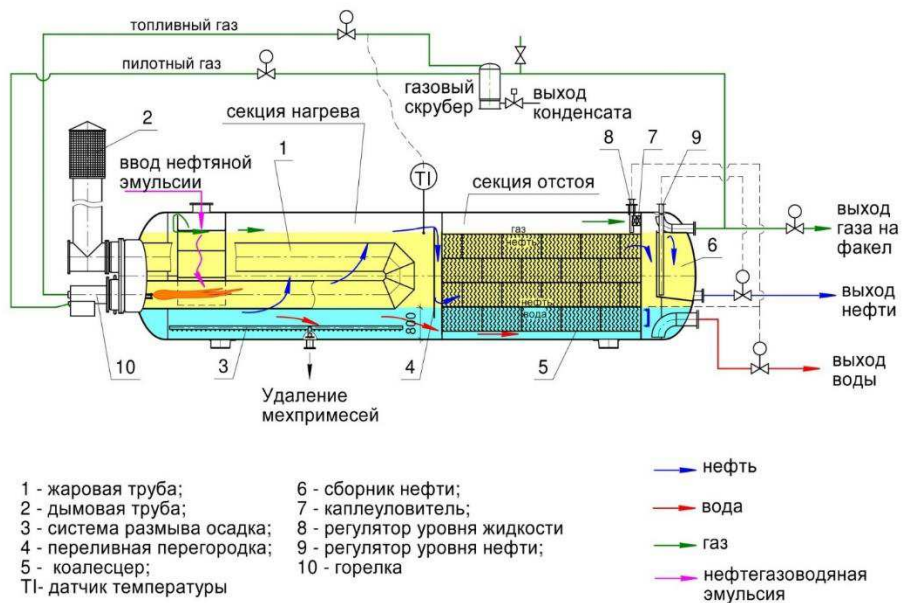


Рисунок 2.4 - Схема нефтегазоводоразделителя с нагревом

## 2.2 Горелки

В блоке нефтегазоводоразделителя используются атмосферные диффузионные горелки типа NORB фирмы «NAO Inc». Горелки предназначены для нагрева нефтяной эмульсии путем сжигания в них попутного нефтяного газа, который предварительно подготавливается в газовом фильтре-влагоотделителе. Горелку устанавливают в жаровую трубу, имеющую поворот на 180 градусов. Жаровая труба переходит в дымовую трубу высотой 6,1 м.

Горелка сконструирована для условий естественной тяги. Техническая характеристика горелки приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Технические характеристики диффузионной горелки НГВРП

Параметры горелки	Значения
Давление газа в основной горелке, кг/см <sup>2</sup>	0,26
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /ч	1,350
Номинальная тепловая производительность основной горелки, МВт	1
Максимальная производительность основной горелки при непрерывном режиме работы, МВт	1,2
Диапазон регулирования мощности горелки в зоне стабильного горения	3:1
Длина факела основной горелки, м	4
Диаметр факела основной горелки, м	0,4
Давление газа в пилотной горелке, кг/см <sup>2</sup>	0,7
Тепловая производительность пилотной горелки, МВт	0,03

## 2.2 Принцип работы аппарата

Поступающая водогазонефтяная эмульсия входит в аппарат через штуцер входа эмульсии, расположенный в верхней части аппарата. Жидкая фаза попадает во входную секцию (рисунок 2.5), где происходит первичное отделение газа от жидкости [2].

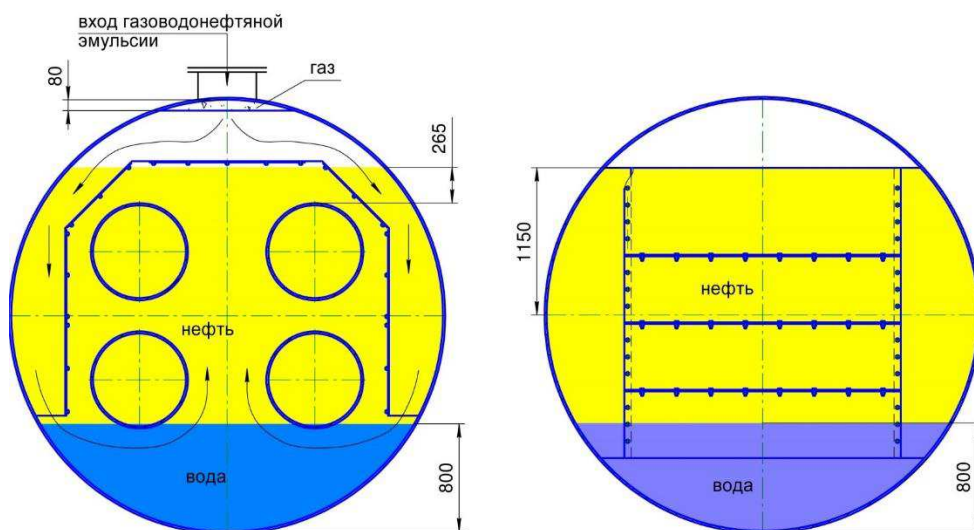


Рисунок 2.5 – Узел входа

Эмульсия нефти с водой направляется вниз по боковым пластинам входной секции под жаровые трубы. Свободная вода собирается на дне аппарата под жаровыми трубами (рисунок 2.6).

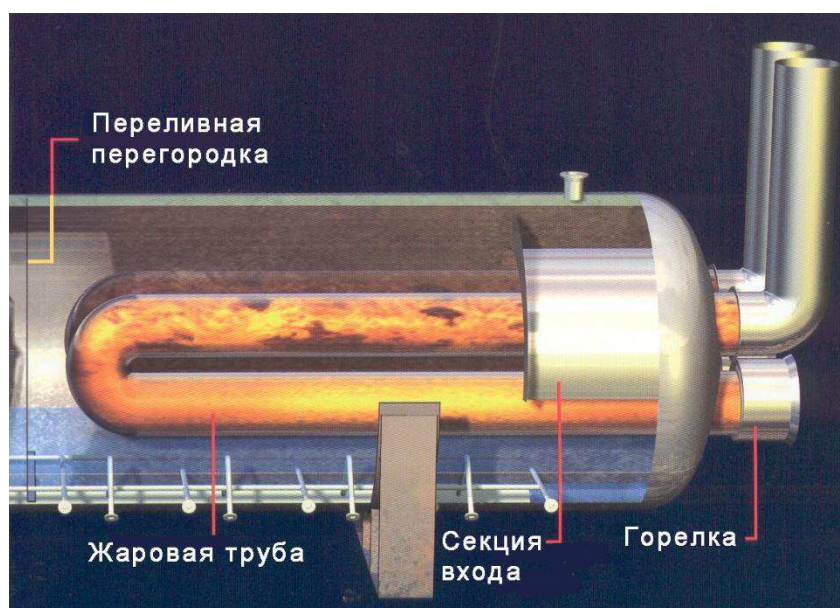


Рисунок 2.6 – Секция нагрева

Нефть, нагреваясь от жаровых труб, поднимается вверх, и перетекая через переливную перегородку, равномерно распределяется по всему объему и попадает в секцию отстоя. Секция отстоя (рисунок 2.7) заполнена блоками вертикальных коалесцирующих пластин. Пластины коалесцера (рисунок 2.8) изготовлены из гидрофобного полипропилена. В секции идет процесс разделения эмульсии на нефть и воду.

Чистая нефть поднимается в верхнюю часть и собирается в сборник нефти, расположенный на днище в конце аппарата. Из сборника нефть выводится через штуцер вывода нефти (рисунок 2.9). Контроль за уровнем нефти и уровнем жидкости в аппарате осуществляется датчиками регулятора уровня жидкости и нефти.

Также в нижней части аппарата расположена система очистки от механических примесей (рисунки 2.10, 2.11). Система включает коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами для размыва мехпримесей и лотки для мехпримесей в секции подогрева.

Для снижения коррозии в нижней части аппарата установлена протекторная защита. В качестве защиты применен алюминиевый анод (аналог СФАА-30 3x30"). Для того, чтобы равномерно распределить защиту по всей поверхности и увеличить срок работы протектора установлено шесть протекторов по длине аппарата.

Аппарат снабжен акустическим противонакипным устройством, которое препятствует образованию нагара на жаровых трубах (рисунок 2.12).



Рисунок 2.7 – Коалесцирующий блок

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

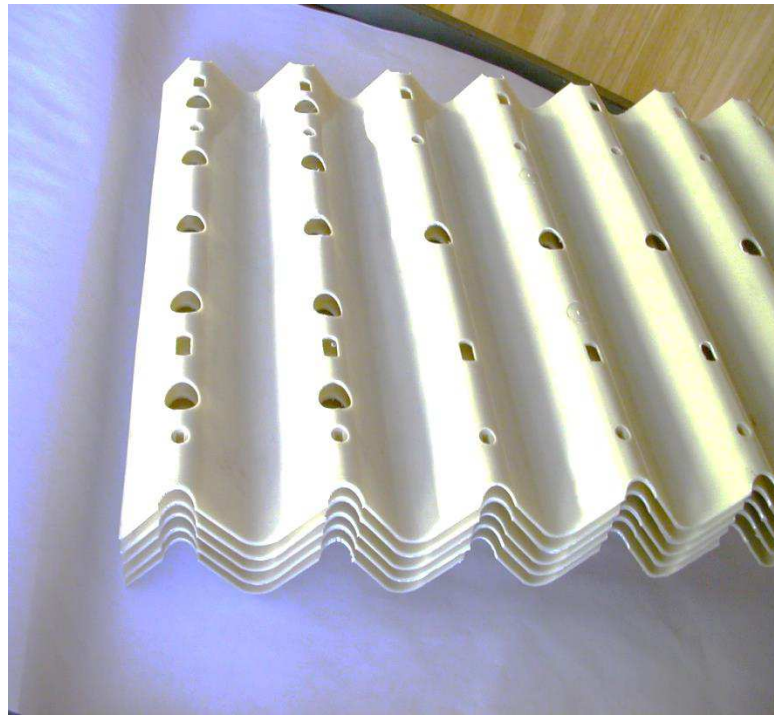


Рисунок 2.8 - Пластины коалесцирующего блока

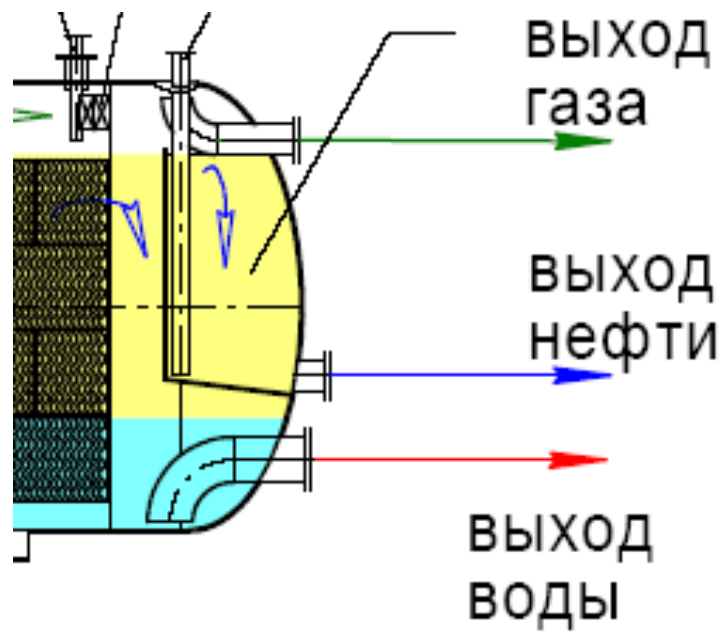


Рисунок 2.9 - Секция выхода

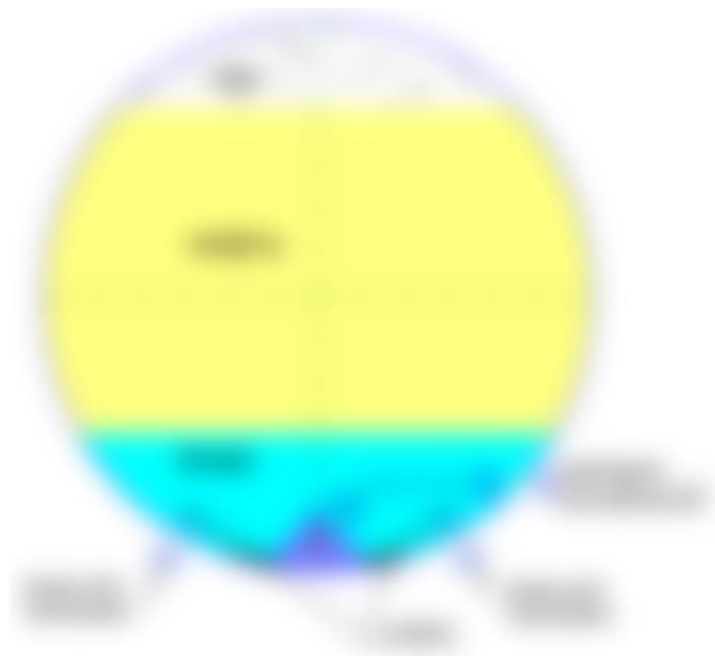


Рисунок 2.10 - Схема гидроразмыва осадка



Рисунок 2.11 - Система гидроразмыва осадка



Рисунок 2.12 - Акустическое противонакипное устройство

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 3 Аппараты heater-treater за рубежом

Компания Jeff Weber (США) [3] предлагает конструкцию горизонтального аппарата heater-treater (рисунок 3.1) со следующими характеристиками:

- Расход: 8184 тонн в сутки (нефть) + 1636 тонн в сутки (вода для промывки);
- Общий расход жидкости: 9820 тонн в сутки;
- Расход газа: 9 млн. м<sup>3</sup> в сутки;
- Вязкость нефти: 10 мПа·с при 50 °С;
- Температура на входе: 15 °С (минимум) - 50 °С (максимум);
- Давление на входе: 0,4 МПа;
- Система удаления песка: нет;
- Катодная защита: протекторные аноды;
- Вес: 64 060 килограмм.



Рисунок 3.1 - Нефтегазоводоразделитель компании Jeff Weber

Компания Dragon Products (Франция) [4] предлагает аппараты типа heater-treater конструкций, представленные на рисунках 3.2 и 3.3. Аппараты рассчитаны на давления от 0,3 до 40 МПа.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



Рисунок 3.2 - Горизонтальный аппарат heater treater компании Dragon Products

Vertical Treater

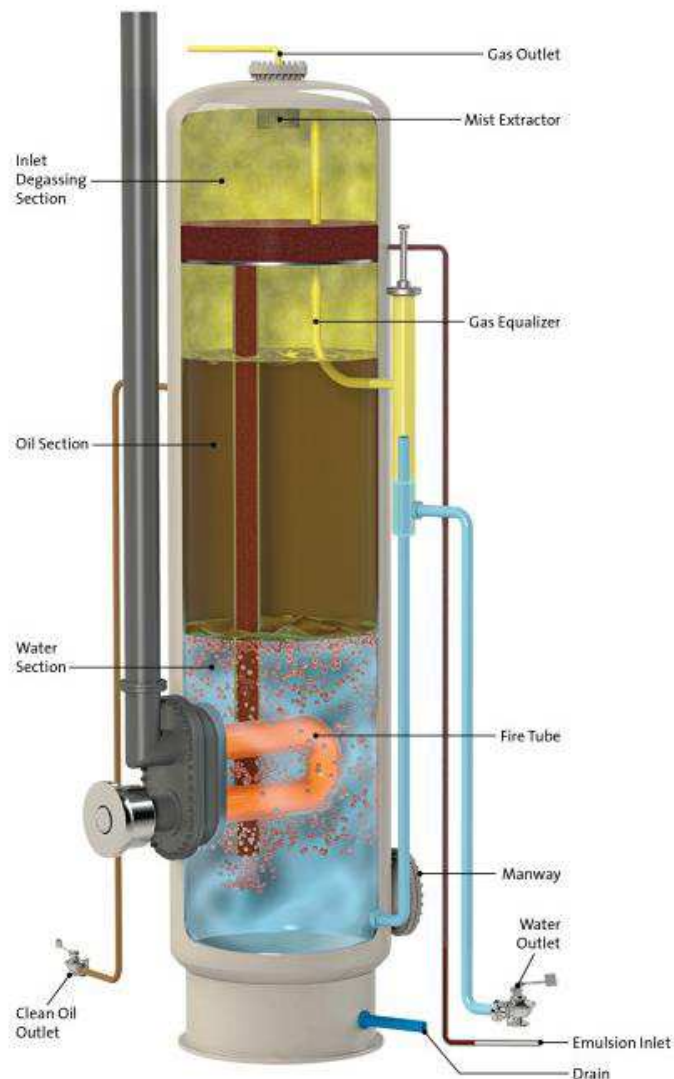


Рисунок 3.3 - Вертикальный аппарат heater treater компании Dragon Products

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Компания Worthington Industries (США) [5] поставляет нефтегазоводоразделители (рисунок 3.4) со следующими характеристиками:

- производительность более 1000 тонн нефти в сутки;
- давление до 2,7 МПа;
- сепарация газа до 2,5 млн. м<sup>3</sup> в сутки;
- удаление до 200 тонн воды в сутки.



Рисунок 3.4 - Нефтегазоводоразделитель компании Worthington Industries

#### 4 Проблемы при эксплуатации нефтегазоводоразделителей

При добыче тяжёлой нефти количество воды и песка, содержащихся в эмульсии, значительно больше, чем в обычных скважинах. Это создает некоторые проблемы для работы нефтегазоводоразделителей: коррозия, неравномерный расход, изменение содержания воды и песка - все это усложняет работу разделителя. Для жаровой трубы эти проблемы могут привести к загрязнению и последующему перегреву. Процесс разрушения жаровой трубы может начаться с песка и/или других твердых частиц, оседающих на поверхности трубы при высоких температурах.

Твердые вещества, содержащие тяжелую нефть и битум, могут образовывать изолирующий слой кокса на наружной стороне жаровой трубы.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Результатом является локализованные участки высоких температур. Полимер, находящийся в контакте с трубой, может разрушаться и осаждаться с твердыми частицами нефти на внешней поверхности, если температура стенки становится слишком высокой. Со временем стенка трубы теряет прочность из-за превышения температуры, а также из-за разрыва под рабочим давлением сосуда и местных тепловых напряжений стальной стенки. На рисунке 4.1 показан разрыв стенки жаровой трубы в разделителе [6].

На некоторых объектах замена жаровой трубы из-за её повреждений является стандартной практикой. В дополнение к стоимости труб и оборудования, неисправность жаровой трубы влечет за собой большие убытки из-за приостановки производства. Не исключено, что могут быть применены некоторые смягчающие меры - снижение интенсивности обжига и понижение температуры в трубе, но все это приводит к снижению производительности и меньшему отделению нефти от воды. В некоторых случаях разделитель может быть ограничивающим этапом производства.



Рисунок 4.1 – Дефект жаровой трубы нефтегазоводоразделителя

Частично проблема заключается в конструкции жаровой трубы и обычной горелки. Жаровая труба, диаметр которой может составлять 760 мм, а перед U-образным изгибом – 7,5 метров длиной, обжигается на одном конце одной горелкой. Горелка имеет длину пламени, ограниченную несколькими сантиметрами, создавая зоны особо повышенной температуры вблизи

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

пламени. На рисунке 4.2 показана горелка в работе. Локальная точка высокой температуры вместе с образованием наружных изолирующих слоев от песка, битума и/или полимера может привести к перегреву трубы; иногда спустя даже несколько часов.

Подобные проблемы существуют и в других областях. Такие процессы, как нагрев асфальта, ребойлеры с амином и другие нефтяные нагреватели или нагреватели с «хрупкой жидкостью», в которых используются жаровые трубы, потенциально могут образовывать жидкое коксование при воздействии чрезмерно высоких температур на поверхности труб. Как только коксование началось, оно будет постепенно прогрессировать, пока труба не выйдет из строя.

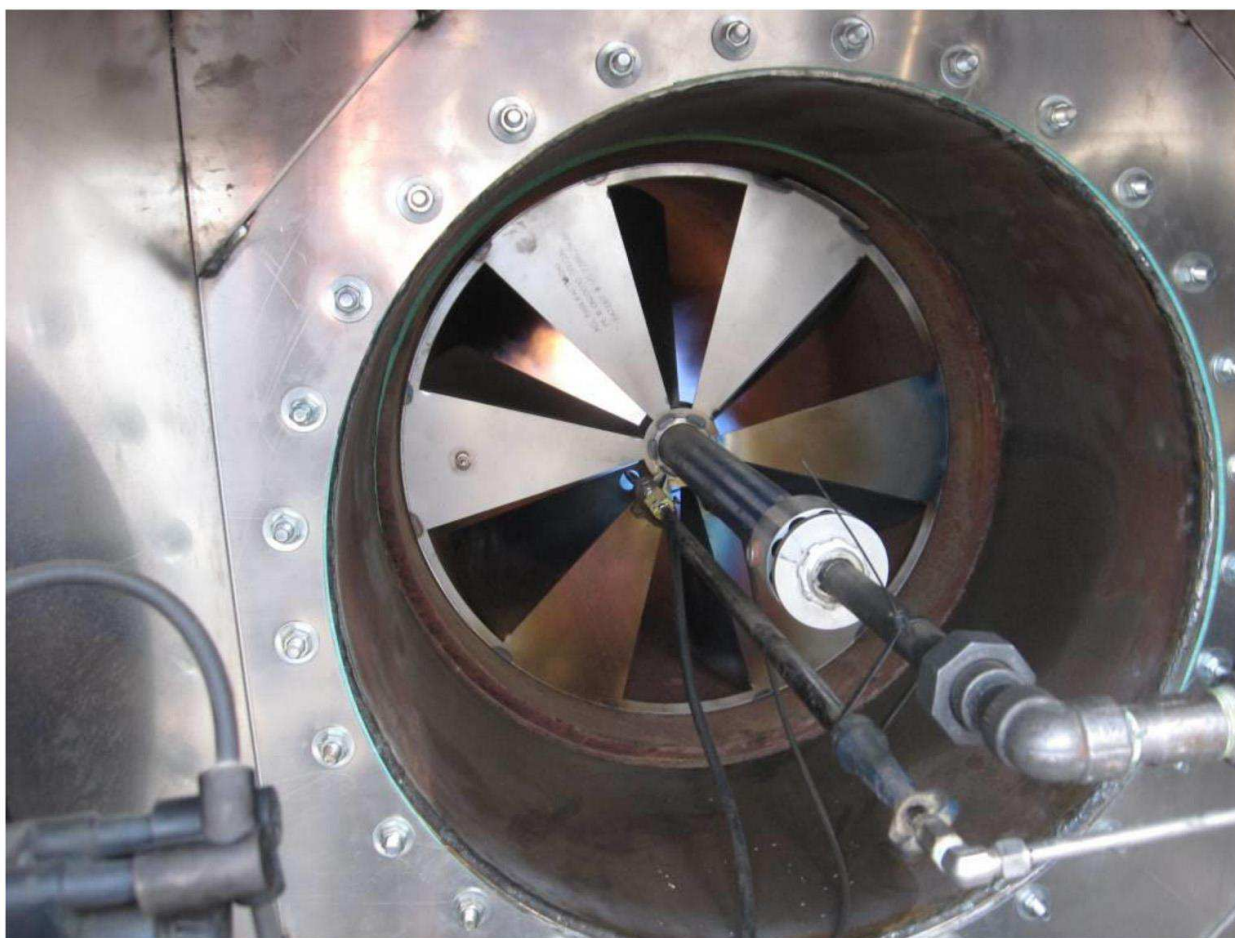


Рисунок 4.2 – Горелка в работе

Когда жаровая труба выходит из строя из-за высоких температур стенок, последовательность отказов обычно следующая [6]:

1. Температура стенки поднимается выше критического значения по одной из нескольких причин. Во взаимодействии с тяжелой нефтью значение этой критической температуры, обозначенное как  $T_{\text{крит}}$ , составляет 400 °С. Выше критической температуры может произойти образование слоя коксования.

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

2. Водонефтяная эмульсия образует коксовый слой на наружной поверхности жаровой трубы, где температура стенки очень высокая.

3. Коксовый слой увеличивает термическое сопротивление на внешней стороне стенки жаровой трубы. Это повышает температуру стенки трубы и ускоряет образование дополнительного осаждения.

4. По мере повышения температуры стенки жаровой трубы прочность материала стальной трубы снижается до тех пор, пока не произойдет пластическая деформация в стенке, образующая плоское пятно или вогнутое углубление в точке самой высокой температуры. Для жаровой трубы из нержавеющей стали диаметром 760 мм и толщиной 12 мм температура стенки, при которой происходит деформация, составляет около 450 °С.

5. Наконец, прочность трубы снижается настолько, что её стенка разрывается, что приводит к проникновению масляной эмульсии внутрь топки под давлением и остановке горелки.

Температура стенки жаровой трубы может превышать  $T_{крит}$  по ряду причин. Одна из причин высокой температуры стенки жаровой трубы связана с ограничениями внешней теплопередачи от наружной поверхности стенки жаровой трубы. Как правило, скорость течения нефтяной эмульсии вокруг топки достаточно низкая, поэтому основным режимом теплопередачи является естественная конвекция. Расчетный средний коэффициент теплопередачи составляет 0,3 Вт/см/°С. Это значение меньше для вертикального положения трубы и ещё меньше для тяжелой нефти. Для этих условий локальный коэффициент теплопередачи может быть оценен в 0,2 Вт/см/°С. Для обычной температуры процесса 120 °С и критической температуры 400 °С это приводит к тому, что максимальный предел теплового потока от трубы, обозначенный как  $q_{крит}$ , составляет 100 Вт/см/°С. Если локальный тепловой поток превышает 100 Вт/см/°С для этого примера, температура стенки поднимется выше 400 °С, что приведет к коксованию на внешней стороне трубы. Тогда одной из стратегий предотвращения достижения критической температуры стенки является ограничение внутреннего теплового потока к внутренней поверхности стенки жаровой трубы до 100 Вт/см/°С.

Значение внешнего коэффициента теплопередачи для стенки жаровой трубы может быть неодинаковым по всей наружной поверхности. Значения коэффициента могут уменьшаться из-за:

1. Зон с низким расходом, где естественная конвекция затруднена структурой жаровой трубы. Это справедливо, например, вблизи внутренней поверхности U-образного изгиба, показанного на рисунке 4.1. Конвективный поток нефтяной эмульсии уменьшается в этой области и может вызвать преждевременное образование слоя коксования и разрушение трубы. Может потребоваться уменьшить тепловой поток в этой области, чтобы предотвратить образование слоя коксования.

2. Формирования твердых слоев на стенке трубы. Например, песок может осаждаться поверх наружной поверхности стенки жаровой трубы, в

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

результате чего образуется изолирующий слой и повышается температура стенки трубы. В некоторых разделителях используются струи воды под давлением для удаления песка, который оседает на трубе.

В некоторых местах в разделителе естественная конвекция может быть усилена принудительной конвекцией более сильным потоком жидкости на входе. Там, где это происходит, коэффициент внешнего теплообмена может быть значительно выше, чем значение для естественной конвекции. Этот эффект показан на рисунке 4.3 для легкой нефти.

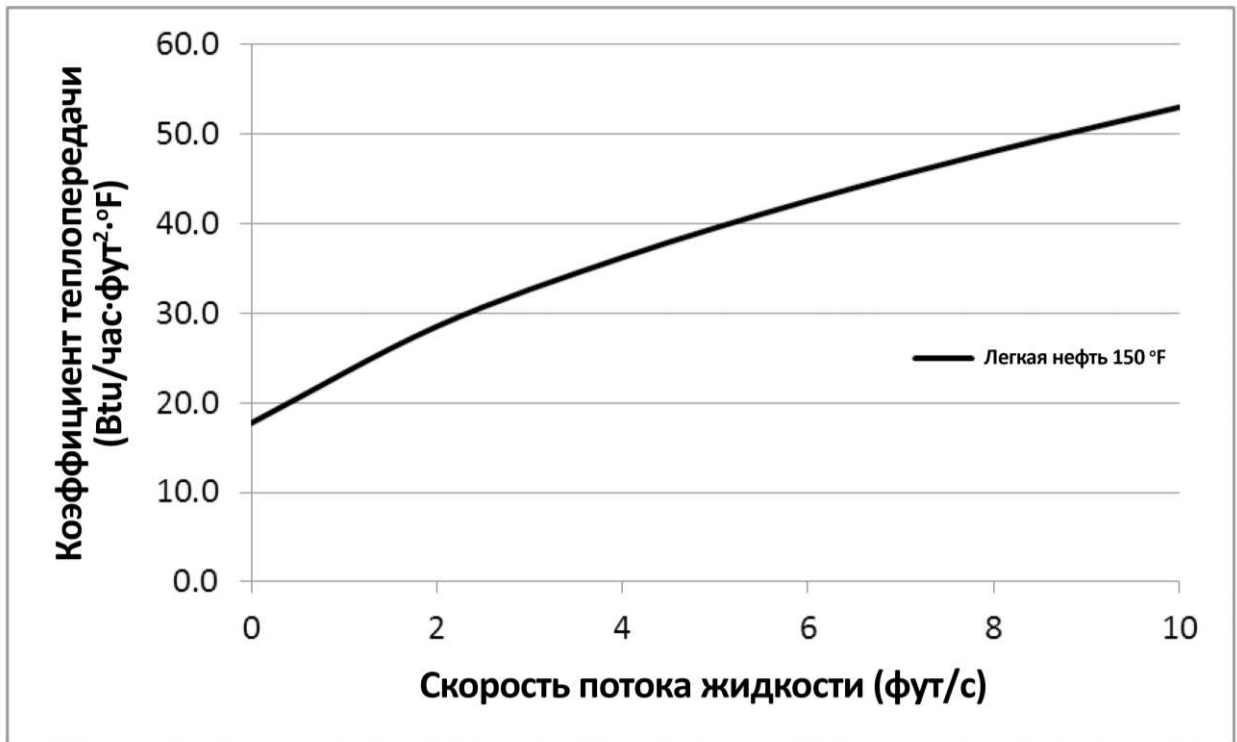


Рисунок 4.3 - Коэффициент теплопередачи для легкой нефти

Еще одна причина превышения стандартной температуры стенки жаровой трубы связана с точностью схемы управления для поддержания температуры потока водонефтяной эмульсии. В обычном нефтегазоводоразделителе скорость горения горелки регулируется регулятором температуры с контроллером. Контроллер получает измерения температуры, сравнивает его с заданным значением и регулирует скорость горения, используя специальный алгоритм. Когда рабочие условия стабильны, данный способ управления работает хорошо. При быстрых изменениях условий процесса, в частности скорости потока, может снизиться точность регулирования температуры. Например, при внезапном увеличении расхода нефти и воды температура упадет, что приведет к большому скачку в измерениях температуры и значительному увеличению скорости обжига. Следует соблюдать осторожность, чтобы ограничить максимальную величину обжига, чтобы предотвратить большой нагрев стенки трубы. Также

проблематичным является внезапное снижение расхода эмульсии. Это повысит температуру, уменьшит коэффициент внешнего теплообмена и увеличит задержку между изменением скорости горения и изменением температуры. Все эти эффекты могут способствовать большому увеличению температуры стенки жаровой трубы.

Другой фактор, который может привести к повышению температуры стенки жаровой трубы, может возникнуть во время холодного запуска. Как правило, вязкая тяжелая нефть будет иметь гораздо более низкий коэффициент внешнего теплообмена в холодном состоянии. На рисунке 4.4 показано влияние температуры жидкости на коэффициент теплопередачи для легкой нефти и воды вдоль плоской пластины. До тех пор, пока температура не достигнет значения прогрева, скажем, 65 °С, интенсивность пламени горелки должна быть ограничена примерно половиной максимальной интенсивности горения. Как только жидкость в разделителе превысит значение прогрева, мощность горелки может быть увеличена.

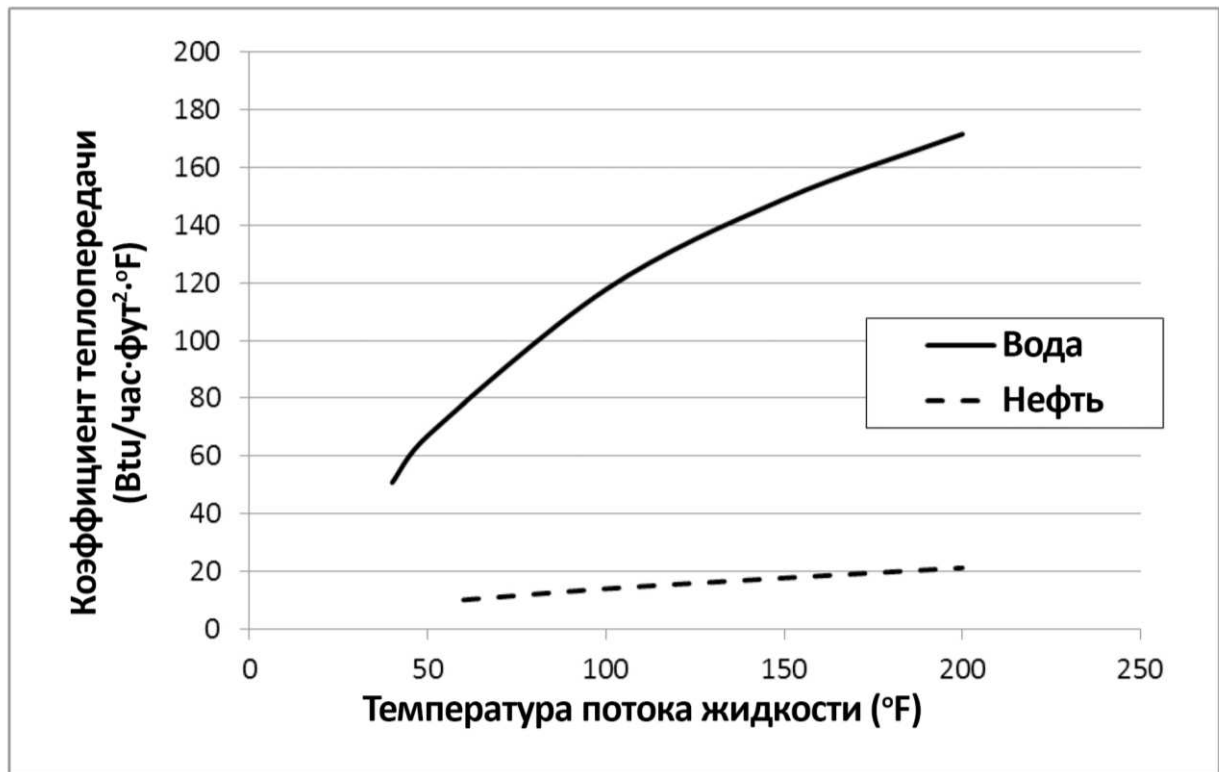


Рисунок 4.4 - Влияние температуры жидкости на теплообмен с естественной конвекцией

Наконец, температура стенки жаровой трубы может достигать высоких значений из-за неравномерного внутреннего теплообмена. Это справедливо для короткого, интенсивного пламени горелки, которое имеет высокие локальные значения теплового потока. На рисунке 4.2 показана обычная горелка с коротким интенсивным пламенем. Ключевой стратегией здесь является распределение теплового потока по максимально возможной



площади жаровой трубы. Избыток воздуха также можно использовать для уменьшения пиковых значений теплового потока горелки, но это приведет к снижению теплового КПД разделителя, что потребует больше топлива для той же теплопередачи.

Итого можно рассмотреть несколько параметров производительности горелки разделителя:

1. Тепловая эффективность разделителя. Данный стандарт производительности равен теплу, передаваемому технологической жидкости нефть-вода, деленному на общее количество подводимого тепла. Чтобы минимизировать затраты на топливо, тепловой КПД разделителя должен быть максимальным. Обычно значения для разделителя составляют от 70 до 80%.

2. Коэффициент производственной мощности. Эта величина является мерой однородности скорости теплопередачи жаровой трубы. Он равен теплу, передаваемому эмульсии, деленному на произведение площади поверхности жаровой трубы на максимальное значение теплового потока без загрязнения трубы,  $u_{крит}$ . Стоит обратить внимание, что коэффициент производственной мощности равен 100%, если стенка жаровой трубы принимает максимальный тепловой поток по всей своей длине. Когда значения коэффициента приближаются к 100%, максимальное количество тепла передается жидкости без образования слоя коксования.

3. Среднее время между отказами для жаровых труб. Путем надлежащего устранения причин тепловых отказов жаровой трубы, о которых говорилось выше, цель состоит в том, чтобы максимально увеличить время её работы. Это снижает затраты на замену труб и потерю производительности из-за вывода разделителя из работы.

## 5 Инфракрасные горелочные устройства

В настоящее время в быту и в промышленном производстве широко используются горелки «открытого пламени», обеспечивающие энерговыделение в режиме диффузионного горения с высокой температурой фронта пламени. Это приводит к недостаточной полноте сгорания, высокой токсичности отходящих газов, а при конвективном нагреве в открытом пространстве объектов ограниченного размера - к низкой эффективности процесса.

Более высокую эффективность и резкое снижение окислов азота в продуктах сгорания обеспечивают радиационные горелочные устройства. В таких горелках горение происходит на поверхности плоской проницаемой керамической (или иной) матрицы. В результате сильного теплоотвода от фронта пламени в матрицу, температура горения снижается, что приводит к соответствующему снижению окислов азота в продуктах сгорания. Нагрев поверхности матрицы обеспечивает сильный радиационный поток, при этом до 50% энергии горения может переходить в излучение, увеличивая КПД нагревательного устройства.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Разработка пористых горелок, способных работать на бедных газовых смесях с высоким коэффициентом использования тепловой энергии включает ряд аспектов как фундаментального, так и прикладного характера. Фундаментальные исследования в области фильтрационного горения имеют длинную историю, причем изучались не только процессы стабилизации пламени в узких каналах, но и режимы горения в пористых средах различной физической природы.

Спектр использования пористых горелок в индустрии весьма широк: это горелки для печей, сушилок, отопления жилищ и других помещений; печи для обжига извести шамота, кирпича и керамики; печи для варки стекла и силикатных материалов; печи для выпечки хлебобулочных и кондитерских изделий. Известны примеры промышленного сжигания газа в печах и сушилках металлургических и машиностроительных заводов. Пористые горелки используются в водогрейных котлах, парогенераторах, калориферах, генераторах электрической энергии.

### 5.1 Обзор существующих конструкций

В книге [7] упоминаются первые варианты осуществления горелок поверхностного горения. Утверждалось, что благодаря делению потока на мелкие струи уменьшается вероятность проскока пламени даже при отсутствии водяного охлаждения. В этих целях стали создаваться огнеупорные блоки с отверстиями небольших размеров (рисунок 5.1).

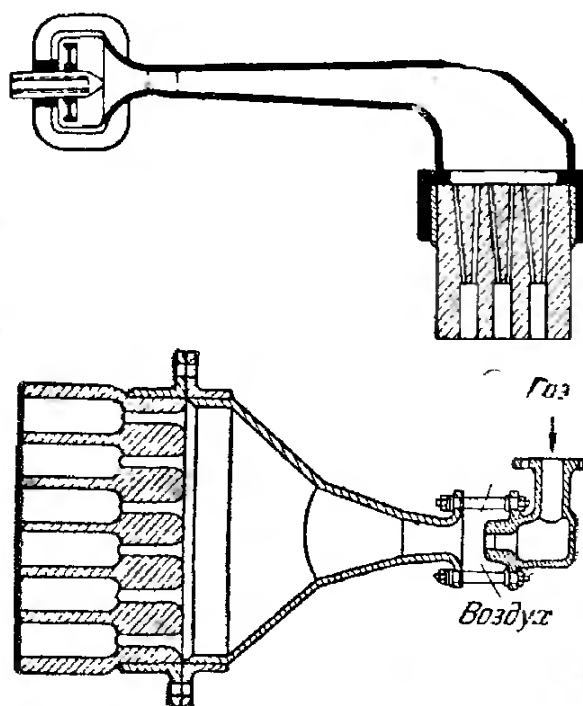


Рисунок 5.1 – Горелки поверхностного горения с многоканальной керамической насадкой

Горение начинается в туннелях блока, но его температура в узких каналах значительно не поднимается вследствие малой теплопроводности огнеупора и охлаждения поступающей горючей смесью.

Успешное применение таких керамических многоканальных горелок с начала привело к мысли, что пористый кирпич с выгорающими добавками может быть даже лучше и дешевле, чем перфорированные блоки. Применение пористого кирпича могло бы дать лучшие результаты еще и потому, что стены и свод печи можно было бы превратить в равномерно нагретый излучатель.

Однако опыты с пористым кирпичом не привели к желаемому результату и заставили отказаться от этой идеи по той причине, что поры в кирпиче неодинаковы по размерам. Некоторые из них связаны между собой и образуют сквозной проход через всю толщину, а другие замкнуты. Поэтому одни части стен сильно раскаляются, другие же остаются темными. Только с развитием технологий изготовления пористых огнеупорных материалов стало возможно изобретение керамических инфракрасных горелок в том виде, в котором они применяются в настоящее время.

В работе [8] приводятся конструкции бесканальных пламенных горелок, при помощи которых осуществляется процесс поверхностного сжигания на поверхности кладки свода (рисунок 5.2).

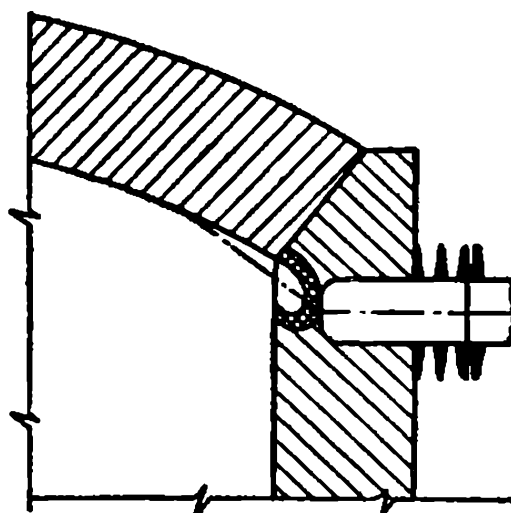


Рисунок 5.2 – Схематическое изображение беспламенной горелки бесканального типа

Также существует более совершенный тип горелки, где процесс сжигания осуществляется на поверхности специальной керамики, имеющей сферическую форму (рисунок 5.3).

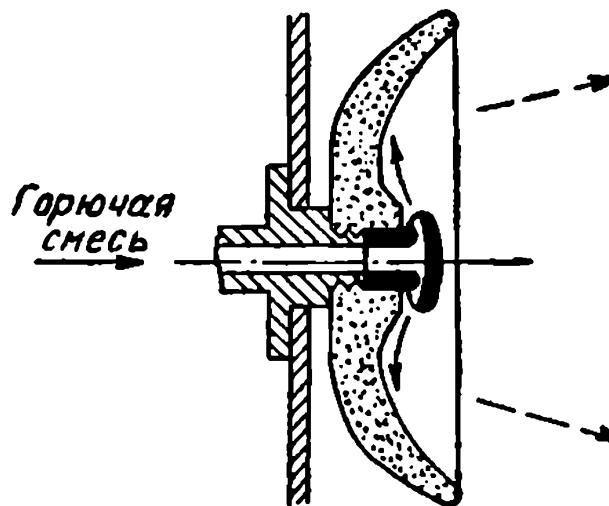
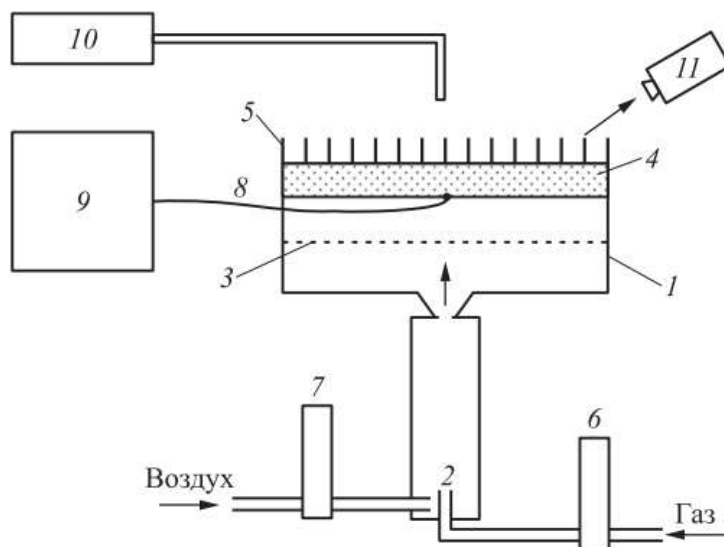


Рисунок 5.3 – Схематическое изображение беспламенной керамической горелки

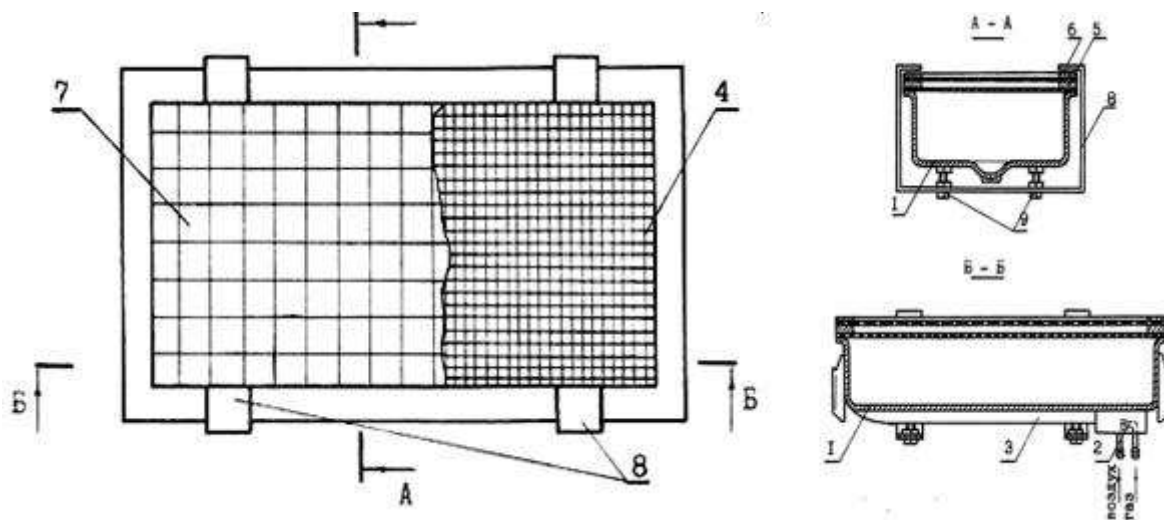
В статье [9] предлагается конструкция инфракрасного (ИК) горелочного устройства с плоской проницаемой керамической матрицей из мягкого жаростойкого теплоизолирующего материала Fiberfrax ( $\text{SiO}_2$  52%,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  28%,  $\text{ZrO}_2$  18%) толщиной 13 мм, пористостью 95% и плотностью  $128 \text{ кг/м}^3$  (рисунок 5.4). В конструкции использовалась система рекуперативных элементов. Введение в конструкцию горелки рекуперативных элементов из жаропрочного металлического сплава позволило реализовать устойчивый режим поверхностного горения как на поверхности матрицы, так и при большой скорости потока в поверхностных слоях газовой смеси, обтекающей поверхность рекуперативных элементов. Температура поверхности рекуператоров из пластин фехралья марки ПХ25Ю6 достигала значений  $1400 \text{ }^\circ\text{C}$ , что позволило увеличить значение плотности потока излучения по сравнению с горелочными устройствами с обычными металлическими и керамическими матрицами. Устойчивый режим поверхностного горения был реализован в области существенно более высоких значений удельной мощности горения по сравнению с обычной проницаемой матрицей, а именно: от  $980$  до  $2250 \text{ кВт/м}^2$ . Концентрация оксидов азота в продуктах сгорания не превышала значений  $\text{NO}_x$  в продуктах сгорания для металлических проницаемых матриц с рекуперативными элементами, а концентрация монооксида углерода оказалась в 2–3 раза ниже.



1 — корпус горелочного устройства; 2 — смеситель; 3 — распределитель потока газовой смеси; 4 — проницаемая матрица Fiberfrax; 5 — система рекуперативных элементов; 6 — расходомер газа; 7 — расходомер воздуха; 8 — термопара; 9 — преобразователь; 10 — газоанализатор; 11 — ИК пирометр

Рисунок 5.4 - Схема макета горелочного устройства

В работе [10] была разработана газовая горелка инфракрасного излучения со стеклотканной огневой насадкой. Конструкция горелки приведена на рисунке 5.5.



1 — корпус; 2 — газовое сопло; 3 — смеситель; 4 — предохранительная сетка; 5, 6 — рамки; 7 — вторичный излучатель; 8 — скоба; 9 — болт

Рисунок 5.5 - Конструкция экспериментальной газовой горелки инфракрасного излучения со стеклотканной огневой насадкой

Нижняя предохранительная сетка выполнена из стеклоткани марки КТ-П-Т0 с размерами ячеек  $0,4 \times 0,4$  мм. Верхняя сетка изготовлена из стеклоткани марки КС-П-ЛА 240 с размерами ячеек  $3,0 \times 3,0$  мм. Рамка 5 служит для закрепления нижней сетки и фиксации верхней сетки на расстоянии 10 мм от нижней. Рамка 6 фиксирует верхнюю сетку. Обе рамки закрепляются при помощи двух скоб четырьмя натяжными болтами. Горение газозадушной смеси в данной горелке происходит между двумя излучающими сетками в тонком слое над поверхностью нижней предохранительной сетки.

Разработанная газовая горелка инфракрасного излучения обладает следующими заявленными достоинствами:

- простота изготовления горелки;
- простота изготовления огневой насадки и её дешевизна;
- простота замены огневой насадки горелки;
- не требуется высоких давлений газа, воздуходувных устройств и армирующего материала.
- конструкция обеспечивает эффективную работу в широком диапазоне тепловых нагрузок (при  $\eta = 1,05$ ) обеспечивая при этом полное сгорание газозадушной смеси;

Подобные газовые горелки инфракрасного излучения с одной излучающей сеткой, выполненные из стеклоткани, могут быть применены только при повышенной тепловой нагрузке, составляющей более 3200 Вт.

Также работа беспламенных горелок рассматривалась в водонагревательных конструкциях. Так, в исследованиях [11] было представлено внедрение экспериментального образца беспламенной горелки ГГ-2 в водогрейный котёл модели КВ-Г-2,5-95 (рисунки 5.6, 5.7).

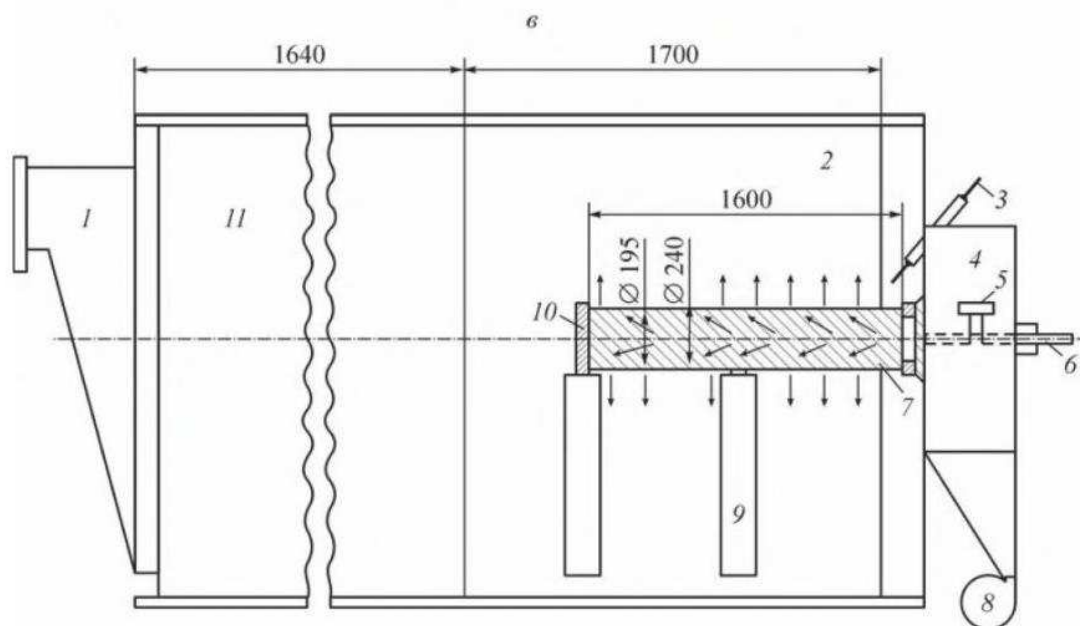
Радиационная горелка с керамическим конвертором ТНЦ СО РАН



Размещение керамического конвертора в водогрейном котле КВ-Г-2,5-95



Рисунок 5.6 – Пилотные испытания насадка из пористого СВС-материала



1 – газовый короб; 2 – топка; 3 – электрод; 4 – горелка; 5 – патрубок подвода газа; 6 – шпилька; 7 – керамический пористый насадок; 8 – вентилятор; 9 – опора; 10 – фланец; 11 – зона конвективного теплообмена

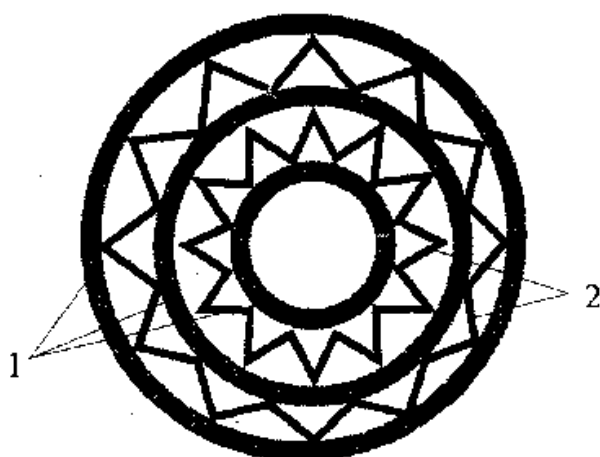
Рисунок 5.7 – Схема установки горелки в котле

## 5.2 Патент RU2110015C1

В патенте [12] предлагается конструкция керамического инфракрасного излучателя (рисунок 5.9), которая состоит из керамического прозрачного для газа цилиндрического насадка с находящимся в центре насадка каналом для ввода и распределения смеси исходного газообразного топлива. Объемный керамический насадок состоит из коаксиально расположенных и чередующихся между собой не гофрированных и гофрированных цилиндров из активированной катализатором керамики (рисунок 5.8). Каналы в теле объемного керамического насадка, через которые выходит газ и в которых происходит процесс горения, имеют регулярную зигзагообразную форму (рисунок 5.10). Радиальный вывод продуктов горения обеспечивает, во-первых, большее время пребывания реакционной смеси внутри объемного насадка, где происходит процесс беспламенного горения, что приводит к лучшему и равномерному нагреву объемного насадка и снижению потерь тепла с продуктами горения; во-вторых, большие линейные скорости на входе в центральный канал увеличивают коэффициент теплообмена и позволяют охлаждать начало центрального канала непосредственно газовой реакционной смесью с одновременным разогревом последней, что препятствует проскакиванию пламени за пределы зоны горения. Наличие окислов железа, никеля и других металлов, первоначально содержащихся в металлической

сетке-матрице, является принципиальным моментом, так как они являются катализатором процесса поджога и горения.

Также в патенте предлагается способ приготовления каталитически активной керамики, который состоит в том, что на металлическую сетку-матрицу наносится шихта, содержащая порошок алюминия, пластификатор, порошок оксида циркония. Приготовленный образец сушится при комнатной температуре, после чего помещается в окислительную среду с высокой температурой порядка 1000 – 1200 °С. После разогрева образца происходит выгорание связки и осуществляется окисление порошка алюминия, т.е. происходит самораспространяющийся высокотемпературный синтез (СВС) керамики - оксида алюминия и окисление металлической сетки до окислов. В результате СВС образуется прочное сопряжение образованного оксида алюминия с матрицей сетки и с диоксидом циркония. После этого полученный образец сложной каталитической керамики выдерживается при 1500 – 1700 °С. Катализатором процесса горения углеводородных топлив служат окислы, образовавшиеся из металлической матричной решетки, включенной в структуру керамики.

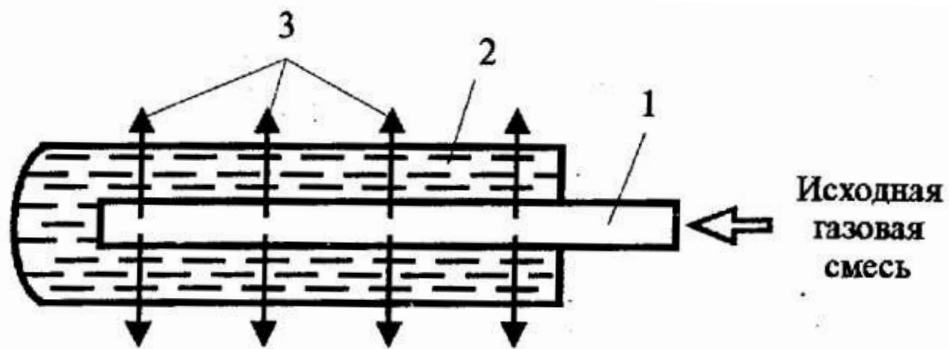


1 – не гофрированные цилиндры; 2 – гофрированные цилиндры

Рисунок 5.8 – Объемный керамический насадок газового излучателя

Предлагаемый высокотемпературный инфракрасный газовый излучатель из каталитически активной керамики с радиальным вводом смеси газов позволяет получить поток излучения высокой плотности с температурой излучающей поверхности 1500 °С и обеспечивает устойчивую работу.





1 – канал ввода смеси; 2- керамический насадок; 3 – выходные каналы

Рисунок 5.9 – Инфракрасный излучатель



1 – внутренние стенки насадка; 2 – движение горючей смеси

Рисунок 5.10 – Структура керамического насадка

### 5.3 Патент RU2462661

В патенте [13] предлагается конструкция радиационной газовой горелки (рисунок 5.11), которая включает жаростойкий цилиндрический пористый насадок в виде трубы с заглушкой с одной стороны и газоподводящим патрубком с соплом с другой и запальное устройство, согласно изобретению жаростойкий пористый цилиндрический насадок выполнен сменным и снабжен быстроразъемным соединением с газоподводящим патрубком и соплом, установленными соосно ему и с возможностью перемещения вдоль его оси. Цилиндрический пористый насадок может быть выполнен с

профилированной наружной поверхностью так, что стенка насадка имеет регулярно переменную толщину вдоль своей продольной оси. Цилиндрический пористый насадок может быть снабжен дополнительным коаксиально расположенным в зоне горения кольцевым насадком, выполненным из высокопроницаемого ячеисто-пористого материала.

Способ проведения процесса горения в радиационной газовой горелке включает подачу газа и воздуха во внутреннюю полость жаростойкого пористого цилиндрического насадка, движение газовой смеси через поры пористого цилиндрического насадка, розжиг и процесс горения в них. Согласно изобретению смешение газообразного топлива с воздухом осуществляют в полости пористого цилиндрического насадка, при этом воздух эжектируют извне через пористую стенку насадка в зоне рециркуляции струей подаваемого под давлением газа, а оптимальное соотношение компонентов топлива регулируют увеличением или уменьшением площади зоны рециркуляции положением подвижного сопла в пористом цилиндрическом насадке и/или изменением давления подаваемого через сопло газа.

Жаростойкий пористый цилиндрический насадок выполнен из проницаемого для газов материала с размерами пор, предотвращающих проскок пламени в смеситель. В заявляемом техническом решении смешение газообразного топлива с воздухом осуществляют в полости (внутри) цилиндрического насадка за счет эжекции воздуха извне через стенку насадка струей топлива, истекающей из сопла под давлением, что обеспечивает повышение безопасности работы горелки по сравнению с аналогами, где смешение воздуха и газообразного топлива осуществляют во внешне расположенном смесителе, что при проскоке пламени внутрь трубы и далее в смеситель может привести к аварийным последствиям.

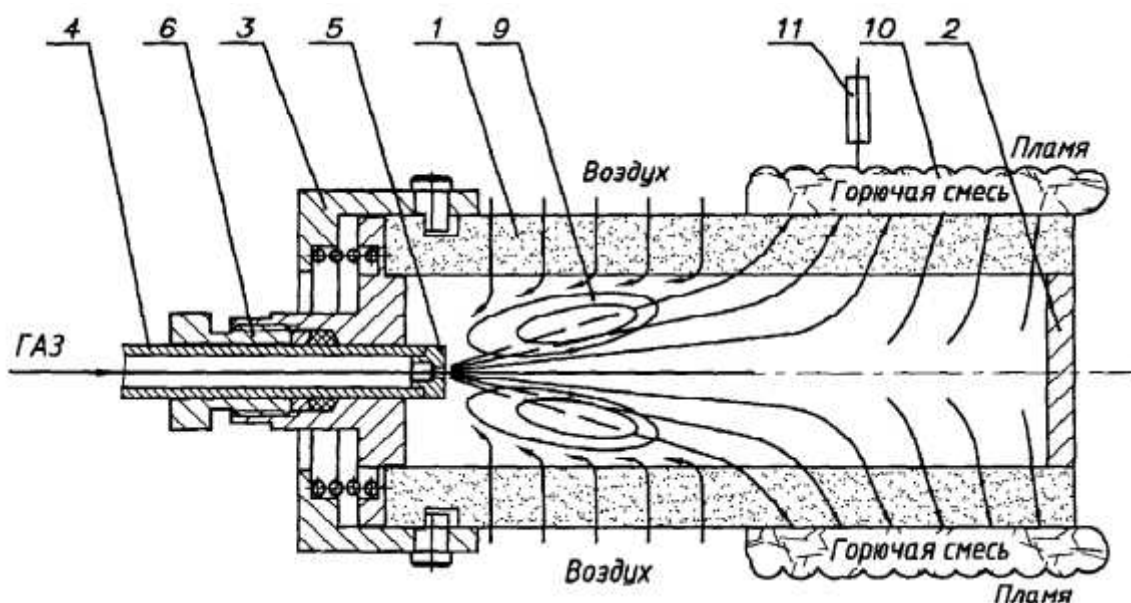
Для улучшения характеристик работы заявляемая радиационная газовая горелка может иметь профилированную поверхность цилиндрического насадка или дополнительный кольцевой насадок коаксиально расположенный в зоне горения и выполненный из высокопроницаемого ячеисто-пористого материала (ВПЯМ). Расположенный в зоне горения дополнительный насадок разогревается до раскаленного состояния, становится дополнительным излучателем как наружу, так и в сторону пористого цилиндрического насадка, так что в результате взаимного облучения насадок и дополнительный насадок разогреваются интенсивнее, чем в его отсутствие. Дополнительный насадок является стабилизатором пламени, препятствуя его срыву при форсированных режимах горения.

Радиационная газовая горелка может быть реализована для диапазона мощностей от десятков ватт до мегаватт лишь за счет изменения ее габаритов. Простота конструкции газовой горелки с быстроразъемным соединением узла подвода газового топлива через сопло с пористым цилиндрическим насадком позволяет использовать сменные цилиндрические насадки различных типоразмеров и профилированных конфигураций наружной поверхности.

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Регулировка состава топлива (коэффициента избытка воздуха) может достигаться путем перемещения сопла по оси цилиндрического насадка, изменяя при этом площадь входа воздуха в рециркуляционной зоне.

В предлагаемой радиационной газовой горелке наличие мощных радиационных потоков из зоны горения и от продуктов сгорания способствует существенному снижению максимальных температур горения, и, как следствие, достигаются очень низкие значения  $\text{NO}_x$  эмиссии (единицы и десятки ppm), и уменьшению уровня шума.



1 – пористый цилиндрический насадок; 2 – заглушка; 3 – узел быстроразъемного соединения; 4 – газоподводящий патрубок; 5 – сопло; 6 – узел перемещения; 8 – кольцевой насадок (не показан); 9 – зона рециркуляции; 10 – зона горения; 11 – запальное устройство

Рисунок 5.11 – Радиационная газовая горелка

#### 5.4 Методика изготовления пористого керамического материала

Практическая реализация сжигания газа в пористом теле с эффективным использованием тепловой энергии стала возможной после развития технологии получения пористых материалов с заданной структурой и размером пор. В ОSM ТНЦ СО РАН была разработана СВС-технология получения огнеупорных пористых материалов и изделий с высокой газопроницаемостью для применения их в качестве материала насадки беспламенной газовой горелки [11]. Технология позволяет синтезировать пористые материалы типа композиционной керамики (микрокомпозиция оксидный сплав – металлический сплав) и металлокерамику (интерметаллиды, сплавы). На примере системы Ni – Al с использованием специальных методов микровидеосъемки и локальной динамической пирометрии установлено, что в ходе синтеза формирование высокогазопроницаемой металлокерамики

происходит в узкой зоне волны горения в процессе коалесценции плавящихся частиц исходных компонентов в капли с последующей их химической конвертацией в интерметаллические соединения. Важным фактором, обеспечивающим повышенную газопроницаемость материала, является сферическая форма капель. Показано, что образование округлых капель вызвано эффектом кратковременного ( $\approx 0,1$  с) сверхадиабатического разогрева капель в процессе реакционной коалесценции (рисунок 5.12) выше точки плавления продукта реакции. Причиной такого эффекта является выделение избытка энтальпии вследствие локальных нарушений сплошности системы в волне горения.



Рисунок 5.12 – Формирование капельной структуры пористой металлокерамики в волне горения системы Ni-Al

В работе [11] были изучены способы регулирования параметров капельной структуры (к числу которых относятся структурные факторы исходной смеси, поверхностно-активные добавки и др.) в целях получения конечных пористых материалов, имеющих открытую пористость до 65 %, в виде системы спекшихся капель размером 0,05-20 мм. Достигнуты условия получения трубчатых изделий (наружный диаметр 84 мм), сохраняющих механическую целостность при циклических термоударах (нагрузки после нагрева до 1000 °С в воду, более 15 циклов).

При изучении свойств полученных методом СВС пористых материалов было установлено, что по отношению к воздействию окислительной среды при  $T = 1000$  °С лучшей химической стабильностью обладает металлокерамика на основе алюминидов никеля. Повышенная стойкость алюминидов объясняется формированием на их поверхности защитной пленки  $Al_2O_3$ . Испытания пористых образцов показали, что предел прочности при сжатии может достигать 48 МПа.

## 5.5 Опыт применения инфракрасных горелок в аппаратах heater-treater

Горелки, обычно используемые в нефтегазоводоразделителях в настоящее время, могут вызвать участки перегрева, которые приводят к коксованию вязкой эмульсии на внешней поверхности жаровой трубы. Подобный слой коксования действует как изолятор и его образование сопровождается появлением высоких температур, что приводит к преждевременному выходу из строя жаровой трубы. Проблема может усугубляться при использовании закачки полимеров в жидкость для повышения её вязкости и последующим термическим разрушением применяемого полимера, в результате которого образуется более толстый изолирующий слой на жаровой трубе.

В [6] представлены данные по результатам модернизации горелки нефтегазоводоразделителя на канадском месторождении нефтенасыщенных песчаников в северной Канаде. На основании эмпирических данных, термического анализа и измерений, выполненных в лабораторных испытаниях, предложенная конструкция горелки с распределенным пламенем сравнивается с обычной горелкой с точки зрения термического КПД, пропускной способности разделителя, эффективности разделения нефти от воды и температуры стенки жаровой трубы.

В работе описывается эффективное решение по модернизации горелки для нефтегазоводоразделителя. Чтобы предотвратить процесс коксования и разрушения труб, разработанные инфракрасные горелки с распределенным пламенем распределяют тепло по гораздо большей площади с однородной формой пламени по сравнению с обычной горелкой. Горелка с распределенным пламенем имеет пористую керамическую цилиндрическую поверхность, которая обеспечивает поверхностно-стабильное сгорание с предварительным смешением, так что показатели сгорания в каждой точке вдоль цилиндрической поверхности горелки практически идентичны. Это значительно уменьшает пиковые значения теплового потока, окружающего зону сгорания, уменьшая вероятность возникновения точек перегрева и вероятность коксования по сравнению с обычными горелками. В то же время больше тепла распределяется дальше по длине топки, улучшая его общую производительность и эффективность. Срок службы жаровой трубы увеличивается из-за более низких пиковых температур и также из-за того, что для достижения требуемой производительности процесса и обводненности требуется меньше подводимого тепла.

Обычные горелки имеют форсунки или смесительные устройства, которые подают воздух и топливо в камеру сгорания, где они сжигаются. Форма, размер и количество сопел влияют на форму и интенсивность пламени. Обычная геометрия пламени имеет длину, которая в 1,5-2,5 раза больше ширины. Если пламя распространяется дальше, оно может стать нестабильным и в итоге гаснуть.

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Однако в горелке с распределенным пламенем используется стабилизированное горение. Топливо и воздух предварительно смешиваются и проходят через пористую огнеупорную поверхность. Смесь сгорает на внешней поверхности, образуя однородную, устойчивую зону реакции с поверхностным излучением. Иллюстрация горелки показана на рисунке 5.13.

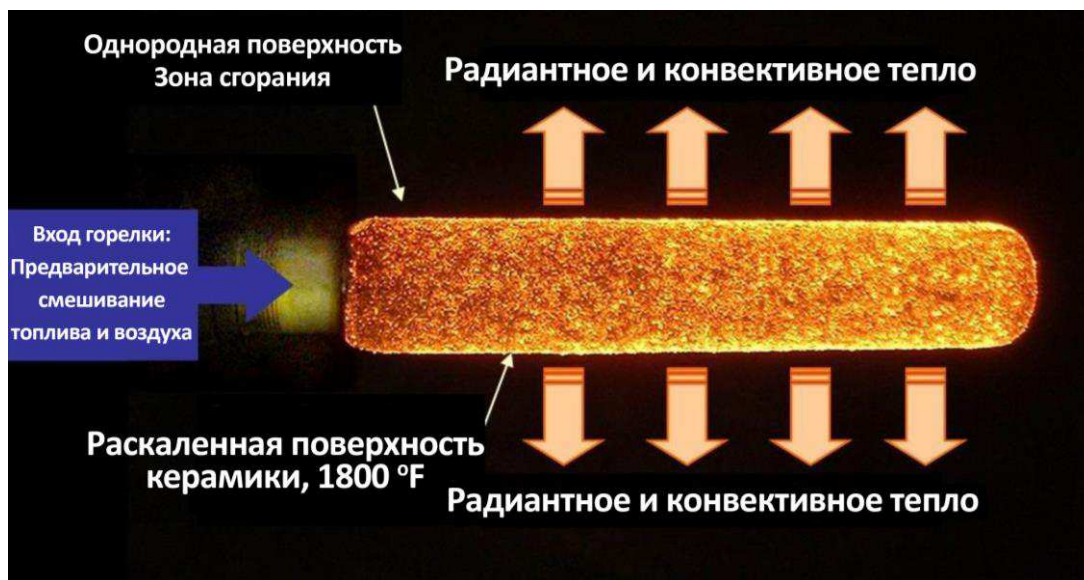


Рисунок 5.13 – Горелка с распределенным пламенем в работе

Как показано на рисунке, пламя является однородным и находится в тесном контакте со всей поверхностью горелки. Инфракрасное излучение передается от поверхности горелки к стенке топки. Горелка может быть изготовлена во различных геометрических формах. Для применения в нефтегазоводоразделителях форма горелки имеет цилиндрическую форму с очень большим отношением длины к диаметру, обычно от 15:1 до 25:1, что позволяет распространять пламя по большой длине. Горелка расположена вдоль осевой линии жаровой трубы и простирается на большей длине её нижней части. На рисунке 5.13 показана распределительная горелка внутри трубы.

Теплоизлучение горелки, таким образом, распределяется по значительно большей длине, ограничивая скачки передачи тепла в трубе. Из-за однородности пламени, стабилизированного поверхностью, продукты сгорания содержат низкие уровни оксидов азота и монооксида углерода (обычно менее  $1 \cdot 10^{-6}$  доли).

Уникальными особенностями модернизированной горелки являются:

1. Равномерное распределение тепла по большой площади для минимизации скачков скорости теплопередачи (рисунки 5.15, 5.16);
2. Низкие выбросы;
3. Тихая работа, устранены аэродинамический шум и шум сгорания;
4. Надежная длительная эксплуатация с простым обслуживанием;
5. Простота запуска;

6. Легко модернизировать в стандартных разделителях.

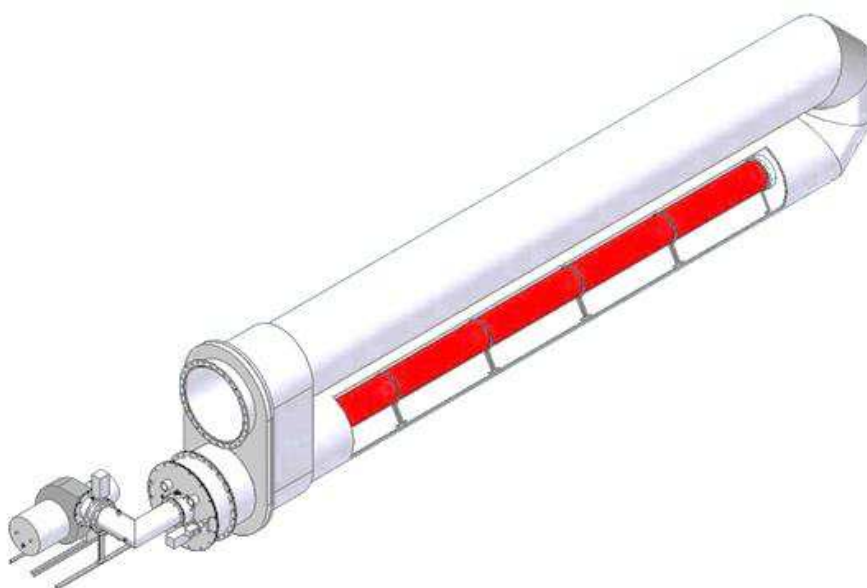


Рисунок 5.14 – Расположение горелки в жаровой трубе

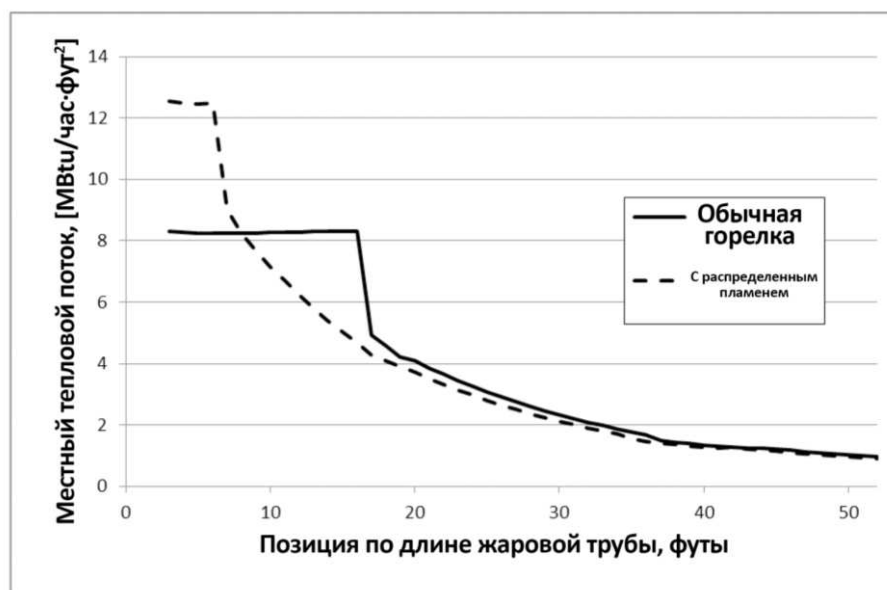
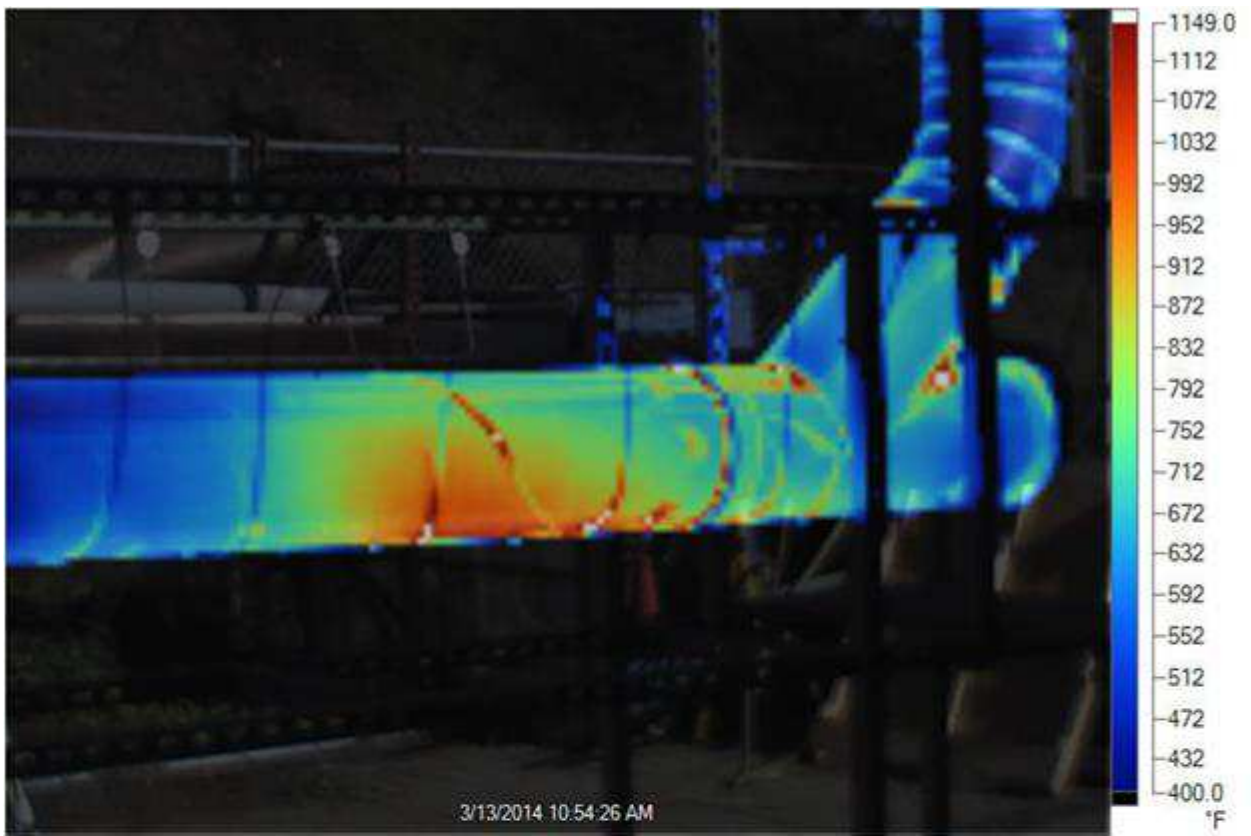
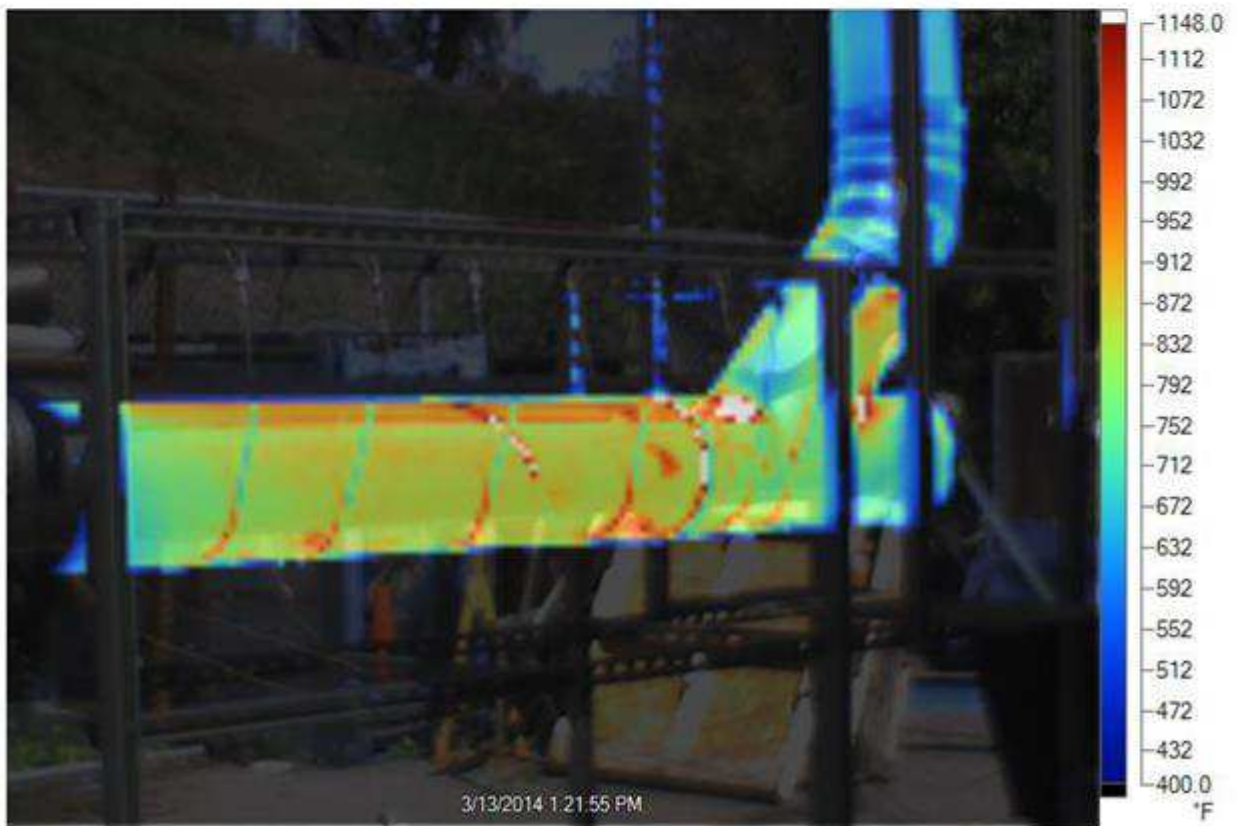


Рисунок 5.15 – Анализ нагрева жаровой трубы по длине для двух горелок



Инфракрасная лабораторная съемка жаровой трубы с обычной горелкой



Инфракрасная лабораторная съемка жаровой трубы с горелкой с распределенным пламенем

Рисунок 5.16 – Сравнение нагрева жаровых труб разными горелками

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



## 6 Патентно - информационный обзор

### 6.1 Патент RU71559

Полезная модель [14] относится к устройствам для разделения нефтегазоводяной эмульсии на составляющие ее компоненты (газ, нефть, воду) и может быть использована в нефтедобывающей промышленности.

В полезной модели решается задача повышения эффективности устройства за счет повышения степени равномерности распределения потока нефти по проходному сечению.

Указанная задача решается тем, что в нефтегазоводоразделителе, включающем горизонтальный корпус с камерой дегазации и предварительного обезвоживания и камерой глубокого обезвоживания, переливную и разделительную перегородки, коробовый распределитель эмульсии, врезанный в нижнюю часть разделительной перегородки, с торцом, заглушенным со стороны, противоположной разделительной перегородке, и крышкой, патрубки ввода нефти и вывода газа, нефти и воды, при этом в вертикальных стенках распределителя выполнены вертикальные пазы, низ которых находится на одном горизонтальном уровне, а высота возрастает в направлении от перегородки к заглушенному торцу.

Указанная задача решается также тем, что ширина пазов выполнена возрастающей сверху вниз, крышка коробового распределителя перфорирована, причем шаг отверстий перфорации уменьшается в направлении от разделительной перегородки к торцу, и тем, что в камере глубокого обезвоживания дополнительно установлены электродные решетки.

Нефтегазоводоразделитель (рисунок 6.1) содержит цилиндрическую горизонтальную емкость 3, камеру дегазации и предварительного обезвоживания, камеру глубокого обезвоживания, которые разделены переливной перегородкой 5 и разделительной перегородкой 6. В камере дегазации размещен патрубок ввода сырьевой смеси 2, жаровая труба 4 и патрубок вывода газа 7. В камере глубокого обезвоживания находится коробовый распределитель эмульсии 14, врезанный в нижнюю часть разделительной перегородки 6 открытым торцом. Второй торец распределителя 14 со стороны, противоположной разделительной перегородке 6, заглушен. В вертикальных стенках распределителя 14 выполнены вертикальные пазы. Кроме того, в камере глубокого обезвоживания содержатся патрубки вывода обезвоженной нефти 11 и вывода воды 13, а также электродные решетки 9 и 10 и проходной изолятор 12 для подачи напряжения на электродные решетки. Для вывода воды из камеры дегазации выполнен патрубок 15.

Предлагаемый аппарат работает следующим образом. Исходную смесь нефти, газа и воды вводят в аппарат через патрубок 2. В камере дегазации и предварительного обезвоживания происходит нагрев эмульсии через горячие стенки жаровой трубы 4, внутри которой проходят горячие продукты сгорания

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

топливного газа. В камере дегазации происходит дегазация и предварительное обезвоживание нефти. Газ выводят через патрубок 7, а воду через патрубок 15.

Затем дегазированная и частично обезвоженная нефть переливается через перегородку 5 и поступает в коробовый распределитель 14. Нефть движется вдоль короба и истекает через вертикальные пазы в стенках короба 14 в объем камеры глубокого обезвоживания. В этом объеме в процессе вертикального движения нефти из нее осаждаются капли воды.

Осевшая вода скапливается в нижней части камеры глубокого обезвоживания нефтегазоводоразделителя и выводится через патрубок 13. Уровень воды поддерживают выше нижнего края коробового распределителя 14. Особенностью работы этого открытого снизу устройства является уменьшение высоты слоя нефти и скорости ее движения в коробе. Поскольку движущей силой процесса истечения нефти через пазы в вертикальной стенке короба является разность веса столба жидкости внутри и снаружи короба, обуславливаемая разностью плотностей нефти и воды и высоты их столбов, то скорость истекания снижается по длине короба в направлении движения нефти в нем. В заявленном устройстве для обеспечения постоянного расхода на единицу длины аппарата возрастает длина (уровень верха) пазов, а значит площадь их проходного сечения и высота столба нефти над верхом пазов.

С увеличением расхода нефти растет высота столба нефти внутри коробового распределителя, причем при постоянной площади сечения отверстия истечения высота столба нефти пропорциональна квадрату скорости истечения. Выполнение пазов в стенках короба 14 расширяющимися книзу увеличивает площадь проходного сечения для истечения нефти и уменьшает опасность заполнения нефтью всей высоты короба и ее проскок под нижним краем вертикальных стенок короба. С другой стороны, выполнение пазов с возрастающей книзу шириной ведет к повышению степени равномерности распределения нефти по поперечному сечению аппарата. Дальнобойность истекающей через паз струи зависит от соотношения силы вязкостного трения струи о практически неподвижный слой жидкости, тормозящей эту струю и приводящий к ее распаду, и силы инерции, определяемой массой, т.е. шириной струи.

Поэтому участки струи, истекающие через более широкий паз, имеют большую дальнобойность, чем более узкие участки. Таким образом, выполнение пазов с увеличивающейся книзу шириной обеспечивает более равномерное распределение потока нефти по поперечному сечению аппарата.

Выполнение крышки коробового распределителя 14 перфорированной с уменьшающимся в направлении от разделительной перегородки к торцу шагом отверстий перфорации позволяет повысить степень равномерности распределения нефти по длине отстойной камеры, т.к. скорость истечения нефти через отверстия перфорации снижается по длине короба, а уменьшение шага между отверстиями перфорации обеспечивает увеличение количества этих отверстий на единицу длины короба по ходу движения нефти в коробе и сохранение постоянства расхода по длине.

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					



Осуществление подогрева нефтеводяной эмульсии посредством размещенных друг над другом верхней и нижней U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями позволяет повысить тепловую мощность нефтегазоводоразделителя, повышая тем самым эффективность процесса разделения водонефтяной эмульсии в условиях изменяющейся обводненности.

Осуществление в процессе эксплуатации нефтегазоводоразделителя контроля обводненности поступающей смеси позволяет повысить эффективность использования нагревательных элементов, исключив расход тепловой мощности на нагрев находящейся в смеси свободной воды, путем отключения нагрева нижней жаровой трубы, что существенно снижает эксплуатационные затраты нефтегазоводоразделителя. Исключение подогрева свободной воды позволяет повысить надежность работы по меньшей мере нижней жаровой трубы, тем самым увеличив ресурс нефтегазоводоразделителя в целом.

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом содержит секцию нагрева и секцию отстоя, разделенные друг от друга поперечной перегородкой 7, конструкция которой обеспечивает беспрепятственное передвижение свободной воды из секции в секцию вдоль нижней образующей нефтегазоводоразделителя, свободное передвижение газа вдоль верхней образующей нефтегазоводоразделителя и переливание нефти с эмульгированной водой через верхний край перегородки 7. В корпусе 5 секции нагрева размещены нагревательные элементы в виде двух горизонтально ориентированных U-образных нижней и верхней жаровых труб 18 и 6, расположенных друг над другом.

Секция отстоя оснащена блоком 8 коалесцирующих элементов. В качестве коалесцирующего элемента используется материал с хорошо выраженными гидрофобными свойствами и низким гидравлическим сопротивлением - набор полипропиленовых пластин, установленных вертикально вдоль оси нефтегазоводоразделителя с фиксированным расстоянием между собой.

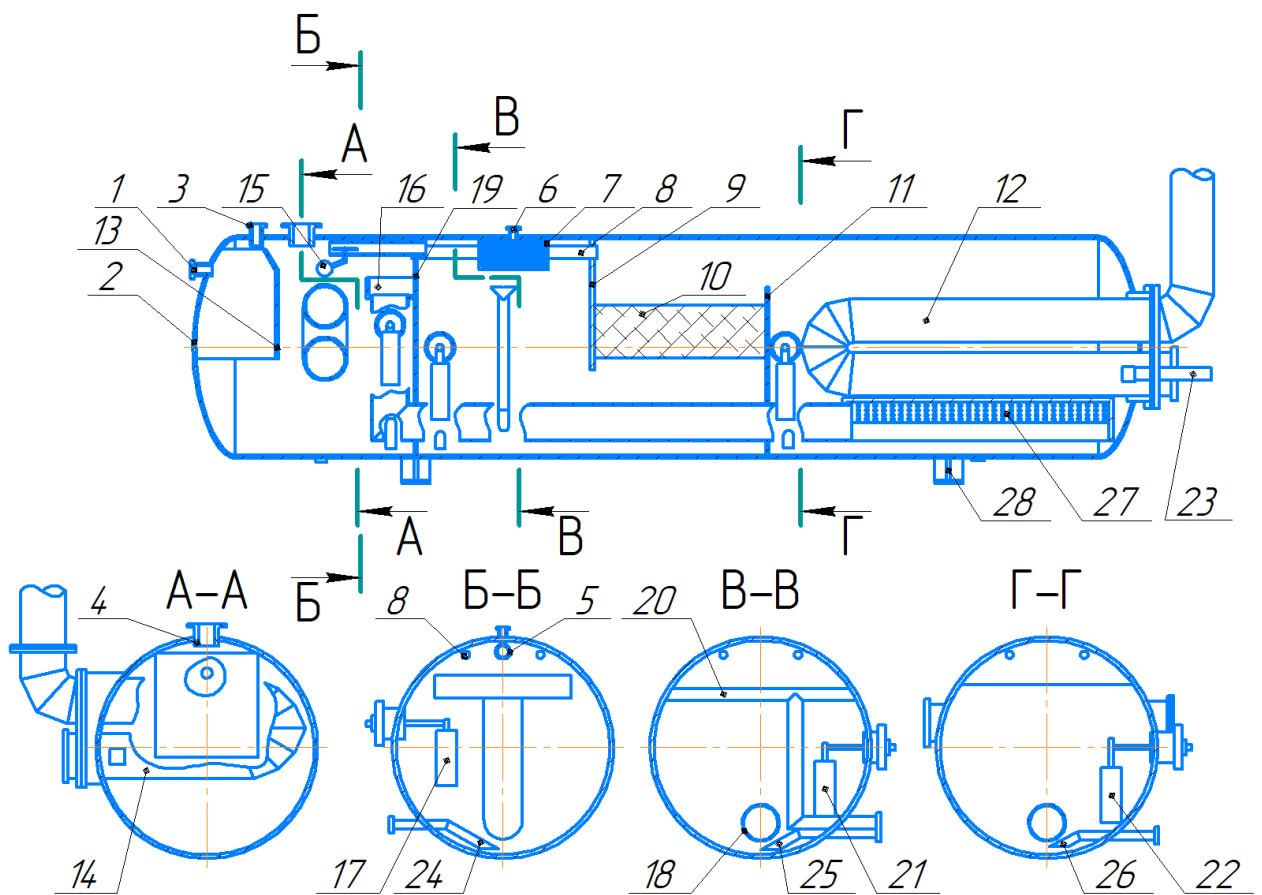
Отделение свободного газа и свободной воды от нефтегазоводяной смеси и нагрев водонефтяной эмульсии выполняют в секции нагрева, а процесс обезвоживания (отделение от нефти растворенного газа и эмульгированной воды) водонефтяной эмульсии происходит в секции отстоя. В секции отстоя при прохождении водонефтяной эмульсии через блок 8 коалесценции происходит столкновение эмульсии с коалесцирующими пластинами и накопление отдельных капелек нефти на их поверхности. По мере укрупнения капель нефти под действием разности плотностей нефти и воды происходит их всплытие в поток нефти с последующим уносом в сборник нефти. Отбор отсепарированного газа производится через расположенный в верхней части аппарата патрубок 13 отвода газа, отбор воды производится через расположенный в его нижней части патрубок 15, а отбор нефти - через патрубок 14 отвода нефти в сборнике нефти.

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					









1 – вход эмульсии; 2 – корпус сепаратора; 3 – вспомогательный фланец; 4 – люк; 5 – регулируемая газовая труба; 6 – выход газа; 7 – каплеотбойник; 8 – газовые трубы; 9 – верхняя перегородка; 10 – коалесцирующая пластина; 11 – нижняя перегородка; 12 – жаровая труба; 13 – входная перегородка; 14 – нагревательная труба; 15 – клапан с поплавком; 16 – переливная перегородка; 17 – поплавок первой секции; 18 – трубопровод; 19 – секционная перегородка; 20 – труба сброса нефти; 21 – поплавок четвертой секции; 22 – поплавок второй секции; 23 – горелка; 24 – сливная труба первой секции; 25 – труба сброса воды; 26 – сливная труба второй секции; 27 – распределитель; 28 – опоры

Рисунок 6.3 – Коалесцеры нефтегазоводоразделителя с движением эмульсии вниз

Третий отсек, представляющий важную часть данного изобретения, содержит коалесцирующую пластину 10. Нагретая эмульсия протекает вниз, происходит отделение воды от нефти под действием силы тяжести. Капли воды оседают на дно камеры. Отделенная нефть проходит под перегородкой 9 в четвертый отсек, откуда выводится через выпускное отверстие 20 в резервуары для хранения. Уровень раздела фаз вода-нефть в третьей и четвертой камерах поддерживается контрольным поплавком 21, где удаление воды происходит через выпускное отверстие 25. В каждом из отсеков газ поднимается в верхнюю часть блока. В первом отсеке происходит первоначальное отделение газа от жидкостей, поступающих на вход 1. Газ, выделившийся во втором и третьем отсеках, удаляется трубопроводами 8 в



первый отсек, где он смешивается с тем, который выделяется в результате первоначального разделения. Весь газ в первом отсеке выводится в четвертый отсек через трубопровод 5. В четвертом отсеке газ дополнительно объединяется с любым имеющимся газом, очищается каплеотбойником 7, и выходит из сосуда через выпускное отверстие 6.

Для того, чтобы обеспечить дополнительный расход для принудительного нагнетания жидкости из одного отсека в другое, а также через элементы коалесцирующей пластины, устанавливается на входе в трубопровод 5 в первом отсеке клапан с поплавком 15. Необходимость в дополнительном давлении будет указываться повышением уровня границы раздела жидкость-газ. Повышающийся уровень будет поднимать поплавок клапана 15 и тот будет стремиться ограничить выход газа из отсека через трубу 5, увеличивая давление в первом, втором и третьем отсеках. Разница в давлении с четвертым отсеком заставляет перетекать поток жидкости в желаемом направлении.

#### 6.4 Патент US4926842

Изобретение [17] направлено на надежное, равномерное нагревание жаровой трубы нефтегазоводоразделителя до диапазона температур ниже максимальной температуры нагрева нефти и выше минимальной температуры, необходимой для ее обработки, с целью увеличения срока службы труб.

Задача данного изобретения состоит в том, чтобы максимизировать тепловую энергию, передаваемую жидкости, при этом обеспечивая более длительный срок службы труб, избегая перегревов стенок.

Сепарационная установка с нагревателем (рисунок 6.4) включает в себя защитный сосуд 1, жаровую трубу 7 и две двунаправленные регенеративные горелки 4. Защитный сосуд 1 предназначен для удержания нагреваемой жидкости. Сосуд 1 представляет собой стальной цилиндр диаметром 8 футов и длиной 40 футов.

Обычно тепло для достижения нужной температуры подводится с помощью однонаправленной, как правило, U-образной нагревательной трубы, имеющей горелку на одном конце и вытяжную трубу на другом. Сама труба ориентирована одним коленом над другой. Однако этот тип нагревателя пусть и недорогой, но сталкивается с такими проблемами, как дефекты труб из-за перегрева (из-за того, что горелка превышает требуемый диапазон температур нагрева у своего основания), коротким сроком службы трубы (из-за тепловых напряжений трубы, из-за плохого распределения тепла по поверхности и покрытия трубы перегретой нефтью) и высокими эксплуатационными расходами (из-за неэффективности нагревателя).

Жаровая труба по данному изобретению является альтернативой устройствам, существующим в настоящее время. В защитном сосуде 1 тепло подается в нагревательную трубу 7 посредством двух двунаправленных регенеративных горелок 4. Нагревательная труба 7 представляет собой U-

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

образную трубку с двумя коленами. Труба 7 изолирует жидкость от продуктов сгорания. В описанном здесь варианте осуществления сама труба 7 имеет диаметр 36 дюймов и общую длину 60 футов. Каждое колено имеет длину 9 футов. Колени параллельны друг другу и отделены друг от друга примерно на шесть дюймов по всей их продольной длине.

Нагревательная труба 7 расположена внутри защитной оболочки 1 вблизи ее дна. Продольная ось трубы 7 находится примерно на 20 дюймов ниже центральной плоскости защитного сосуда 1. Два колена горизонтально смещены относительно друг друга. Два конца нагревательной трубы 7 прикреплены болтами к защитной оболочке 1 с герметичным уплотнением. Две двунаправленные горелки 4 прикреплены болтами к защитной оболочке 1 соосно с коленами нагревательной трубы 7. Каждая горелка 4 включает в себя топливную трубку 9, регенеративный слой 10, приточную камеру и впускной/выпускной канал. Топливная трубка 9 расположена соосно с центральной осью нагревательной трубы 7. Топливная трубка 9 соединена через клапан 5 с источником газообразного или другого топлива. Один конец топливной трубки 9 внутри жаровой трубы содержит сопло, используемое для впрыскивания топлива. Воспламенитель также включен в горелку для воспламенения топливно-воздушной смеси.

Каждая горелка поочередно соединяется с воздухозаборником и отводом 2 через управляемый плунжерный клапан 3, посредством чего каналы каждой горелки попеременно выступают в роли подводов воздуха и отводов дыма.

Вентилятор нагнетает воздух, поступающий во впускной канал, для облегчения работы горелки. Затем воздух проходит в осевом направлении через теплоаккумулирующий материал в регенеративном слое 10 цилиндра, собирая любое остаточное тепло, содержащееся в нем. Топливо из топливной трубки 9 смешивается с воздухом и зажигается.

Сжигание топливно-воздушной смеси происходит по всей нагревательной трубе 7. Сгоревший воздух проходит в осевом направлении через теплоаккумулирующий материал в регенеративном слое 10 неактивной горелки, отдавая ему любое остаточное тепло, затем через камеры в выхлопную трубу 2. В режиме горения каждой горелки воздух нагревается, когда он проходит через нагретый регенеративный слой 10 перед сжиганием. В неактивном режиме каждой горелки горячий дым охлаждается, когда он проходит через холодный регенеративный слой 10, передавая тепло и нагревая регенеративный слой. Размер горелок, время работы каждой горелки, размер и длина нагревательной трубы, и другие факторы регулируются так, чтобы нагревать жидкость в определенном температурном диапазоне. Данный температурный диапазон выбран ниже критической температуры (например, температуры коксования нефти), но выше минимальной температуры обработки (например, температуры обезвоживания нефти). Существует критический пограничный слой жидкости, непосредственно примыкающий к внешней поверхности нагревательной трубы 7. При приближении к

						Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	

определенной температуре нагреваемого вещества, в нем происходят неблагоприятные химические процессы, влияющие на продолжительность работы устройства и его характеристики. Часть вещества, претерпевшая изменения в ходе химических процессов, будет скапливаться на внешней поверхности нагревательной трубы 7, что очень нежелательно.

Начиная с первых стадий накопления, материал на трубе 7 будет снижать эффективность передачи тепла, изолируя трубу. По мере накопления материала это также приведет к появлению точек перегрева и неравномерному распределению тепла в трубе. Это создает дополнительные тепловые напряжения на трубе, еще больше сокращая срок ее службы. Кроме того, один конец трубы может нагреваться интенсивнее, чем другой, что еще больше снижает общую эффективность теплопередачи. Таким образом, нагревательная труба подвержена повреждениям. Вязкость и другие свойства нефти также изменяются в результате повышения температуры. Поэтому предпочтительно использовать устройства для получения температуры нефти чуть выше той, при которой наблюдаются желаемые физические свойства.

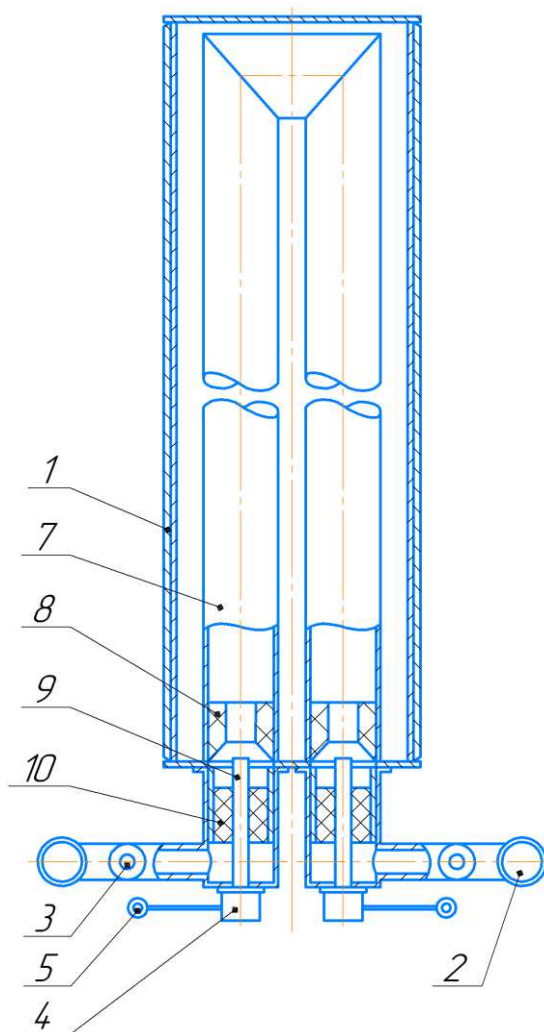
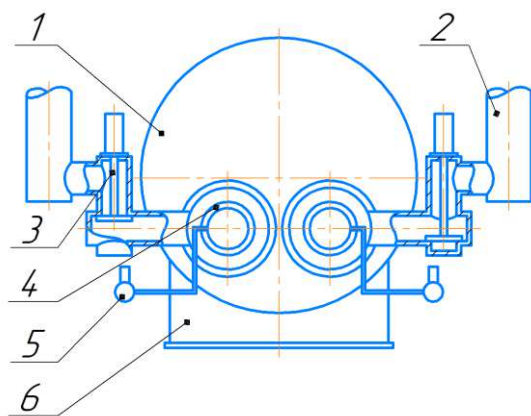
Благодаря этому изобретению вся длина нагревательной трубы находится в пределах оптимального температурного диапазона, максимизируя скорость передачи тепла жидкости, одновременно продлевая срок службы трубы, избегая превышения температуры.

Размер горелок 4 выбирается таким, чтобы их непрерывная работа обеспечивала подвод тепла, необходимый для нагрева жидкости в защитной емкости 1 до желаемого температурного диапазона. Объем и вязкость жидкости, скорость потока, тепловые потери и другие параметры учитываются. Время, в течение которого каждая горелка 4 работает при каждом цикле, зависит, главным образом, от теплопередачи нагревательной трубы 7. В идеале, каждая горелка работает в течение периода времени, необходимого, чтобы избежать превышения максимально допустимой температуры для каждого колена, и одновременно удерживая их в требуемом температурном диапазоне.

Размер и длина нагревательной трубки 7 зависят, прежде всего, от общего размера защитной оболочки 1, а также от объема и скорости жидкости, проходящей через нее. Как правило, чем больше объем жидкости, тем большая площадь поверхности требуется в более коротком резервуаре.

В изобретении температура наружной части трубы более равномерна по всей своей длине по сравнению с обычными горелками. При более равномерном теплообмене по всей длине трубы 7 устройство может работать безопаснее, при этом обеспечивая значительные улучшения по сравнению с обычными устройствами.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59



1 – корпус защитного сосуда; 2 – выхлопная труба; 3 – клапан; 4 – горелка; 5 – газовый клапан; 6 – рама; 7 – жаровая труба; 8 – керамическая втулка; 9 – топливная трубка; 10 – регенеративный слой

Рисунок 6.4 – Модернизированная жаровая труба нефтегазоводоразделителя

## 6.5 Патент US5042582

Данное изобретение [18] относится к оборудованию, используемому для защиты окружающей среды на устьях нефтяных скважин, в частности, к комбинированным сепараторам для промыслов, требующих паростойких установок.

Горизонтальный паростойкий нефтяной сепаратор включает в себя одиночный комбинированный сепаратор и эксплуатационный резервуар. Отделение газа и воды от нефти и хранение добываемой нефти происходит в одной камере. В одном варианте комбинированный разделительный и производственный резервуар установлен на полозьях, а в другом - приспособлен для установки под землей. Данный комбинированный резервуар может использоваться в сочетании с обыкновенными сепараторами.

Обычные сепараторы и газосепараторы соединены линиями с факельной установкой. Сепаратор обычно имеет вместимость около 1,5 баррелей нефти, а резервуар - около 400 баррелей. Газ, отделяемый от нефти в резервуаре, не может попасть в факельную линию, поскольку максимально допустимое давление в резервуарах составляет около 8 унций, что меньше, чем в факельной линии, и любое давление выше этого уровня сбрасывается через клапан, чтобы резервуары не разорвались от повышения давления. Обычные устройства имеют следующие проблемы:

Из-за конструкции стандартных резервуаров выброс газов трудно контролировать, и обычно они превышают государственные нормы.

Воздействие окружающей среды на неопределенное количество стыков труб приводит к увеличению риска замерзания установок в холодную погоду, особенно в северных регионах.

Большое количество стыков/соединений требует процедур, часто продолжающихся более суток.

С тремя разными резервуарами опорожнение становится более трудным, и в местах соединения трубопроводов образуются накопления осадков.

Данное изобретение решает проблемы с обычными сепараторами и в одном варианте осуществления обеспечивает сборку паростойкого нефтяного сепаратора для соединения его с устьем скважины.

На рисунке 6.5 показан вариант осуществления данного изобретения. Нефть из устья скважины (не показано) поступает в резервуар 4 через впускную линию 25, имеющую шаровой клапан 13. Впускная линия соединена с отверстием в резервуаре 4 и может быть гибкой или жесткой в зависимости от требований подключения. Резервуар 4 представляет собой паростойкую цистерну, которую можно соорудить, используя железнодорожный вагон, отделив раму для колес и заменив её на салазки 32. Резервуар 4 снабжен регулируемым предохранительным клапаном 7 высокого давления и дополнительным предохранительным клапаном 8, установленном на большее давление, чем клапан 7. Предохранительный клапан 7 соединен с газовой линией (не показана), идущей к факельной линии (не показана).

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Цистерна обычно имеет два лаза для доступа к двум герметичным отсекам. На рисунке 6.5 в качестве примера показаны два люка 5 в центральной верхней части резервуара 4. Крышки люков 5 на цистернах под давлением должны быть проверены, чтобы убедиться, что резиновое уплотнение в норме. Люки 5 предназначены для обеспечения доступа внутрь резервуара 4 для технического обслуживания и очистки.

Внутри резервуара установлен незамерзающий прибор для определения уровня жидкости в резервуаре. Прибор включает в себя поплавков 21, удерживаемый любым из различных средств в виде рычага поплавка 20. Поплавковый рычаг 20 шарнирно прикреплен к измерительной плате 16. Микровыключатель 23 активируется концом поплавкового рычага 20, когда уровень в резервуаре 4 достигает определенного значения. Сигнал от микропереключателя 23 отправляется на управляющий клапан 6 по линии пропанового бака 31. Закрытие клапана прерывает поток пропана из бака 31 к клапану-отсекателю аварийной остановки 34, который поддерживается открытым при помощи давления пропана. Закрытие клапана 34 перекрывает поток, идущий из устья скважины, когда резервуар 4 полностью наполняется. Использование клапана-отсекателя с постоянным давлением помогает обеспечить отказоустойчивую работу резервуара 4.

Для отбора проб из резервуара используется шаровой кран 11, размещенный сбоку резервуара. Два выхода 22, состоящие из линии высокого уровня и линии низкого уровня с ребрами 15 для соединения с резервуаром 4, предназначены для выпуска добываемой нефти и воды из резервуара. Выпускная линия 9 соединена с выпускным отверстием в верхней части резервуара 4 и обеспечивает выход для газа в факельную линию через расходомер 35, с записывающим устройством 12 и шаровым краном 13. Расходомер 45 измеряет перепад давления по обе стороны, чтобы определить количество газа, отделенного от нефти в факельную линию (не показано). Метанол может впрыскиваться в линию 9 через ниппель 14 для предотвращения замерзания в выпускной линии 9 расходомера 35 и шарового крана 13, если этого требуют погодные условия. Байпас, который можно отсечь с помощью шарового крана 13, позволяет проводить техническое обслуживание расходомера 35.

Датчики 10 могут быть использованы для проверки давления внутри резервуара 4. Термометр 36 предназначен для измерения температуры жидкости в сливной линии.

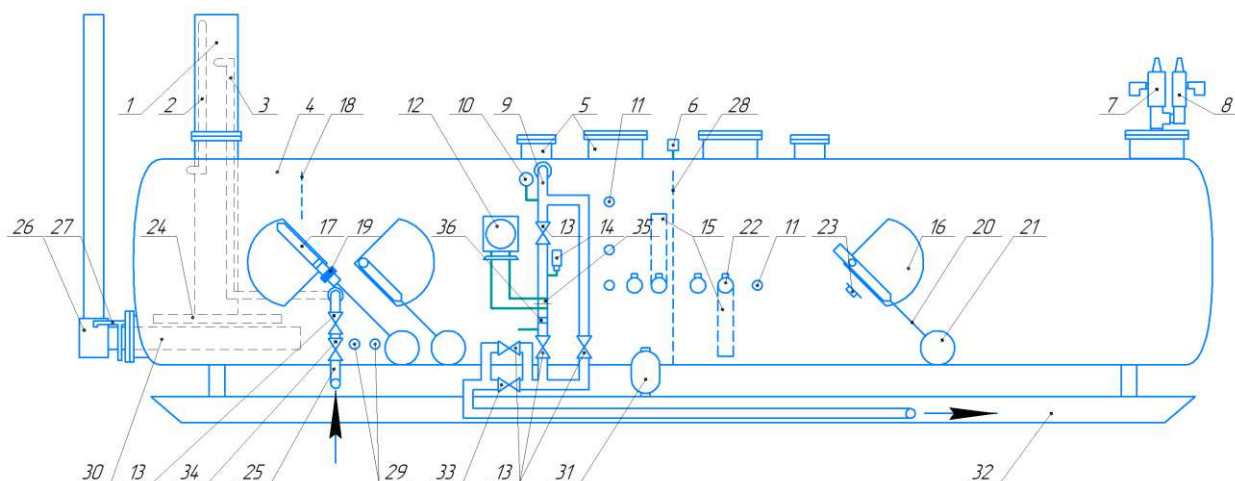
Как показано на рисунке 2.5, резервуар 4 установлен на салазках 32 для удобной транспортировки и установки. Резервуар покрыт холодной эпоксидной смолой для предотвращения коррозии от жидких сред.

Резервуар 4 с нагревательным узлом работает с использованием газа, подаваемого из выпускной линии 9. Узел нагрева содержит жаровую трубу 30, горелку 26, постоянно включенную запальную горелку 27. Ниппели 29 предназначены для подключения термометра (не показан) для измерения температуры жидкости в резервуаре.

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Резервуар 4 разделен на две части перегородкой 28. Один отсек используется для сброса воды, в то время как нефть проходит через верхнюю часть сепаратора во второй отсек для хранения. Линии 22 предназначены для выхода воды или нефти из секций.

Измерительные панели 16, каждая из которых имеет поплавки 21 и рычаги 20, предназначены для определения уровня воды и нефти. Одна из измерительных панелей 16 снабжена удлинением в виде стрелки 17 и специальным грузом 19, чтобы поплавок 21 плавал на границе между нефтью и водой, позволяя определять положение границы раздела двух сред. Трубопровод 25 подает эмульсию из устья скважины на внутреннюю линию подачи 3, которая выпускает смесь в дегазатор 1. Дегазатор 1 снабжен внутренней газовой линией 2 для возврата газа из дегазатора в резервуар 4. На нижнем конце дегазатора 1 расположен распределитель 24. Нефть, поступающая в дегазатор 1 через линию 3 из устья скважины, сливается через распределитель 24. Когда нефть выходит из распределителя 24 вода, содержащаяся в ней, смешивается с водой, уже находящейся в резервуаре 4. Дефлектор 18 предназначен для уменьшения запотевания в резервуаре.



1 – дегазатор; 2 – внутренняя газовая линия; 3 – внутренняя линия подачи; 4 – корпус резервуара; 5 – люк; 6 – управляющий клапан; 7 – предохранительный клапан; 8 – дополнительный предохранительный клапан; 9 - выпускная линия; 10 – датчик; 11 – шаровый кран; 12 – записывающее устройство; 13 – шаровый кран; 14 – ниппель метанола; 15 – ребро; 16 – измерительная панель; 17 – стрелка; 18 – дефлектор; 19 – груз; 20 – рычаг; 21 – поплавок; 22 – выход; 23 – микровыключатель; 24 – распределитель; 25 – входной трубопровод; 26 – горелка; 27 - запальная горелка; 28 – перегородка; 29 – ниппель термометра; 30 – жаровая труба; 31 – пропановый бак; 32 – салазки; 33 – обратный клапан; 34 – клапан-отсекатель; 35 – расходомер; 36 – термометр

Рисунок 6.5 – Горизонтальный нефтегазоводоразделитель в виде паростойкого нефтяного резервуара

## 6.6 Патент US0319844

В патенте [19] представлен блок комбинированного сепаратора (рисунок б.б), в котором функции нефтегазоводоразделителя, подогревателя, осушителя товарного газа и двухфазного сепаратора включены в один автономный транспортируемый блок. Блок комбинированной обработки подготавливает различные компоненты, такие как газ, нефть и вода, поступающие из нефтяных скважин. В предлагаемом варианте осуществления блок комбинированной обработки представляет собой единый, автономный и легко транспортируемый узел. Он может быть установлен на раме и не требует электропитания.

В блок комбинированной обработки поступает водонефтяная эмульсия из скважины, природный газ - из обсадных труб. Полученную нефть после подготовки отправляют в резервуары для дальнейшей продажи. Наибольшая часть природного газа, который подготавливается комбинированным устройством, продается. Тем не менее, газ может использоваться в качестве топлива для нагрева в блоке. Кроме того, часть природного газа может быть дополнительно использована для управления клапанами, регуляторами температуры и другими компонентами в системе блока комбинированной обработки. Данное изобретение разделяет нефтяные компоненты при любых погодных условиях без электричества. В частности, газовая сушилка, согласно варианту осуществления изобретения, обеспечивает возможность работы блока комбинированной обработки в качестве автономной системы при температурах ниже нуля.

Поток эмульсии из одной или нескольких добывающих скважин поступает в верхнюю часть блока комбинированной обработки 3 через вход 2. Успокаивающая перегородка 4 расположена вблизи верхней части блока таким образом, чтобы волны и турбулентность, вызванные потоком жидкостей, поступающих через точку 2, уменьшались. Блок комбинированной обработки разделен по меньшей мере на две камеры через перегородку 7. Перегородка 7 является сплошной, чтобы предотвратить смешивание жидкостей между частью нагрева и частью отстоя. Верхняя часть перегородки 7 открыта для того, чтобы позволить газу и избытку нефти проходить из одной части в часть нагрева. Концевая часть блока для отстоя воды условно разделена на 3 отсека, в каждом из которых размещены регуляторы уровня и отводы для выхода (регулятор 5 уровня для сброса эмульсии, регулятор уровня чистой воды 18 и регулятор уровня нефти 12). Часть блока для отстоя воды удаляет воду, которая отделяется от нефти, не нагревая жидкость. Добываемый газ, вода и нефть поступают в точку 2. Под действием силы тяжести вода, отделившаяся от нефти и газа, оседает на дно блока для отстоя воды. Освобожденная нефть перетекает через перегородку 7 через трубу 8 и выходит к задней части жаровой трубы 16. Нефть течет вдоль жаровой трубы 16 и, таким образом, нагревается перед поступлением в нефтяную трубу 10, которая проходит через перегородку 7.

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					





Газовый колпак 1 и сушилка для газа (не показана) предназначены для удаления выделившихся газов и их сушки. Также может быть предусмотрен регулятор противодавления 15.

Данное изобретение может хранить и обрабатывать природный газ, который подается под высоким давлением, например, 200-300 фунтов на квадратный дюйм, при одновременном хранении и обработке нефти и/или воды.

Анализируя представленные патенты, можно сделать вывод, что в основном инженеры стремятся к увеличению производительности и качества сепарации в аппаратах типа НГВРП. Лишь один патент US4926842 рассматривает горелки как узел, нуждающийся в модернизации. Ввиду того, что НГВРП-1-115-ПС имеет конструкцию, обеспечивающую требуемую производительность и качество сепарации на установке предварительного сброса воды УПСВ-Юг компании «РН-Ванкор», имеет целесообразным рассмотреть модернизацию самого слабого на данный момент узла аппарата – нагревательную часть.

## 7 Техническое предложение

Применяемые в аппарате диффузионные горелки, описанные в пункте 2.2, требуют повышенного коэффициента избытка воздуха, создают более низкие тепловые напряжения топочного объёма, худшие условия для догорания газа в хвостовой части факела, и, что самое главное, образуют точечные перегревы жаровой трубы в местах соприкосновения языка пламени и стенки, уменьшая межремонтный период жаровой трубы и надежность всей нагревательной системы. Проблема разрушения стенки жаровой трубы от перегрева описана в главе 4.

Целью технического предложения является увеличение ресурса работы жаровой трубы, повышение безопасности, обеспечение экологичного сгорания топлива и улучшение термических и акустических характеристик горелки нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

1 – форсунка; 2 – корпус смесительной камеры; 3 – смесительная втулка; 4 – изоляционная втулка; 5 – уплотнение; 6 – запальное устройство; 7 – удерживающая втулка; 8 – корпус; 9 – пружина; 10 – запирающий элемент; 11 – керамический насадок; 12 – жаровая труба; 13 – опора

Рисунок 7.1 – Беспламенная инфракрасная горелка

## 8 Расчетная часть

### 8.1 Расчёт геометрических параметров горелки

Расчет геометрических параметров беспламенной излучающей инжекционной горелки инфракрасного излучения сводится к определению площади поперечного сечения форсунки и основных размеров инжекционного смесителя. Расчет проведем по методике, изложенной в [20]. Расчетная схема приведена на рисунке 8.1.

1 – рефлектор; 2 – каналы в керамической насадке; 3 – насадка; 4 – распределительная коробка; 5 – инжектор-смеситель; 6 – форсунка

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Рисунок 8.1 – Принципиальная схема беспламенной излучающей горелки

На первом этапе определим диаметр форсунки

(8.1)

где  $F_\phi$  - площадь поперечного сечения форсунки. Определим по формуле (8.2)

(8.2)

где  $Q_{ном.г}$  - номинальный расход газа. Согласно характеристикам горелки НГВРП по таблице 3  $Q_{ном.г} = 1350 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

$\gamma_0$  - удельный вес смеси газа. Определим по формуле (8.3);

$p$  - давление газа перед горелкой. Согласно характеристикам горелки НГВРП по таблице 3  $p = 0.26 \text{ кг/см}^2 = 2600 \text{ мм. вод. ст.}$ ;

(8.3)

где  $V_1, V_2, V_n$  - объемное содержание 1,2 и n-го компонентного газа в смеси;

$\gamma_1, \gamma_2, \gamma_n$  - удельный вес 1, 2 и n-го компонентного газа смеси.

Примем следующий состав попутного нефтяного газа и выпишем их объемные доли с удельным весом:

- Метан;  $V_1 = 66,6\%$  ,  $\gamma_1 = 0,717 \text{ кг/м}^3$ ;
- Этан;  $V_2 = 8,9\%$  ,  $\gamma_2 = 1,355 \text{ кг/м}^3$ ;
- Пропан;  $V_3 = 18,6\%$  ,  $\gamma_3 = 2,009 \text{ кг/м}^3$ ;
- Пентан;  $V_4 = 1\%$  ,  $\gamma_4 = 3,454 \text{ кг/м}^3$ ;
- Бутан;  $V_5 = 4,9\%$  ,  $\gamma_5 = 2,697 \text{ кг/м}^3$ .

Тогда по формуле (8.3)

По формуле (8.2)

По формуле (8.1)

Примем длину канала форсунки  $l_\phi = 2 \cdot d_\phi = 2 \cdot 5,5 = 11 \text{ мм} \approx 10 \text{ мм}$ .

Вычислим длину пути смешения топливной смеси по формуле

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

(8.4)

где  $A_{см}$  - параметр смешения. Определим по формуле (8.5);

$a$  - коэффициент структуры в струе. Данный коэффициент примерно равен  $a = 0,07$ .

(8.5)

где  $A'$  - коэффициент инжекции. Определим по формуле (8.6);

$\alpha_c$  - коэффициент сжатия струи, равный 0,7;

$C$  - коэффициент различия плотностей воздуха и газа. Так как плотность воздуха  $\rho_{возд} = 1,225 \text{ кг/м}^3$ , то, зная плотность газа из формулы (8.3), получим

$$C = \gamma_0 / \rho_{возд} = 1,138 / 1,225 = 0,929.$$

(8.6)

где  $\alpha$  - коэффициент избытка воздуха для обеспечения беспламенного сжигания газа. Примем равным 1,05;

$L_T$  - теоретический расход воздуха, равный  $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

$$A' = \alpha \cdot L_T = 1,05 \cdot 10 = 10,5$$

По формуле (8.5)

По формуле (8.4)

Практическая длина смешения газа с воздухом получается несколько меньше и определяется по формуле

(8.7)

Определим диаметр патрубка для подвода воздуха

(8.8)

где  $f_s$  - площадь поперечного сечения патрубка для воздуха. Определим по формуле (8.9).

(8.9)

где  $v$  - скорость воздуха. Примем равной 0,5 м/с, тогда

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

По формуле (8.8)

Диаметр горловины равен

(8.10)

Диаметр диффузора найдем по формуле

(8.11)

Длина диффузора равна

(8.12)

где  $\alpha_d$  - угол раскрытия диффузора, который примем равным  $5^\circ$ . Тогда

Диаметр конфузора найдем по формуле

(8.13)

Длина конфузора при его угле установки в  $25^\circ$

(8.14)

Суммарная площадь керамической насадки определяется по формуле

(8.15)

где  $Q_n$  - низшая теплота сгорания газа. Параметр рассчитывается в выражении (8.24) и равен  $Q_n = 54,79 \cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3 = 13,09 \cdot 10^3 \text{ ккал/м}^3$ ;

$q_y$  - удельная тепловая нагрузка керамической насадки. Примем равной  $q_y = 10 \cdot 10^3 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч)}$ .

Получим

Суммарная площадь керамической насадки также складывается из площади боковой поверхности цилиндрической  $S_{бок.ц}$  и полусферической  $S_{сф}$  части насадка

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

(8.16)

Площадь поверхности полусферической части можем найти из выражения

(8.17)

где  $R$  - радиус полусферы. Приняв диаметр керамического насадка равным 400 мм, радиус полусферы будет равен половине этого значения  $R = 200$  мм.

Тогда

Чтобы найти  $S_{бок.ц}$ , выразим её из формулы (8.16)

(8.18)

Так как мы определились с диаметром насадка (400 мм), остается найти его длину  $L$ . Сделать это можно, выразив длину из формулы площади боковой поверхности цилиндра

(8.19)

Выразим  $L$

(8.20)

где 0,35 - учет пористости керамического материала, равной 65%.

Полученные геометрические параметры учитываем при разработке конструкции горелки, приведенной на сборочном чертеже 3-го листа графической части в составе аппарата НГВРП, а также на 4-м листе детализовки.

## 8.2 Тепловой баланс

Общее уравнение теплового баланса в жаровой трубе имеет вид [21]

$$Q = Q_p - Q_l, \quad (8.21)$$

где  $Q$  – поступающее из зоны горения тепло;

$Q_p$  – располагаемое тепло, т.е. тепло, создаваемое горелкой при горении топливной смеси;

$Q_l$  – тепловые потери.

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Располагаемое тепло 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива определяется по формуле

$$Q_p = Q_i^d + i_{ml}, \quad (8.22)$$

где  $Q_i^d$  – низшая теплота сгорания рабочей массы сухого газообразного топлива;

$i_{ml}$  – физическое тепло топлива.

Физическое тепло топлива определяется по формуле

$$i_{ml} = c_{ml} \cdot t_{ml}, \quad (8.23)$$

где  $c_{ml}$  – теплоемкость рабочего топлива;

$t_{ml}$  – температура рабочего топлива.

Низшую теплоту сгорания рабочей массы топлива можем найти из соотношения объемных долей и теплоты сгорания газов, входящих в состав попутного нефтяного газа, использующегося в качестве топлива горелок нефтегазоводоразделителя

$$Q_i^d = Q_i \cdot V_i + \Sigma(Q_m \cdot V_n), \quad (8.24)$$

где  $Q_i$  – низшая теплота сгорания i-го компонента газа;

$V_i$  – доля объемного содержания i-го газа в смеси;

$m, n$  – показатели количества газов, входящих в состав смеси.

Из открытых справочных источников находим состав попутного нефтяного газа и низшую теплоту сгорания каждого входящего в состав газа [21]:

- Метан (СН<sub>4</sub>) -  $V_1 = 66.6\%$  ,  $Q_1 = 35.9 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  ;

- Этан (С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>)  $V_2 = 8.9\%$  ,  $Q_2 = 64.4 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  ;

- Пропан (С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub>)  $V_3 = 18.6\%$  ,  $Q_3 = 93.2 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  ;

- Пентан (С<sub>5</sub>Н<sub>12</sub>)  $V_4 = 1\%$  ,  $Q_4 = 156.6 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  ;

- Бутан (С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub>)  $V_5 = 4.9\%$  ,  $Q_5 = 123.1 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  .

Тогда по формуле (8.24)

$$Q_i^d = Q_1 \cdot V_1 + Q_2 \cdot V_2 + Q_3 \cdot V_3 + Q_4 \cdot V_4 + Q_5 \cdot V_5 =$$

$$= 35.9 \cdot 10^6 \cdot 0.666 + 64.4 \cdot 10^6 \cdot 0.089 + 93.2 \cdot 10^6 \cdot 0.186 + 156.6 \cdot 10^6 \cdot 0.01 +$$

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					



$$+123.1 \cdot 10^6 \cdot 0.049 = 54.57 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$$

Теплоемкость попутного нефтяного газа можем определить по формуле, аналогичной (8.24):

$$c_{ml} = c_1 \cdot V_1 + c_2 \cdot V_2 + c_3 \cdot V_3 + c_4 \cdot V_4 + c_5 \cdot V_5 \quad (8.25)$$

По справочным данным:

$$\text{- Метан (CH}_4\text{) - } c_1 = 2.2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} ;$$

$$\text{- Этан (C}_2\text{H}_6\text{) - } c_2 = 1.6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} ;$$

$$\text{- Пропан (C}_3\text{H}_8\text{) - } c_3 = 1.5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} ;$$

$$\text{- Пентан (C}_5\text{H}_{12}\text{) - } c_4 = 1.6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

$$\text{- Бутан (C}_4\text{H}_{10}\text{) - } c_5 = 1.6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

По (8.25) получим

$$\begin{aligned} c_{ml} &= c_1 \cdot V_1 + c_2 \cdot V_2 + c_3 \cdot V_3 + c_4 \cdot V_4 + c_5 \cdot V_5 = \\ &= 2.2 \cdot 10^3 \cdot 0.666 + 1.6 \cdot 10^3 \cdot 0.089 + 1.5 \cdot 10^3 \cdot 0.186 + 1.6 \cdot 10^3 \cdot 0.01 + 1.6 \cdot 10^3 \cdot 0.049 = \\ &= 2.07 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}} \end{aligned}$$

Приняв начальную температуру топлива  $t_{ml} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , и подставив найденные значения в формулу (8.23), получим

$$i_{ml} = c_{ml} \cdot t_{ml} = 2.07 \cdot 10^3 \cdot (20 + 273) = 607 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Из (8.22)

$$Q_p = Q_i^d + i_{ml} = 54.57 \cdot 10^6 + 607 \cdot 10^3 = 55.18 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$$

Величина  $Q_l$  определяется потерями с уходящими газами и может быть рассчитана как

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$Q_l = (I_{yx} - (\alpha - \beta) \cdot I_{возд}) \cdot (100\% - Q_{xn}), \quad (8.26)$$

где  $I_{yx}$  - энтальпия уходящих газов;

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха. Принимается в диапазоне 1.1÷1.3. Условно примем  $\alpha = 1.1$ ;

$\beta$  - коэффициент, равный отношению количества воздуха на входе в смесительную камеру к теоретически необходимому. Примем  $\beta = 1$ ;

$I_{возд}$  - энтальпия подаваемого на горелку воздуха;

$Q_{xn}$  - потери тепла от химической неполноты сгорания, обусловленные суммарной теплотой сгорания продуктов неполного горения, остающихся в уходящих газах. Определяются по [21] и для газа принимается в диапазоне 0.05÷0,07%. Задаем  $Q_{xn} = 0.05\%$ .

Энтальпия уходящих газов определяется как сумма долей объемного содержания продуктов горения в дымовых газах с учетом их теплоемкости

$$I_{yx} = (V_i^{nc} \cdot c_{v_i} + \Sigma(V_m^{nc} \cdot c_{v_n})) \cdot t_{мл}, \quad (8.27)$$

где  $V_i^{nc}$  - объем i-го продукта сгорания в дымовом газе;

$c_{v_i}$  - средняя объемная теплоемкость i-го продукта сгорания;

$m, n$  - показатели количества продуктов сгорания, входящих в состав дымового газа;

$t_{мл}$  - начальная температура топлива. Принимается  $t_{мл} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

По справочным данным [22] можем определить приблизительный состав дымовых газов, образующихся при горении, их долю объемного содержания и среднюю объемную теплоемкость:

- Азот ( $N_2$ ) -  $V_1^{nc} = 80\%$ ,  $c_{v_1} = 1.3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$ ;

- Углекислый газ ( $CO_2$ ) -  $V_2^{nc} = 13\%$ ,  $c_{v_2} = 1.6 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$ ;

- Кислород ( $O_2$ ) -  $V_3^{nc} = 7\%$ ,  $c_{v_3} = 1.3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$ ;

Тогда по формуле (8.27)

$$I_{yx} = (V_1^{nc} \cdot c_{v_1} + V_2^{nc} \cdot c_{v_2} + V_3^{nc} \cdot c_{v_3}) \cdot t_{мл} = (0.8 \cdot 1.3 \cdot 10^3 + 0.13 \cdot 1.6 \cdot 10^3 + 0.07 \cdot 1.3 \cdot 10^3) \cdot (20 + 273) = 392.5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Энтальпия подаваемого воздуха вычисляется по формуле

$$I_{возд} = \alpha \cdot t_{возд} \cdot c_{возд}, \quad (8.28)$$

						Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	

где  $t_{\text{возд}}$  - температура подаваемого воздуха. Примем  $t_{\text{возд}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  ;

$c_{\text{возд}}$  - теплоемкость подаваемого воздуха. По справочным данным

$$c_{\text{возд}} = 1.3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}}.$$

Тогда энтальпия воздуха

$$I_{\text{возд}} = \alpha \cdot t_{\text{возд}} \cdot c_{\text{возд}} = 1.1 \cdot 20 \cdot 1.3 \cdot 10^3 = 1.53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Подставив значения в формулу (8.26), найдем тепловые потери

$$\begin{aligned} Q_l &= (I_{\text{yx}} - (\alpha - \beta) \cdot I_{\text{возд}}) \cdot (100\% - Q_{\text{xn}}) = \\ &= 392.5 \cdot 10^3 - (1.1 - 1) \cdot 1.53 \cdot 10^2 \cdot \left( \frac{100}{100} - \frac{0,05}{100} \right) = 392.18 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}. \end{aligned}$$

Тогда по (8.21) тепло нагрева составит

$$Q = Q_p - Q_l = 55.18 \cdot 10^6 - 392.18 \cdot 10^3 = 54.79 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}.$$

### 8.3 Температура горения

При определении теоретической температуры горения предполагается, что вся выделившаяся теплота сообщается продуктам горения. Температура, до которой нагреваются продукты сгорания, зависит от количества сообщаемой им теплоты, состава и количества продуктов сгорания и их удельной теплоемкости:

$$T = \frac{Q}{V_{\text{nc}_i} \cdot c_{\text{nc}_i}} \quad (8.29)$$

где  $V_{\text{nc}_i}$  - объем i-го продукта сгорания топлива;

$c_{\text{nc}_i}$  - удельная теплоемкость i-го продукта сгорания.

По справочным данным [22] можем узнать состав и количество продуктов сгорания пяти газов, входящих в состав нефтяного попутного газа (таблица 4).

Таблица 4 - Объем продуктов сгорания газов

Газ	Продукты сгорания, м <sup>3</sup>			
	Диоксид углерода	Водяной пар	Азот	Всего

Метан $\text{CH}_4$	2,0	3,0	8,52	13,52
Этан $\text{C}_2\text{H}_6$	3,0	4,0	14,16	21,16
Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$	4,0	5,0	19,80	28,80
Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$	5,0	6,0	25,44	36,44
Пентан $\text{C}_5\text{H}_{12}$	6,0	7,0	31,08	44,08

Также знаем удельные теплоемкости газов:

- Диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ )  $c_I = 1.7 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$  ;

- Водяной пар ( $\text{H}_2\text{O}$ )  $c_{II} = 1.7 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$  ;

- Азот ( $\text{N}_2$ )  $c_{III} = 1.3 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$  .

Тогда составим уравнения полного объема каждого из трёх продуктов сгорания от пяти составляющих попутного нефтяного газа с учетом их объемных долей:

Диоксид углерода

$$V_I = (2 \cdot 66.6\% + 3 \cdot 8.9\% + 4 \cdot 18.6\% + 6 \cdot 1\% + 5 \cdot 4.9\%) \text{ м}^3 = 2.65 \text{ м}^3 \quad (8.30)$$

Водяной пар

$$V_{II} = (3 \cdot 66.6\% + 4 \cdot 8.9\% + 5 \cdot 18.6\% + 7 \cdot 1\% + 6 \cdot 4.9\%) \text{ м}^3 = 3.65 \text{ м}^3 \quad (8.31)$$

Азот

$$V_{III} = (8.52 \cdot 66.6\% + 14.16 \cdot 8.9\% + 19.8 \cdot 18.6\% + 31.1 \cdot 1\% + \\ + 25.44 \cdot 4.9\%) \text{ м}^3 = 12.17 \text{ м}^3 \quad (8.32)$$

Тогда по формуле (8.29) определим температуру горения газа

$$T = \frac{Q}{V_{nc_i} \cdot c_{nc_i}} = \frac{Q}{V_I \cdot c_I + V_{II} \cdot c_{II} + V_{III} \cdot c_{III}} = \\ = \frac{54.79 \cdot 10^6}{2.65 \cdot 1.7 \cdot 10^3 + 3.65 \cdot 1.7 \cdot 10^3 + 12.17 \cdot 1.3 \cdot 10^3} = 2065 \text{ К} = 1792 \text{ }^\circ\text{C}$$

#### 8.4 Тепловое расширение

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

При высоких температурах твердые тела подвергаются тепловому расширению. Расширение под воздействием температуры характеризуется коэффициентом линейного термического расширения  $\alpha$ . При значительной разнице коэффициентов  $\alpha$  двух соединенных деталей могут иметь место напряжения в материале за счет силы, действующей со стороны детали, имеющей меньший или больший коэффициент  $\alpha$ .



Рисунок 8.1 – Расчетная схема

В связи с этим определим диаметральные размеры для керамического насадка горелки и для соединенной с ней стальной втулки при температуре горения  $T$  по формуле

$$D = D_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (T - T_0)) \quad (8.33)$$

где  $D$  - диаметр детали при температуре  $T$ ;

$D_0$  - диаметр детали при начальной температуре  $T_0$ ;

По справочным данным определяем коэффициент линейного термического расширения при температуре 2000 К для керамического материала, использующегося для изготовления насадка горелки – оксида

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

алюминия  $Al_2O_3$ :  $\alpha_{Al_2O_3} = 10.85 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ . Тогда зная диаметр насадка при начальной температуре  $d_0 = 400 \text{ мм}$ , получим

$$d = d_0 \cdot (1 + \alpha_{Al_2O_3} \cdot (T - T_0)) = 400 \cdot (1 + 10.85 \cdot 10^{-6} \cdot (1792 - 20 + 273)) = 408.9 \text{ мм}$$

Соответственно для стальной втулки из жаропрочной стали ХН70Ю с тем же внутренним диаметром  $D_0 = d_0 = 400 \text{ мм}$  и коэффициентом термического расширения  $\alpha_{ХН70Ю} = 16.8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$  получим

$$D = D_0 \cdot (1 + \alpha_{ХН70Ю} \cdot (T - T_0)) = 400 \cdot (1 + 16.8 \cdot 10^{-6} \cdot (1792 - 20 + 273)) = 413.7 \text{ мм}$$

Радиальный зазор при нагреве составит

$$\Delta = \frac{D - d}{2} = \frac{408.9 - 413.7}{2} = 2.4 \text{ мм} \quad (8.34)$$

### 8.5 Прочностной расчет

Ввиду того, что детали аппарата во время работы испытывают как напряжения от давления сгорания газа, так и температурные напряжения, имеется необходимость в прочностном расчете конструкции нагруженных деталей с целью подтверждения работоспособности модернизированного оборудования. Для прочностного анализа была выбрана жаровая труба, как единица, наиболее подвергающаяся нагрузкам при работе.



Рисунок 8.2 – Расчетная схема к прочностному расчету

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Согласно второй теории прочности

$$\sigma_{\text{экв}} = \sigma_1 - \mu \cdot \sigma_2 \leq \frac{[\sigma]}{n}, \quad (8.35)$$

где  $\sigma_1, \sigma_2$  - главные напряжения. Найдем по формуле (8.36);

$\mu$  - коэффициент Пуассона. Для стали примем равным 0,25;

$[\sigma]$  - допускаемые напряжения материала. Примем равными пределу текучести материала. Так как жаровая труба выполнена из стали 09Г2С, предел текучести которой при температуре 500 °С равен 180 МПа, то  $[\sigma] = 180$  МПа;

$n$  - коэффициент запаса прочности. Примем равным 1,5.

$$\sigma_{1,2} = \sigma_{\text{эл}} \pm \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_x - \sigma_z)^2}, \quad (8.36)$$

где  $\sigma_{\text{эл}}$  - главные напряжения, которые можем определить по формуле (8.37);

$\sigma_x, \sigma_z$  - нормальные напряжения и напряжения от продольного усилия в жаровой трубе соответственно. Данные значения вычислим по формулам (8.38) и (8.39).

$$\sigma_{\text{эл}} = \frac{\sigma_x + \sigma_z}{2}. \quad (8.37)$$

$$\sigma_x = \mu \cdot E \cdot \alpha_t \cdot (t_2 - t_1), \quad (8.38)$$

где  $E$  - модуль упругости. Для стали равен 200000 МПа;

$\alpha_t$  - коэффициент линейного температурного расширения. По справочным данным знаем, что для стали 09Г2С данный коэффициент при 500 °С равен  $13,8 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ;

$t_1, t_2$  - начальная температура и температура стенки трубы при горении. Согласно характеристикам НГВРП в таблице 2, примем  $t_1 = 20$  °С как среднюю величину, а  $t_2 = 500$  °С как вполне вероятную при работе горелки.

$$\sigma_z = \frac{p \cdot R}{\delta \cdot \varphi}, \quad (8.39)$$

где  $p$  - давление внутри жаровой трубы. Определим как давление от сгорания топливной смеси по формуле (8.40);

$R$  - средний радиус жаровой трубы. По приведенному на 3 листе графической части чертежу общего вида знаем, что диаметр жаровой трубы

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

720 мм, соответственно, с учетом толщины стенки трубы  $\delta = 10$  мм,

$$R = \frac{720}{2} - \frac{10}{2} = 355 \text{ мм};$$

$\varphi$  - коэффициент, учитывающий сварные соединения жаровой трубы.

$$p = p_H \cdot (1 + \beta \cdot T) \cdot \frac{V_{вл}}{1 + \alpha \cdot V_T}, \quad (8.40)$$

где  $p_H$  - начальное давление в системе. Согласно характеристикам аппарата НГВРП по таблице 2 примем  $p_H = 0,7$  МПа;

$\beta$  - коэффициент объемного расширения газов. Равен коэффициенту давления  $\beta = \frac{1}{273,15 \text{ К}}$ ;

$T$  - температура горения. Из выражения (8.29) знаем, что  $T = 2065 \text{ К}$ ;

$V_{вл}$  - объем влажных продуктов сгорания на  $1 \text{ м}^3$  топливного газа. Так как в выражении (8.31) было определено, что при сгорании топливной смеси выделяется  $3,65 \text{ м}^3$  водяного пара, принимаем  $V_{вл} = 3,65 \text{ м}^3$ ;

$\alpha$  - коэффициент избытка воздуха. Принимаем равным значению, используемому в выражении (8.6)  $\alpha = 1,05$ ;

$V_T$  - теоретический расход воздуха. Примем равным значению, используемому в выражении (8.6)  $V_T = 10 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$ .

По (8.40)

$$p = p_H \cdot (1 + \beta \cdot T) \cdot \frac{V_{вл}}{1 + \alpha \cdot V_T} = 0,7 \cdot 10^6 \cdot \left(1 + \frac{1}{273,15} \cdot 2065\right) \cdot \frac{3,65}{1 + 1,05 \cdot 10} = 1,9 \text{ МПа}$$

По (8.39)

$$\sigma_z = \frac{p \cdot R}{\delta \cdot \varphi} = \frac{1,9 \cdot 10^6 \cdot 0,355}{0,01 \cdot 0,95} = 71,1 \text{ МПа}$$

По (8.38)

$$\sigma_x = \mu \cdot E \cdot \alpha_t \cdot (t_2 - t_1) = 0,25 \cdot 200 \cdot 10^9 \cdot 13,8 \cdot 10^{-6} \cdot (500 - 20) = 1,2 \text{ МПа}$$

По (8.37)

$$\sigma_{эл} = \frac{\sigma_x + \sigma_z}{2} = \frac{(1,2 + 71,1) \cdot 10^6}{2} = 36,1 \text{ МПа}$$

По (8.36)

						Лист
					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$\sigma_1 = \sigma_{zл} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_x - \sigma_z)^2} = 36,1 \cdot 10^6 + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(1,2 \cdot 10^6 - 71,1 \cdot 10^6)^2} = 71,1 \text{ МПа}$$

$$\sigma_2 = \sigma_{zл} - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(\sigma_x - \sigma_z)^2} = 36,1 \cdot 10^6 - \frac{1}{2} \cdot \sqrt{(1,2 \cdot 10^6 - 71,1 \cdot 10^6)^2} = 1,2 \text{ МПа}$$

По (8.35)

$$\sigma_{экр} = \sigma_1 - \mu \cdot \sigma_2 = 71,1 - 0,25 \cdot 1,2 = 70,8 \text{ МПа}$$

Так как выполняется условие

$$\sigma_{экр} = 70,8 \text{ МПа} \leq \frac{[\sigma]}{n} = \frac{180}{1,5} = 120 \text{ МПа}$$

Делаем заключение, что жаровая труба выдерживает нагрузки, прикладываемые к её стенке во время работы.

## 9 Технологическая часть

### 9.1 Анализ функционального назначения детали

Рассматриваемая в данной главе деталь по ОК 012-93 относится к 71 классу деталей - тела вращения типа втулок.

Удерживающая втулка включена в модернизированную конструкцию горелки НГВРП (рисунок 7.1).

Втулка предназначена для:

- отделения камеры сгорания газовой смеси от камеры смешения;
- удержания сопла для подачи газовой смеси в зону горения;
- удержания керамического насадка горелки;
- герметизации пространства сгорания смеси;
- герметичного подвода искробразующего устройства;
- в качестве промежуточного звена между пружиной и керамической насадкой для подпора последней с целью удержания в неподвижном положении в процессе работы.

В процессе работы аппарата втулка подвергается высокому термическому воздействию со стороны сгорающей газовой смеси в пределах 1000 - 1100 °С. На деталь действуют изгибающие силы от веса керамической насадки, характеризующиеся незначительной величиной ввиду наличия в жаровой трубе опор для керамической насадки.

Внутреннее отверстие требует обработки до шероховатости Ra = 1,6 мкм, так как в дальнейшем будет осуществлена запрессовка смесительной втулки для ввода газовой смеси. По этой же причине должен быть

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

осуществлен контроль цилиндричности центрального отверстия. Наружные цилиндрические поверхности втулки требуют обработки до шероховатости  $Ra = 3,2$  мкм, так как по ним осуществляется контакт детали с поверхностями керамической насадки и опорного корпуса, требующий герметичности для безопасной работы аппарата.

Деталь не требует термообработки, так как не испытывает значительных механических нагрузок.

Чертеж удерживающей втулки приведен на рисунке 9.1 и на пятом листе графической части в составе детализовки.



Рисунок 9.1 – Чертеж удерживающей втулки

## 9.2 Разработка технологического маршрута изготовления детали, определение основных операций и основных переходов

Маршрут изготовления рассматриваемой детали представляет собой последовательность восьми следующих технологических операций:

- 005 Штамповочная;
- 010 – 020 Токарная;
- 025 и 030 Сверлильная;
- 035 Расточная;
- 040 Шлифовальная;
- 045 Контрольная.

Данный набор и последовательность операций является наиболее оптимальными для получения данной детали с заданными техническими требованиями на нее. Рассмотрим каждую операцию подробнее.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

**005 Штамповочная операция.** На данном этапе штампуется заготовка (рисунок 9.2) на горячештамповочном прессе КБ8046 ГОСТ 6809-87. Все отклонения размеров штамповки  $\pm \frac{IT14}{2}$ , шероховатость  $Ra = 200$  мкм, а технические требования по ГОСТ 7505-89.

Измерения линейных размеров после проведения операции производятся при помощи штангенциркуля ШЦ-II-250-630-0,1 ГОСТ 166-89.

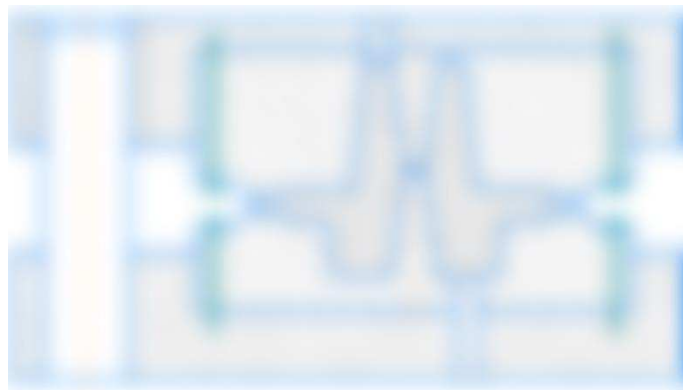


Рисунок 9.2 – Штамповочная операция

**010 Токарная операция.** На данном этапе на патронно-центровом токарном станке 16К20Т1 ГОСТ 21608-76 при помощи проходного резца 2103-0067 ГОСТ 18879-73 производится черновое и чистовое обтачивание поверхностей 1,2 и 3 заготовки (рисунок 9.3) до диаметров  $\phi 150$ ,  $\phi 400$  и  $\phi 250$  мм соответственно. После обтачивания каждая поверхность имеет шероховатость  $Ra = 3,2$  мкм и качества точности h8-h12. Контроль линейных размеров после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-500-0,1 и скобы СИ 500 ГОСТ 11098-75.



Рисунок 9.3 – Токарная операция

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

**015 Токарная операция.** На данном этапе на патронно-центровом токарном станке 16К20Т1 при помощи проходного резца 2103-0017 производится черновое и чистовое подрезание торцевых поверхностей 4, 5, 6 и 7 детали (рисунок 9.4) до габаритной длины детали 325 мм. После подрезания каждая поверхность имеет шероховатость  $Ra = 12,5$  мкм. Контроль линейных размеров после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-500-0,1 и скобы СИ 500.



Рисунок 9.4 – Токарная операция

**020 Токарная операция.** На данном этапе на патронно-центровом токарном станке 16К20Т1 при помощи проходного отогнутого резца 2102-0021 Т15К6 ГОСТ 18877-73 производится точение канавок 8 и фасок 9, 10, 11 и 12 детали (рисунок 9.5) до размеров  $\phi 250-325$  и  $2 \times 45^\circ$  мм соответственно.



Рисунок 9.5 – Токарная операция

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

После точения поверхность 8 имеет шероховатость  $Ra = 6,3$  мкм, а поверхности фасок  $Ra = 12,5$  мкм.

Контроль линейных размеров после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-500-0,1.

**025 Сверлильная операция.** На данном этапе на вертикально-сверлильном универсальном одношпиндельном станке 2Г175 ГОСТ 370-93 при помощи сверла повышенной точности с нормальным хвостовиком класса точности А1 2301-3761 ГОСТ 10903-77 производится сверление центрального отверстия 13 детали (рисунок 9.6) диаметром  $\phi 72$  мм. После сверления отверстия его поверхность имеет шероховатость  $Ra = 40$  мкм, а качество точности диаметра Н12. Контроль линейных размеров после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-125-0,1.



Рисунок 9.6 – Сверлильная операция

**030 Сверлильная операция.** На данном этапе на вертикально-сверлильном универсальном одношпиндельном станке 2Г175 ГОСТ 370-93 при помощи спирального сверла 2301-4087 ГОСТ 2092-77 производится сверление отверстия 14 детали (рисунок 9.7) диаметром  $\phi 15$  мм на расстоянии 100 мм от оси. После сверления отверстия его поверхность имеет шероховатость  $Ra = 12,5$  мкм, а качество точности диаметра Н11.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Контроль линейных размеров и формы после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-125-0,1 и кругломера с унифицированной электронной системой.



Рисунок 9.7 – Сверлильная операция

**035 Расточная операция.** На данном этапе на координатно-расточном двухстоечном станке 2455АФ1 ГОСТ 18098-94 при помощи расточного резца 2140-0058 ВК4 производится растачивание центрального отверстия 13 детали (рисунок 9.8) до диаметра  $\phi 136$  мм. После растачивания отверстия его поверхность имеет шероховатость  $Ra = 12,5$  мкм, а качество точности диаметра Н9.



Рисунок 9.8 – Расточная операция

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Контроль линейных размеров после проведения операции производится при помощи штангенциркуля ШЦ-I-0-125-0,1 и кругломера с унифицированной электронной системой ГОСТ 17353-89.

**040 Шлифовальная операция.** На данном этапе на внутришлифовальном универсальном станке ЗК228В ГОСТ 25-90 при помощи шлифовальной головки АW 40x60 24А 25-Н СТ1 6 К А 35 ГОСТ 2447-82 производится шлифование центрального отверстия 13 детали (рисунок .9) до диаметра  $\phi 75$  мм. После шлифования отверстия его поверхность имеет шероховатость  $Ra = 1,6$  мкм, а квалитет точности диаметра Н7.

Контроль линейных размеров и качества поверхности после проведения операции производится при помощи кругломера с унифицированной электронной системой и профилограф-профилометра А1 252 ГОСТ 19299-73.



Рисунок 9.9 – Шлифовальная операция

**045 Контрольная операция.** На данном этапе на слесарном столе и контрольном стенде при помощи кругломера с унифицированной электронной системой, плиты поверочной 630x400 ГОСТ 10905-86, профилограф-профилометра А1 252 и скобы СИ 500 производится контроль линейных размеров, углов наклона поверхностей, цилиндричности отверстий и шероховатости поверхностей детали (рисунок 9.10). В случае несоответствия детали техническим требованиям необходимо повторно провести её механическую обработку аналогично операциям 010 – 040.

					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Технологический маршрут изготовления втулки приведен на шестом листе графической части.



Рисунок 9.10 – Контрольная операция

## 10 Безопасность и экологичность

Добыча нефти и газа в современном мире ведется в больших масштабах, что вызвано потребностями нашего общества. Однако при несоблюдении мер безопасности в любой из сфер нефтегазовой отрасли, возможны ситуации, приводящие к человеческим жертвам и загрязнению окружающей среды токсичными продуктами. Помимо очевидных негативных последствий загрязнений, вреда здоровью и угрозы жизни, несоблюдение мер безопасности приносит огромные убытки нефтегазовым предприятиям и ущерб их репутации. Поэтому важно обеспечить безопасность и экологичность эксплуатации нефтегазового оборудования, что в данном проекте выполняется на стадии конструирования.

### 10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Модернизируемый в рамках выпускной квалификационной работы аппарат нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом (НГВРП) предназначен для получения товарной нефти из продукции скважин, для сепарации продукции, для предварительного обезвоживания. На установке предварительного сброса воды УПСВ-Юг Ванкорского месторождения НГВРП используется для нагрева, сепарации и обезвоживания поступающей эмульсии для дальнейшей подачи в дегазаторы [23]. Аппараты НГВРП размещаются на открытой площадке.

Основными видами опасных воздействий при эксплуатации сосудов являются:

- токсичность среды;
- возможность пожара;

						Лист
					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





6) Опасности, вызванные нарушениями технологического процесса	- при некорректных или неверных действиях операторов; - при отсутствии контрольно-измерительных и регулирующих устройств
7) Опасности, возникающие при пренебрежении эргометрическими принципами	- при неправильной конструкции, расположении и опознании рабочих органов

Рабочее место, на котором выполняются работы с нефтегазоводоразделителем, представлено на рисунке 2.1.

Попутный нефтяной газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые при наличии огня или искры могут взорваться, вызвав разрушение и пожары производственных зданий и оборудования.

Нефть, при воздействии на кожу человека обезжиривает ее, что в конечном итоге может привести к кожным заболеваниям.

Возможны отравления углеводородными газами, растворенными в нефти.

Легкие газовые фракции, выделяющиеся из нефти, могут привести к образованию взрывоопасных смесей. Это особенно важно ввиду того, что обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Нефть способна при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой.

Наличие высокого давления может привести к разрыву аппаратов, что также опасно для жизни персонала.

В таблице 7 приведены опасные и вредные производственные факторы, действующие на рабочей площадке [24].

Таблица 6 - Анализ опасных и вредных производственных факторов

Группы факторов	Виды факторов
Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека	- факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести; - действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность; - неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- высокие или низкие температуры материальных объектов производственной среды, которые могут вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека;</li> <li>- факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем локальной вибрации;</li> <li>- факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;</li> <li>- опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов;</li> </ul>
<p>Факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека</p>	<p>Вещества, находящиеся в жидком или газообразном состоянии. Способы проникновения: через органы дыхания, через кожные покровы и слизистые оболочки. По характеру результирующего химического воздействия на организм: токсические (ядовитые), раздражающие, канцерогенные. По составу: смеси.</p>

Аппарат НГВРП располагается наземно на открытой площадке. Сосуд изготавливается в блочном исполнении, в комплект входит бокс (рисунок 2), предназначенный для размещения трубопроводных систем с установкой запорно-регулирующей арматуры и первичных контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Персоналом выполняются работы преимущественно в блок-боксе (при отборе проб, снятии показаний приборов, регулировании подачи эмульсии в сосуд и т.п.) (рисунок 2.3), а также по поддержанию порядка на рабочей площадке около аппарата. Также возможно проведение работ по внутреннему осмотру и чистке аппарата лицами с профессиональными навыками.

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования.

Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 30% к начисленной оплате труда [25].

Возможные аварийные ситуации и их воздействие на окружающую среду:

- обрыв изоляции кабеля, проводов, подходящих к электроприводной трубопроводной арматуре – возникновение разности потенциалов, возможность удара током обслуживающего персонала;

- разрыв трубопроводов или сосуда – розлив нефти, загрязнение окружающей среды;

- разрыв жаровой трубы внутри сосуда, в которой происходит сгорание газоздушная смеси – возникновение пожара или взрыва, поражение обслуживающего персонала огнём, ударной волной или осколками металла, загрязнение окружающей среды вследствие пожара или разлива нефти;

- разгерметизация сосуда – отравление обслуживающего персонала газом, загрязнение окружающей среды, возможность взрыва.

## 10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эксплуатация аппарата предполагается на открытой площадке в круглосуточном режиме посменно. В нормальном режиме эксплуатации оборудования задействовано 1-2 оператора очистных сооружений и мастер установки. При необходимости могут быть привлечены дополнительные специалисты.

Для удобства контроля, обслуживания и ремонта аппарата предусмотрен блок – бокс и люк-лазы. Конструкция бокса обеспечивает возможность транспортировки, проведения грузоподъемных операций и ремонта. Бокс оборудуется инженерными системами отопления и вентиляции, электроосвещения (освещение осуществляется лампами накаливания либо газоразрядными лампами высокого давления), заземления, автоматической пожарной сигнализацией. Блок-бокс закрывается для исключения доступа посторонних лиц. Для обслуживания технологических штуцеров, предохранительного клапана и контрольно – измерительных приборов сверху аппарата предусмотрены площадки обслуживания.

Технологические трубопроводы, запорная и регулирующая арматура оснащаются опознавательными табличками, указывается направление движения и состав перекачиваемой среды. Запорная арматура окрашивается в соответствии с технологической линией, на штурвалах задвижек наносится направление вращения на открытие и закрытие.

Использование объекта предполагается на Ванкорском месторождении в северной части Туруханского района Красноярского края, в климатическом регионе с обозначением 1б (IV) со средней температурой воздуха в зимнее время около -41 °С, в летнее около +20°С, в отдельных случаях температура

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

превышает отметку +40 °С, средняя скорость ветра 1,3 м/с [25]. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Район расположен в зоне резко-континентального климата. Лето в Туруханском районе короткое – с конца июня по середину августа. Среднегодовая температура воздуха от -5 °С до -15 °С.

Выполняемые работы для операторов очистных сооружений, мастера и других лиц, участвующих в ремонте аппарата, по энергозатратам относятся к категории Па – работы проводятся на открытом воздухе.

Установка оборудована тремя помещениями для обогрева персонала или укрытия от жары, хранения инвентаря и необходимого оборудования. Каждое помещение оборудовано воздушным отопителем, естественной вентиляцией, освещением, достаточным для работы с документами. В зимнее время предусмотрены дополнительные затраты электроэнергии на обогрев помещений в размере до 155 кВт [26].

### **10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Производственная территория, на которой расположен аппарат, представляет собой усыпанную песком ровную площадку 40x15 метров, без уклона. Предпринятые меры предназначены для предотвращения загрязнения окружающей среды в случае аварийной ситуации [27].

К площадке обеспечивается свободный проход для людей в целях обеспечения безопасности и необходимых производственных действий.

В воздухе рабочей зоны присутствует концентрация вредных газов (пары нефти, попутный газ, сероводород), не превышающих предельно допустимую. Открытая площадка способствует выносу с рабочего места вредных веществ ветром.

Конструкция сосуда обеспечивает снижение шума, вибрации и высоких температур наружной поверхности аппарата ниже установленных норм при соблюдении требований монтажа и эксплуатации. Наружная изоляция аппарата обеспечивает уровень шума ниже 75 дБА [28]. Вибрации, создаваемые работающим аппаратом, незначительны (для вибраций частотных полос 40 Гц – значение виброускорения менее 0,28 м<sup>2</sup>/с, значение виброскорости менее 0,0011 м/с) и не представляют опасности для здоровья работников [29]. Для защиты от статического электричества сосуда оснащаются заземляющими устройствами.

Площадка оборудована системой освещения, питаемой от генератора. Лампы освещения расположены на каждой единице техники, а также работающим в ночную смену обязательно выдается средство освещения.

На освещение оборудования (приборов для измерения рабочих показателей) применяется система освещения для работы высокой точности (уровень освещенности 300 лк), для освещения помещений обогрева и прочих

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

участков на открытой местности - система освещения для работы средней точности (уровень освещенности 200 лк).

В качестве санитарно-бытового помещения может быть применено укрытие для обогрева, в котором для соответствующих целей сооружен санитарно-технический узел (раковина, туалет), а также присутствует мебель для отдыха рабочих, ведения документации. В помещениях установлены термометры для контроля температуры воздуха.

Так как для производственного объекта характерно потенциальное действие различных вредных производственных факторов, то для защиты персонала используется спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы. Перечень используемых СИЗ и СИЗОД:

- костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой;
- ботинки кожаные или сапоги кирзовые;
- рукавицы комбинированные или перчатки комбинированные;
- головной убор летний;
- каска защитная;
- плащ непромокаемый;
- очки защитные;
- противогаз.

Для работы в зимнее время года выдается: костюм зимний со съёмным утепляющим подкладом; валенки; сапоги утепленные; перчатки утепленные; головной убор зимний; термобелье [30].

Каждый работник должен быть обеспечен анализатором воздуха для определения ПДК вредных веществ.

#### **10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При перекачке сырой нефти в смеси с попутным газом летучие компоненты нефти (предельные углеводороды, соединения углерода с кислородом), попутный газ (метан), соединения других химических элементов, содержащихся в нефти (чаще всего сероводород) могут просачиваться через уплотнения, выделяться при отборе проб.

Большинство газов при вдыхании вызывают головокружение, головные боли, слабость, тошноту. Сероводород оказывает раздражающее действие на слизистые оболочки, бензол является сильным канцерогеном. Все компоненты нефти являются взрывоопасными. Для обеспечения безопасности технологического процесса ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должны превышать допустимых значений:

В таблице 8 приведены ПДК и классы опасности вредных веществ, выделяемых в процессе перекачки нефти [31].

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

Таблица 7 - ПДК компонентов нефти и попутного газа

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сероводород	10	III
Метан	7000	IV
Пропан	300	IV
Бензол	5	III
Пары нефти (смесь)	10	III

Контроль ПДК вредных веществ проводится при помощи переносного газоанализатора, выдаваемого каждому рабочему.

Открытая площадка способствует быстрому удалению газов с территории, для чрезвычайных ситуаций предусмотрено использование противогаса.

Для исключения и уменьшения действия опасных и вредных факторов в воздухе рабочей зоны рекомендуется проверять герметичность уплотнений в трубопроводах и устьевой арматуре, снизить время отбора проб для уменьшения количества выпускаемого газа.

Опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества предусматриваются следующие мероприятия:

- отвод зарядов путем заземления корпуса оборудования и коммуникаций;
- обеспечение скорости движения продукта по трубопроводам в пределах, не превышающих рекомендуемых правилами безопасности значений;

Заземляющее устройство для защиты от опасных проявлений зарядов статического электричества объединено с устройством защитного заземления электрооборудования и молниезащиты.

Все технологические трубопроводы и технологическое оборудование защищается от статического электричества и вторичных проявлений молнии путем создания на всем протяжении электрически непрерывной цепи, соединенной с заземляющим устройством.

### 10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами и источниками возникновения пожара при выполнении работ могут быть:

- короткое замыкание электрооборудования из-за изоляции электрического кабеля или неисправности в конструкции трансформатора;
- возгорание горючих веществ, просачивающихся через уплотнения в трубопроводах и устьевой арматуре, и стекающих при отборе проб;

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- несоблюдение правил техники безопасности рабочим персоналом, использование неисправного инструмента или средств индивидуальной защиты.

Горючими веществами при выполнении работ являются компоненты нефти, обладающие большой удельной теплотой горения и легкой воспламеняемостью. Нефть как смесь углеводородов можно оценивать по самым опасным её компонентам, таким как бензины (углеводороды, впоследствии отделяемые на бензины).

Температура вспышки для бензинов находится в пределах от -30 до -40 °С. Температура самовоспламенения для бензинов – 255 °С. Доля бензинов в нефти в среднем составляет около 65% [32].

По взрыво- и пожароопасности производство относится к категории Б [33].

Используемое электрооборудование имеет степень взрывозащиты – 2ExiaIIТЗ [34, 35].

Система сигнализации о пожаре и неполадках встроена в блок-бокс аппарата. В аварийных случаях в операторной установки и в боксе находятся кнопки аварийной остановки аппарата.

На площадке около аппарата установлен пожарный щит с необходимым инвентарем: лопата совковая, лопата штыковая, багор, лом, ведро пожарное, емкость с песком, топор, огнетушитель.

## 10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При производстве работ возможны аварийные ситуации, перечисленные в пункте 10.1. В результате аварийных ситуаций, связанных с системой электроснабжения, возникает опасность для жизни и здоровья рабочего персонала. В результате утечек нефти и газообразных веществ, помимо серьезной опасности для людей и угрозы пожара, наносится серьезный вред окружающей среде за счет проникновения токсичных продуктов в почву.

По группам гражданской обороны объект относится к группе объектов первой категории как имеющий особое значение по выпуску продукции, важной для экономики страны [36, 37].

При работе установки ведется непрерывный технологический процесс, который необходимо остановить при возникновении аварийной ситуации.

Все работающие полностью обеспечены индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

В укрытиях для обогрева должны находиться аптечки для оказания первой помощи, каждый рабочий обязан знать и уметь применять приемы для оказания первой помощи.

В одном из трех помещений могут храниться лакокрасочные изделия, растворители, ветошь, которые могут стать источниками вторичных факторов поражения (возгорание).

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				



В помещениях обеспечивается электропитание от электростанции для собственных нужд (ЭСН). Связь осуществляется за счет радиосвязи через рации, выданные каждому рабочему. Водоснабжение осуществляется за счет привоза воды в емкостях и заполнения специальных бытовых цистерн.

При появлении признаков опасности система мониторинга и оповещения формирует сигнал «Тревога», производится срочная эвакуация оперативного персонала с применением средств индивидуальной защиты, вызываются аварийные службы и производятся мероприятия по ликвидации аварий на установке. В зависимости от степени опасности предпринимаются попытки самостоятельно устранить последствия аварии или эвакуироваться с рабочей площадки.

### 10.7 Экологичность проекта

Производство по подготовке и очистке нефти, попутного нефтяного и природного газа относят к I классу по санитарной классификации, санитарно-защитная зона составляет 1000 м [38].

Для уменьшения выбросов легкой фракции углеводородов в атмосферу в период эксплуатации обслуживающий персонал следит за исправным состоянием аппарата. При этом особое внимание обращается на сварные швы, фланцевые соединения, включая крепежные изделия, антикоррозионную защиту и изоляцию, дренажные устройства, опорные конструкции, арматуру (в том числе регулирующие устройства), приборы и средства контроля и автоматизации.

Для экономии электроэнергии и повышения энергоэффективности при построении системы электроснабжения предусмотрено:

- построение рациональных схем электроснабжения и управления сооружений в целях уменьшения потерь в распределительных сетях за счет размещения в центре нагрузок распределительных щитов, шкафов управления и распределения электроэнергии;
- технический учет потребляемой электроэнергии, который выполняется электронными счетчиками.

Рассматриваемое оборудование может вызывать загрязнение воздуха или почвы при сгорании газовой смеси или утечках перекачиваемого продукта. При проектировании предполагается отсутствие водоемов вблизи оборудования или создание преград, ограждающих водоемы от нефти. При этом любые утечки должны своевременно обнаруживаться и устраняться, при загрязнении почвы удаляется загрязненный слой и засыпается чистый. Также конструкцией аппарата предусмотрено максимально возможное сгорание газовой смеси, позволяющее уменьшить количество выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания ниже предельно допустимых.

При соблюдении технологии производства, техники безопасности и герметичности всех соединений установка оказывает минимальное негативное влияние на окружающую среду.

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

## 11 Экономическая часть

Целью экономического раздела выпускной квалификационной работы является обоснование экономической эффективности проведения модернизации нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом НГВРП-1-115-ПС, суть которой заключается в замене существующей диффузионной атмосферной горелки, осуществляющей сжигание топливного газа открытым пламенем в жаровой трубе, на беспламенную инфракрасную горелку, позволяющей сжигать газ на керамической поверхности без открытого пламени и проводить ремонт с меньшими трудовыми затратами.

В настоящее время жаровая труба аппарата НГВРП испытывает повышенные тепловые нагрузки от контакта с пламенем диффузионной горелки, в результате которых происходит постепенное коксование нефти на поверхности жаровой трубы в точках повышенного нагрева с последующим разрушением стенки трубы ориентировочно через 1 год эксплуатации оборудования.

Основываясь на физических процессах горения попутного нефтяного газа в жаровой трубе и анализе работы предлагаемой беспламенной горелки, можно утверждать, что горелка инфракрасного излучения позволяет повысить надежность нагревательной системы аппарата и увеличить межремонтный период жаровой трубы примерно в три раза (с 1 года до 3-х лет) за счет равномерного нагрева жаровой трубы и исключения контакта открытого пламени с её стенкой. Также за счёт применения в конструкции горелки керамического материала со сложной пористой структурой, можно добиться уменьшения объема продуктов сгорания топливного газа примерно на треть (с 18,5 м<sup>3</sup> до 12 м<sup>3</sup>), что объясняется увеличением пути и времени реакции горения газа внутри керамики. Исходя из увеличения межремонтного периода жаровой трубы, снижения соответствующих затрат на проведение ремонтных работ, увеличения амортизационных отчислений на восстановление стоимости горелки и уменьшения выплат за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС) выбросами планируется увеличение прибыли предприятия.

Характеристики НГВРП-1-115-ПС приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Техническая характеристика разрабатываемого оборудования

№	Показатель	Значение	Единица измерения
1	Производительность по нефтеводной эмульсии	135	м <sup>3</sup> /ч
2	Производительность по газу	1,35	м <sup>3</sup> /ч
3	Давление рабочее	0,7	МПа
4	Вместимость	110	м <sup>3</sup>
5	Расчетный срок службы	20	лет

6	Масса блока	58000	кг
7	Потребляемая мощность блока, включая ПТК	16	кВт
8	Габаритные размеры	23150x11030x53 45	мм
9	Количество работников, обслуживающих оборудование	1	человек

Для обоснования экономической эффективности проведения модернизации предлагается проведение следующих расчетов:

1. Расчет затрат на приобретение и транспортировку материалов для изготовления деталей горелки;
2. Расчет затрат на покупные изделия и изготовление стальных и керамических деталей горелки;
2. Расчет транспортных расходов на доставку деталей на месторождение;
3. Расчет затрат на сборку и монтаж беспламенной горелки;
4. Расчет ежегодных затрат на текущий ремонт узла нагрева аппарата;
5. Расчет экономического эффекта от снижения ежегодных расходов на текущий ремонт жаровой трубы, уменьшения платы за НВОС;
6. Расчет срока окупаемости капитальных вложений.

### 11.1 Определение капитальных вложений

Расчет капитальных вложений включает в себя затраты на приобретение материалов и деталей, затраты на заработную плату рабочих, затраты на изготовление деталей, транспортно-заготовительные расходы, затраты на монтаж оборудования. Дополнительные капитальные вложения на модернизацию определим по формуле

$$\Delta K = K_u + K_{тр} + K_{мон} + K_{пот}, \quad (11.1)$$

где  $K_u$  - затраты на изготовление деталей, тыс. руб.;

$K_{тр}$  - затраты на транспортировку деталей и покупных изделий на Ванкорское месторождение, тыс. руб.;

$K_{мон}$  - затраты на сборку и монтаж горелки, тыс. руб.;

$K_{пот}$  - потери от ликвидации оборудования, тыс. руб.

#### 11.1.1 Затраты на изготовление деталей

Затраты на изготовление деталей представим как сумму ряда расходов:

$$K_u = K_m + K_{пок} + K_{тр.м.} + K_{эл} + K_{зн} + K_{др}, \quad (11.2)$$

						Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	

где  $K_m$  - затраты на покупку материалов для изготовления деталей (таблица 9);

$K_{пок}$  - стоимость покупных изделий, к которым относится пружина и запальное устройство. Так как пружина 3450.03.017.0023 с размерами 18x120x140 мм в ООО «ЗПМ «ОХТА» стоит 880 руб., а пружина СМ.ИМ.00.04 размерами 18x165x500 мм стоит 1800 руб., то для требуемой на модернизацию пружины размерами 17x320x85 мм методом аппроксимации можем определить её примерную стоимость в 1550 руб. Стоимость запального устройства примем равной стоимости схожей по назначению запальной газовой горелки ЭКВ-ТВ-С1 компании ООО «Общемаш» в 3180 руб.;

$K_{тр.м}$  - затраты на транспортировку материалов к месту изготовления деталей. Примем за место изготовления город Красноярск, а транспортные расходы равными 5% от стоимости материалов и изделий (таблица 13);

$K_{эл}$  - расходы на электроэнергию при изготовлении деталей. Рассмотрим два основных оборудования, применяющихся при изготовлении деталей – токарный станок 16К20Т1 для обработки стальных деталей и газовая печь ВКР 5000 для изготовления керамических деталей. При подсчете затрат электроэнергии для токарного станка учитывались: коэффициент использования электродвигателя (0,6); коэффициент использования электродвигателя по времени (0,7); коэффициент полезного действия электродвигателя (0,9). Стоимость электроэнергии принята в соответствии с тарифами ПАО «Красноярскэнергосбыт» за май 2020 года для юридических лиц;

$K_{зн}$  - заработная плата производственных рабочих, в число которых входят токарь 5 разряда и техник-химик II категории;

$K_{др}$  - другие расходы, к которым относятся затраты на содержание инструмента, затраты на содержание оборудования, накладные цеховые расходы и накладные общепроизводственные расходы. Расчет финансовых и временных затрат приведем в таблицах 9 – 12. Результаты всех расчетов сводим в таблицу 13.

Таблица 9 - Затраты на материалы

№П/П	Материал	Количество, кг	Цена, руб/кг	Сумма, тыс. руб.
1	Сталь 03Х23Н28Ю4Т	7,5	255	1,91
2	Сплав ХН60ВТ	450	190	85,50
3	Сталь 03Х23Н28Ю4Т	57,5	255	14,66
4	Сталь 03Х23Н28Ю4Т	30	255	7,65
5	Резиновая смесь ИРП-1352	0,1	327	0,03
6	Сплав ХН70Ю	80	400	32,00
7	Сплав ХН70Ю	520	400	208,00
8	Сплав ХН60ВТ	1	190	0,19
9	Оксид алюминия	315	200	63,00
10	Оксид алюминия	35	200	7,00
	ИТОГО	1496,1		419,95

Таблица 10 - Затраты времени на изготовление стальных деталей

№	Деталь	Количество операций обработки	Количество деталей	Среднее время выполнения одной операции, мин	Общее время, ч
1	Форсунка	5	1	7	0,58
2	Корпус камеры смесительной	7	1	7	0,82
3	Втулка смесительная	6	1	7	0,70
4	Втулка изолирующая	4	1	7	0,47
5	Кольцо уплотнительное	1	1	10	0,17
6	Втулка удерживающая	6	1	7	0,70
7	Корпус	6	1	7	0,70
8	Элемент запирающий	3	4	5	1,00
	ИТОГО	38	11		5,13

Таблица 11 - Затраты времени на изготовление керамических деталей

№	Деталь	Количество деталей	Время термообработки и отжига, ч	Общее время с учетом параллельности проведения процессов
1	Насадок	1	8	8
2	Опора	2	8	8
	ИТОГО			8

Таблица 12 - Энергозатраты на изготовление деталей

№	Вид оборудования	Стоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	Число часов работы оборудования, ч	Мощность, кВт	Сумма, тыс.руб.
1	Токарный станок 16K20T1	2,061	5,13	11	0,05
2	Камерная газовая печь ВКР 5000	2,061	8	260	4,29
	ИТОГО				4,34

Таблица 13 - Суммарные затраты на изготовление деталей

№	Статьи затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Затраты на материалы и покупные изделия	424,68
2	Транспортно-заготовительные расходы (5% п.1)	21,23

3	Энергозатраты				4,34
4	Основная заработная плата				2,05
	Работник	Категория/ разряд	Тарифная ставка, руб/ч	Норма времени, ч	Фонд заработной платы
	Токарь	4 разряд	135	5,13	0,69
	Техник-химик	II категория	170	8	1,36
5	Дополнительная заработная плата (12% п.4)				0,25
6	Итого				2,30
7	Премия (50% п.6)				1,15
8	Районный коэффициент и северная надбавка (130% п.6)				2,99
9	Итого заработная плата				6,44
10	Страхование выплаты (30% п.9)				1,93
11	Затраты на содержание инструмента (12% п.9)				1,29
12	Затраты на содержание оборудования (25% п.9)				1,61
13	Накладные цеховые расходы (25% п.9)				1,61
14	Накладные общепроизводственные расходы (20% п.9)				1,29
15	Итого				14,16
16	Рентабельность (25% п. 15)				3,54
17	Итого				17,71
18	НДС (20% п. 17)				3,54
	ИТОГО				471,50

Таким образом, затраты на изготовление деталей  $K_u = 471,50$  тыс. руб.

### 11.1.2 Затраты на транспортировку

Детали горелки транспортируются до Ванкорского месторождения, которое находится в Туруханском районе Красноярского края. Транспортировка осуществляется из Красноярска в город Игарка и оттуда на само месторождение. Затраты на транспортировку будут складываться из двух статей затрат  $K_{КИ}$  и  $K_{ИБ}$ :

$$K_{тр} = K_{КИ} + K_{ИБ}. \quad (11.3)$$

Для транспортировки груза до г. Игарка выбрана компания «РосТрансЛогистик». Все детали горелки в сумме весят 1496,1 кг, и, учитывая

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

небольшой вес покупных изделий, округлим значение до 1500 кг. Компания «РосТрансЛогистик» может предложить перевозки 1 или 2 тонны. Подходящим вариантом является 2 тонны, тогда стоимость перевозки груза составит  $K_{КИ} = 15,5$  тыс. руб.

Транспортировка груза от Игарки до месторождения осуществляется грузовым вертолетом за счёт компании ООО «РН-Ванкор»  $K_B = 0$  тыс. руб.

По формуле (11.3) транспортные затраты составят:

$$K_{тр} = K_{КИ} + K_{ИБ} = 15,5 + 0 = 15,5 \text{ тыс. руб.}$$

### 11.1.3 Затраты на монтаж

Монтаж и демонтаж горелки нефтегазоводоразделителя проводится двумя слесарями с использованием манипулятора. Монтаж горелки представляет собой процесс ее установки в жаровую трубу, затягивание шпилек по периметру фланца и подключение патрубков подвода топливного газа и воздуха. Слесари являются сотрудниками компании ООО «РН-Ванкор». Время на монтаж горелки составляет ориентировочно 1,5 часа. Затраты на монтаж включают плату за аренду манипулятора на 1 час и потери от простоя оборудования на время монтажа.

Аренда манипулятора в среднем составляет 1300 руб/час, и для работы его в течение одного часа потребуется 1,3 тыс. руб. соответственно (таблица 7).

Простой оборудования на время монтажа привлечет к потерям, связанным со снижением объемов подготовки нефти, которая потенциально могла быть продана по рыночной цене. Для расчёта потерь от простоя НГВРП  $Z_{прост}$  применим формулу:

$$Z_{прост} = C_H \cdot O_H \cdot T_{мон}, \quad (11.4)$$

где  $C_H$  - рыночная цена нефти. Средняя цена на нефть за май 2020 года составила 30,38 \$/баррель;

$O_H$  - объем нефти, который мог бы быть подготовлен за единицу времени. Согласно характеристикам аппарата, его производительность составляет 135 м<sup>3</sup>/час (таблица 8). Баррель нефти равен 0,159 м<sup>3</sup>;

$T_{мон}$  - длительность монтажных работ.  $T_{мон} = 1,5$  часа.

Учитывая курс доллара за апрель 2020 года в размере 75,23 руб/\$, рассчитаем потери от простоя НГВРП на время монтажа горелки и сведём результаты всех расчетов в таблицу 14.

$$Z_{прост} = C_H \cdot O_H \cdot T_{мон} = (30,38 \cdot 75,23) \cdot \left(\frac{135}{0,159}\right) \cdot 1,5 = 2910,84 \text{ тыс. руб.}$$

						Лист
					ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ	103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 14 - Затраты на монтаж горелки

№П/П	Услуга/работа	Тариф, руб/ч	Время работы, ч	Сумма, тыс. руб.
1	Аренда манипулятора	1300	1	1,3
2	Потери от простоя оборудования во время монтажа			2910,84
ИТОГО				2912,14

Таким образом, затраты на монтаж  $K_{мон} = 2912,14$  тыс. руб.

#### 11.1.4 Затраты на ликвидацию

Потери от ликвидации оборудования определим по формуле

$$K_{пот} = C_{выб} \cdot \left(1 - \frac{H_a \cdot T_{\phi}}{100}\right) + K_{дем} - C_l, \quad (11.5)$$

где  $C_{выб}$  - стоимость выбывающего оборудования. Примем на основе стоимости приближенной по тепловой мощности газовой горелки компании ООО "Общемаш"  $C_{выб} = 130$  тыс. руб.;

$H_a$  - норма амортизации на полное восстановление выбывающих основных фондов. Определим по формуле (11.6);

$T_{\phi}$  - фактический период времени, отработанный выбывающими основными фондами. Так как Ванкорское месторождение было запущено в промышленную эксплуатацию в 2009 году, примем  $T_{\phi} = 2020 - 2009 = 11$  лет;

$K_{дем}$  - затраты на демонтаж оборудования. Примем равными затратам на монтаж горелки без учета потерь от простоя  $K_{дем} = K_{мон}' = 1,3$  тыс. руб.;

$C_l$  - ликвидационная стоимость оборудования. Примем как 5% от стоимости оборудования  $C_l = 5\% \cdot C_{выб} = 5\% \cdot 130 = 6,5$  тыс. руб.

$$H_a = \frac{1}{T} \cdot 100\% = \frac{1}{20} \cdot 100\% = 5\%, \quad (11.6)$$

где  $T$  - срок службы оборудования. Принимаем равным сроку службы аппарата НГВРП  $T = 20$  лет (таблица 8).

По формуле (11.5):

$$\begin{aligned} K_{пот} &= C_{выб} \cdot \left(1 - \frac{H_a \cdot T_{\phi}}{100}\right) + K_{дем} - C_l = \\ &= 130 \cdot \left(1 - \frac{5 \cdot 11}{100}\right) + 1,3 - 6,5 = 53,3 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$



Дополнительные капитальные вложения на модернизацию по формуле (11.1) составят

$$\Delta K = K_u + K_{тр} + K_{мон} + K_{пот} = 471,50 + 15,5 + 2912,14 + 53,3 = 3452,44 \text{ тыс. руб.}$$

### 11.2 Амортизационные отчисления

Годовые амортизационные отчисления на восстановление стоимости оборудования рассчитываются исходя из стоимости горелки с учетом затрат на ее доставку и монтаж:

$$A_z = C_n \cdot H_a, \quad (11.7)$$

где  $C_n$  - стоимость горелки. Найдем по формуле (11.8);

$H_a$  - норма амортизации. По формуле (11.6) равна  $H_a = 5\%$ .

Стоимость оборудования вычислим без учета финансовых потерь от простоя аппарата во время монтажа (таблица 14):

$$C_n = K_u + K_{тр} + K_{мон}' = 471,50 + 15,5 + 1,3 = 488,2 \text{ тыс. руб.} \quad (11.8)$$

По формуле (11.7)

$$A_z = C_n \cdot H_a = 490,28 \cdot 0,05 = 24,41 \text{ тыс. руб.}$$

### 11.3 Расходы на содержание и текущий ремонт оборудования

На данный момент текущий ремонт жаровой трубы приходится производить раз в год. Затраты на ремонт до модернизации горелки можно вычислить исходя из: стоимости материалов для восстановления жаровой трубы; затрат на аренду грузовых технических средств и потерь денежных средств от простоя оборудования на время ремонта.

Расчет затрат на материалы проводим на основе применяемой стали для жаровой трубы – 09Г2С. Для восстановления трубы необходимо закупить требуемый размер листового проката 09Г2С, а точнее листы общим размером 10x7250x2260 мм, суммарная масса которых составит 645 кг. Затраты на транспортировку материалов схожи затратам, приведенным в формуле (11.3) и составят  $K_{тр}' = 13,58$  тыс. руб.

Перед ремонтом жаровой трубы сварщику необходимо провести сварочные работы в течение 1 часа, а во время ремонта ещё 0,5 часа.

Ремонтные работы жаровой трубы включают осуществление доступа к внутренней части аппарата, демонтаж дефектной части жаровой трубы, монтаж заменяющей части, сварку жаровой трубы и монтаж всех

									Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

демонтированных узлов. Для проведения данных работ потребуется работа двух слесарей в течение 4 часов и аренда манипулятора на 3 часа. Сварщик и слесари являются сотрудниками компании ООО «РН-Ванкор».

Потери от простоя оборудования рассчитываются аналогично потерям в формуле (11.4) согласно времени ремонтных работ (сварщик 1 ч + слесари 4 ч = 5 ч). Результаты расчетов приводим в таблице 15.

Таблица 15 - Затраты на текущий ремонт до модернизации

№	Вид затрат			Сумма, тыс.руб.
1	Лист 5 мм стали 09Г2С весом 645 кг для жаровой трубы			20,19
2	Транспортные расходы			13,58
3	Услуга	Тариф, руб/ч	Время работы, ч	Сумма, тыс.руб.
	Аренда манипулятора	1300	3	3,9
4	Потери от простоя оборудования во время ремонта			9702,81
	ИТОГО			9740,48

После проведения модернизации межремонтный срок нагревательной части аппарата увеличится до 3-х лет, то есть ремонт будет проводиться только раз в 3 года. При проведении ремонтных работ не потребуется закупка материалов и работа сварщика для восстановления жаровой трубы, так как она не испытывает повышенных термических нагрузок, не образуется слоя коксования нефти на стенки и не происходит разрушения. Так же время на проведение ремонтных сокращается примерно на треть за счет усовершенствованной конструкции горелки, имеющей быстросъемное соединение. Аренда манипулятора также займет меньшее время ввиду описанных выше причин, в связи с чем и снизятся потери от простоя аппарата. Результаты расчетов затрат на проведение текущего ремонта модернизированной конструкции приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Затраты на текущий ремонт после модернизации

№	Вид затрат			Сумма, тыс.руб.
1	Услуга	Тариф, руб/ч	Время работы, ч	
	Аренда манипулятора	1300	2	2,6
2	Потери от простоя оборудования во время ремонта			3881,12
	ИТОГО			3883,72

#### 11.4 Расчет платы на негативное воздействие на окружающую среду

Действующим законодательством РФ предусмотрена плата за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС). Необходимость платы за негативное воздействие на окружающую среду предусмотрена Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"

[39]. Этот закон устанавливает, что негативное воздействие на окружающую среду является платным.

Плату за негативное воздействие на окружающую среду обязаны вносить юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие на территории Российской Федерации хозяйственную и (или) иную деятельность, оказывающую негативное воздействие на окружающую среду.

Платежной базой для исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду по итогам отчетного периода является масса выбросов загрязняющих веществ. Массу загрязняющих веществ можем определить из выражения

$$M = M_1 + M_2 + \dots M_n, \quad (11.9)$$

где  $M_1, M_2, M_3$  - масса 1-го, 2-го и n-го компонента загрязняющего вещества соответственно.

В п. 8.3 расчетной части определили, что при сгорании  $1 \text{ м}^3$  попутного нефтяного газа образуется  $V = 18,5 \text{ м}^3$  продуктов сгорания, состав которых следующий:

- $2,65 \text{ м}^3$  оксида углерода  $V_1$ ;
- $3,65 \text{ м}^3$  водяного пара  $V_2$ ;
- $12,17 \text{ м}^3$  оксида азота  $V_3$ .

Так как водяной пар не является загрязняющим веществом, при дальнейших расчетах его не учитываем.

По справочным данным знаем, что плотности газов следующие:

- оксид углерода  $\rho_1 = 1,25 \text{ кг/м}^3$ ;
- оксид азота  $\rho_3 = 1,34 \text{ кг/м}^3$ .

Преобразуем формулу (11.9) и вычислим массу каждого загрязняющего вещества при сгорании  $1 \text{ м}^3$  топливного газа

$$M_1 = V_1 \cdot \rho_1 = 2,65 \cdot 1,25 = 3,3 \text{ кг/м}^3$$

$$M_3 = V_3 \cdot \rho_3 = 12,17 \cdot 1,34 = 16,3 \text{ кг/м}^3$$

Так как горелка потребляет  $1,35 \text{ м}^3$  топливного газа в час (таблица 8), то по формуле (11.10) можем вычислить годовой объем выбросов продуктов сгорания, учитывая работу аппарата 360 дней в году круглосуточно

$$M_{21} = 3,3 \cdot 1,35 \cdot 24 \cdot 360 = 38491 \text{ кг} = 38,491 \text{ тонны} \quad (11.10)$$

$$M_{23} = 16,3 \cdot 1,35 \cdot 24 \cdot 360 = 190123 \text{ кг} = 190,123 \text{ тонны}$$

В соответствии с Постановлением правительства от 13 сентября 2016 года №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» [40] ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, актуальные с 2018 года, следующие:

- углерода оксид –  $C_1 = 1,6$  руб/тонну;
- азота оксид -  $C_3 = 93,5$  руб/тонну.

К расчету выплат дополнительно применяются:

- коэффициент за массу выбросов загрязняющих веществ  $K_M$  в пределах нормативов допустимых выбросов для объектов, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду (объекты II категории), равный  $K_M = 1$ ;

- коэффициент, учитывающий инфляцию платы за НВОС по всем разделам расчета платы  $K_{инф}$ , устанавливаемый Федеральным законом «О федеральном бюджете» и на май 2020 года равный  $K_{инф} = 3,03$ .

С учетом коэффициентов  $K_M$  и  $K_{инф}$  можем рассчитать годовые выплаты за НВОС:

$$\begin{aligned}
 B_{НВОС} &= ((M_{21} \cdot C_1) + (M_{23} \cdot C_3)) \cdot K_M \cdot K_{инф} = \\
 &= ((38,491 \cdot 1,6) + (190,123 \cdot 93,5)) \cdot 1 \cdot 3,03 = 54049 \text{ руб} = \\
 &= 54,05 \text{ тыс. руб.}
 \end{aligned}
 \tag{11.11}$$

Так как в модернизированной конструкции горелки применяется керамический насадок, имеющий сложную структуру каналов, позволяющую осуществлять более полное сгорание топливного газа за счёт увеличения пути и времени сгорания топливной смеси внутри керамического материала, основываясь на физических законах, можем утверждать, что объем продуктов сгорания на выходе жаровой трубы уменьшится как минимум на треть, то есть с  $18,5 \text{ м}^3$  до  $12 \text{ м}^3$ .

С учетом изложенного, пересчитаем массу загрязняющих веществ, преобразовав формулу (11.10):

$$M_{21}' = 3,3 \cdot 1,35 \cdot 24 \cdot 360 \cdot \frac{2}{3} = 25661 \text{ кг} = 25,66 \text{ тонны}$$

$$M_{23}' = 16,3 \cdot 1,35 \cdot 24 \cdot 360 \cdot \frac{2}{3} = 126749 \text{ кг} = 126,75 \text{ тонны}$$

Тогда, преобразовав формулу (11.11), вычислим ежегодные выплаты за НВОС после модернизации:

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

$$\begin{aligned}
 B_{\text{НВОС}}' &= ((M_{z1}' \cdot C_1) + (M_{z3}' \cdot C_3)) \cdot K_M \cdot K_{\text{инф}} = \\
 &= ((25,66 \cdot 1,6) + (126,75 \cdot 93,5)) \cdot 1 \cdot 3,03 = 36033 \text{ руб} = \\
 &= 36,03 \text{ тыс. руб.}
 \end{aligned}
 \tag{11.12}$$

### 11.5 Расчет экономического эффекта

После проведения мероприятий по модернизации горелки НГВРП ожидается увеличение прибыли предприятия за счет сохранения ресурса жаровой трубы, увеличения амортизационных отчислений и снижения выплат за НВОС.

Поскольку жаровая труба выдерживает до модернизации в среднем 1 год эксплуатации, после чего требуется полная замена части её стенки ввиду не ремонтпригодности, а модернизированная конструкция горелки позволяет увеличить межремонтный срок в среднем до 3-х лет, то ежегодную экономию от снижения текущих затрат на ремонт определим по формуле:

$$\Delta Z = Z_{\text{баз}} - Z_{\text{пр}}, \tag{11.13}$$

где  $Z_{\text{баз}}$  - текущие годовые затраты на ремонт нагревательной части аппарата в базовом варианте (до модернизации). Из таблицы 15 знаем, что  $Z_{\text{баз}} = 9740,48$  тыс. руб.;

$Z_{\text{пр}}$  - текущие годовые затраты на ремонт нагревательной части аппарата в проектном варианте (после модернизации). Из таблицы 16 знаем, что предприятие будет тратить каждые 3 года 3883,72 тыс. руб. на ремонт нагревательного узла. Чтобы привести данные затраты к ежегодным, разделим их на 3 и получим значение в размере  $Z_{\text{пр}} = 3883,72 \div 3 = 1294,57$  тыс. руб.

Тогда по формуле (11.13)

$$\Delta Z = Z_{\text{баз}} - Z_{\text{пр}} = 9740,48 - 1294,57 = 8445,9 \text{ тыс. руб.}$$

Ввиду того, что стоимость модернизированной горелки выше стоимости той, что установлена в настоящий момент в аппарате, амортизационные отчисления (формулы (11.6) и (11.7)) возрастут на величину:

$$\Delta A = A_2 - (130 \cdot 5\%) = 24,41 - 6,5 = 17,91 \text{ тыс. руб.} \tag{11.14}$$

Так как модернизированная горелка позволяет снизить объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, выплаты за НВОС из формул (11.11) и (11.12) снизятся на величину

$$\Delta B_{\text{НВОС}} = B_{\text{НВОС}} - B_{\text{НВОС}}' = 54,05 - 36,03 = 18,02 \text{ тыс. руб.} \tag{11.15}$$

С учетом расчётов по выражениям (11.13) - (11.15), определим экономический эффект от внедрения модернизации по истечении одного года:

$$\begin{aligned} \mathcal{E} &= \Delta Z + \Delta A + \Delta B_{\text{НВОС}} - \Delta K = 8445,9 + 17,91 + 18,02 - 3452,44 = \\ &= 5029,39 \text{ тыс. руб.} \end{aligned} \quad (11.16)$$

Полученный экономический эффект положительный, то есть ожидается увеличение прибыли.

Срок окупаемости инвестиций рассчитываем по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}} = \frac{3452,44}{5029,39} = 0,686 \text{ года} = 8 \text{ месяцев } 11 \text{ дней.} \quad (11.17)$$

Основные экономические показатели по базовому и проектному вариантам приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Основные экономические показатели оборудования

№	Виды затрат	Расходы, тыс. руб.	
		Базовый вариант	Проект
1	Капитальные вложения	0	3452,4
2	Стоимость электроэнергии	0	4,34
3	Заработная плата производственных рабочих	0	6,44
4	Годовые амортизационные отчисления	6,5	24,41
5	Ежегодные расходы на содержание и ремонт оборудования	9740,48	1294,6
6	Платы за НВОС	54,05	36,03

В результате проведенных укрупненных расчетов были рассчитаны необходимые капитальные вложения в осуществление модернизации горелки НГВРП, определена величина прибыли за счёт экономии затрат на текущий ремонт жаровой трубы, увеличения амортизационных отчислений и снижения выплат за НВОС, вычислен годовой экономический эффект от внедрения модернизации и срок окупаемости капитальных вложений.

Исходя из проведенных расчетов, модернизация горелки целесообразна с экономической точки зрения и может быть внедрена на производственном объекте.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания выпускной квалификационной работы были выполнены следующие задачи:

- рассмотрен механизм разделения газодонефтяных эмульсий посредством нагрева, его преимущества и недостатки;
- произведён анализ применяемых видов конструкций сепараторов с подогревом;
- приведено описание рассматриваемого устройства НГВРП, его характеристики и принцип работы, в частности рассмотрены применяемые в аппарате горелки;
- изучены выпускаемые зарубежные аналоги рассматриваемого в рамках проекта аппарата;
- выявлены основные проблемы, возникающие при эксплуатации нефтегазоводоразделителей;
- рассмотрены различные виды инфракрасных горелочных устройств, методы получения керамических материалов, а также результаты применения беспламенных горелок в подогревателях за рубежом;
- приведены описания существующих патентов на нефтегазоводоразделители, изучены их конструкции и преимущества;
- разработана усовершенствованная конструкция горелки нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом НГВРП-1-115-ПС, позволяющая увеличить срок службы жаровой трубы за счет её равномерного нагрева по всей длине инфракрасным излучением, образующимся при сгорании топливной смеси на поверхности пористого керамического насадка, полученного методом высокотемпературного синтеза (СВС) керамики (оксид алюминия  $Al_2O_3$  + оксид циркония  $ZrO_2$ ) и металлической сетки – матрицы. Также предложенная горелка за счёт более полного сгорания топлива позволяет уменьшить объем продуктов сгорания и обеспечить экологичность работы аппарата. Дополнительно разработанная конструкция горелки оснащена быстроразъемным соединением, обеспечивающим удобство разборки и сборки горелки при техническом обслуживании рабочим персоналом;
- путем расчета определены основные геометрические параметры деталей предлагаемой беспламенной горелки;
- рассчитан тепловой баланс в жаровой трубе, который позволил определить температуру сгорания топливной смеси и величину зазоров, возникающих вследствие температурного расширения материалов с разными коэффициентами теплового расширения при высоких температурах, в результате чего получено незначительное отклонение диаметральных размеров стальной и керамической детали, не влияющее на нормальную работу горелки;
- произведен прочностной расчет корпуса камеры смешения с использованием пакета программ САПР, на основании результатов которого

										Лист
										111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

можно утверждать о абсолютной работоспособности одной из функционально значимых деталей горелки;

- составлен технологический маршрут изготовления удерживающей втулки;

- проведено исследование аппарата с предложенной модернизацией на предмет безопасности и экологичности;

- проведено исследование сосуда с предложенной модернизацией на предмет экономической выгоды, по результатам которого можно утверждать об увеличении прибыли предприятий при использовании модернизации за счёт сокращения затрат на ремонт жаровой трубы и снижения выплат за негативное воздействие на окружающую среду. Размер ежегодной прибыли по итогам расчета составил 5029390 рублей, а срок окупаемости мероприятий по модернизации горелки – 8 месяцев.

Основываясь на результатах решения вышеперечисленных задач, делаем вывод о целесообразности применения на нефтепромыслах разработанной модернизации горелки для решения современных проблем в аппаратах типа heater-treater.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Abdel-Aal H.K., Mohamed A. Petroleum and gas field processing. – New York City: Marcel Dekker Inc., 2003. – 358 p.

2 НГВРП-1,0-115-ПС-ВН.01.00.000 РЭ Нефтегазоводоразделитель (сепаратор) с прямым подогревом. Руководство по эксплуатации. - ОАО "Курганхиммаш": 2007. - 98 с.

3 Сайт компании Jeff Weber [Электронный ресурс]. Режим доступа: jeffweber.eu

4 Сайт компании Dragon Products [Электронный ресурс]. Режим доступа: dragonproductsltd.com

5 Сайт компании Worthington Industries [Электронный ресурс]. Режим доступа: worthingtonindustries.com

6 David Bartz, James Gotterba. Results Of Field Operation Of A Distributed Flux Burner In A Heater Treater In A Northern Canada Heavy Oil Field; Thermal Performance And Firetube Life // SPE Heavy Oil Conference-Canada. – Canada; Alberta, 2014. – 17 p.

7 Тринкс В. Промышленные печи. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по черной и цветной металлургии, 1961. – 392 с.

8 Глинков М.А. Основы общей теории печей. 2-е изд., перераб. и исправ. - М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по черной и цветной металлургии, 1962. - 576 с.

9 Шмелев, В.М. Инфракрасное горелочное устройство с высокой удельной мощностью // Горение и взрыв. – М.: 2019. – Т. 12, № 1. – С. 37-42.

10 Булах В.В. Разработка и исследование газовой горелки инфракрасного излучения со стеклотканым излучателем // Инженерные сети и экология. – М., 2014. – Т. 5, № 2. – С. 32–39.

11 Коллектив авторов. Исследования и разработки Сибирского отделения Российской академии наук в области энергоэффективных технологий. - М.: Litres, 2017. - 400 с.

12 Пат. 2110015 Российская Федерация, МПК51 F23D 14/18. Инфракрасный излучатель, способ проведения процесса горения углеводородного газового топлива и способ приготовления сложной керамики

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ				

/ Аникеев В.И.; заявитель и патентообладатель Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН. - № 96102360/06; заявл. 08.02.1996; опубл. 27.04.1998, – 7 с.

13 Пат. 2462661 Российская Федерация, МПК51 F23D 14/14. Радиационная газовая горелка и способ проведения процесса горения в ней / Баев В.К.; заявитель и патентообладатель ИТПМ СО РАН. - № 2011118090/06; заявл. 04.05.2011; опубл. 27.09.2012, – 6 с.

14 Пат. 71559 Российская Федерация, МПК51 B01D 17/028. Нефтегазоводоразделитель / Гершуни С.Ш.; заявитель и патентообладатель ООО "Нефтегазхиммаш". - № 2007137776/22; заявл. 12.10.2007; опубл. 20.03.2008, Бюл. № 1 – 13 с.

15 Пат. 159315 Российская Федерация, МПК51 B01D 19/00. Устройство дегазации и обезвоживания нефти / Щербинин И.А.; заявитель и патентообладатель ПАО "Гипротюменнефтегаз". - № 2015139214/05; заявл. 15.09.2015; опубл. 10.12.2016, Бюл. № 2 – 8 с.

16 Pat. 3727382 United states of America. Downflow coalescing for emulsion treater / Morden A. Jackson; № 122741; filed 10.03.1971; pub. 17.04.1973 – 4 p.

17 Pat. 4926842 United states of America. Immersion tube heater treater / James E. Watson; № 352702; filed 10.03.1989; pub. 22.03.1990 – 8 p.

18 Pat. 5042582 United states of America. Horizontal heater treater and vapor tight oil battery / Robert K. Rajewski; № 570306; filed 20.08.1990; pub. 27.08.1991 – 9 p.

19 Pat. 0319844 United states of America. Treater combination unit / Rodney T. Heath; № 13/891944; filed 10.03.2013; pub. 05.12.2013 – 17 p.

20 Богомоллов А.И., Вигдорчик Д.Я., Маевский М.А. Газовые горелки инфракрасного излучения и их применение. – М.: Издательство литературы по строительству, 1967. – 128 с.

21 Каган Г.М. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 261 с.

22 Сайт компаний FAS: Справочник по автономному и резервному газоснабжению [Электронный ресурс]. Режим доступа: fas.su/справочник-суг/

23 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ-Юг. Технологический регламент ООО «РН-Ванкор» «Установка

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ					

предварительного сброса воды Юг с УПН» № П1-01.05 ТР-3550 ЮЛ-583  
Версия 2.00 – 532 с.

24 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 5 с.

25 Безопасность жизнедеятельности: учеб. - метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. - 47 с.

26 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997. – 7 с.

27 СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003.— 40 с.

28 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 1997.— 18 с.

29 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 1996.— 14 с.

30 СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003.— 25 с.

31 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - М.: Стандартиформ, 2007. – 8 с.

32 ГОСТ 2084-77 Бензины автомобильные. Технические условия. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 13 с.

33 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. - М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 30 с.

34 ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Классификация. Маркировка. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 10 с.

35 ГОСТ 22782.5-78 Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний. - М.: Издательство стандартов, 1994. – 50 с.

36 Сайт «Гражданская оборона и защита от чрезвычайных ситуаций»: Категории организаций по гражданской обороне [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://гражданская-оборона-и-защита-от-чс.пф/publ/organizacija\\_go/kategorii\\_organizacij\\_po\\_grazhdanskoj\\_oborone/2-1-0-116](http://гражданская-оборона-и-защита-от-чс.пф/publ/organizacija_go/kategorii_organizacij_po_grazhdanskoj_oborone/2-1-0-116)

37 ГОСТ Р 42.0.02-2001 Гражданская оборона. Термины и определения основных понятий. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.

38 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2007.— 30 с.

39 Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: федер. закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40 О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41 Леонтьев С. А., Галикеев Р. М. , Фоминых О. В. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции : Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.

42 Francis S. Manning, Richard E. Thompson. Oilfield processing; vol. 2: Crudeoil. – Oklahoma, Tulsa: Pennwell Pub. Co., 1995 – 446 p.

43 СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

44 ГОСТ Р 56450-2015 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

углеводородов. Основные функциональные и технические требования. - М.: Стандартиформ, 2018. – 20 с.

45 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. - М.: Стандартиформ, 2019. – 50 с.

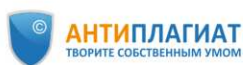
46 ГОСТ 2.316–2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения надписей, технических требований и таблиц на графических документах. Общие положения. Взамен ГОСТ 2.316–68; дата введ. 01.07.2009. М.: Стандартиформ, 2009. - 12 с.

47 ГОСТ 28.001-83 Система технического обслуживания и ремонта техники. Основные положения. Дата введ. 01.01.1984. - М.: Издательство стандартов, 1983. - 2 с.

					<i>ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Результаты проверки работы в системе «Антиплагиат»



### Отчет о проверке на заимствования №1



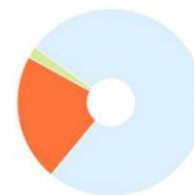
Автор: Соколов Даниил Александрович  
Проверяющий: Захаров Павел Алексеевич (bjk@sfu-kras.ru / ID: 256)  
Организация: Сибирский федеральный университет  
Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - <http://sfukras.antiplagiat.ru>

#### ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 85069  
Начало загрузки: 23.06.2020 13:41:57  
Длительность загрузки: 00:01:05  
Имя исходного файла: Неизвестно  
Название документа: ВКР "Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС"  
Размер текста: 1 кБ  
Тип документа: Выпускная квалификационная работа  
Символов в тексте: 174812  
Слов в тексте: 20246  
Число предложений: 879

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)  
Начало проверки: 23.06.2020 13:43:03  
Длительность проверки: 00:04:45  
Комментарии: не указано  
Модули поиска: Модуль поиска ИПС "Адилет", Модуль выделения библиографических записей, Сводная коллекция ЭБС, Модуль поиска "Интернет Плюс", Коллекция РГБ, Цитирование, Модуль поиска переводных заимствований, Модуль поиска переводных заимствований по eLibrary (EnRu), Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu), Коллекция eLIBRARY.RU, Коллекция ГАРАНТ, Коллекция Медицина, Диссертации и авторефераты НББ, Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU, Модуль поиска перефразирований Интернет, Коллекция Патенты, Модуль поиска "СФУ", Модуль поиска общеупотребительных выражений, Кольцо вузов



ЗАИМСТВОВАНИЯ  
21,6%

САМОЦИТИРОВАНИЯ  
0%

ЦИТИРОВАНИЯ  
2,25%

ОРИГИНАЛЬНОСТЬ  
76,15%

#### ПОДОЗРИТЕЛЬНЫЙ ДОКУМЕНТ

Есть подозрения на следующие группы обходов: СОКРЫТИЕ на страницах: 10, 12, 13, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75... еще на 18 стр.

Заимствования — доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа.  
Самоцитирование — доля фрагментов текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника, автором или соавтором которого является автор проверяемого документа, по отношению к общему объему документа.  
Цитирования — доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты; общеупотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации.  
Текстовое пересечение — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.  
Источник — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.  
Оригинальность — доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа.  
Заимствования, самоцитирование, цитирования и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа. Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в отчете	Доля в тексте	Источник	Ссылка	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте
[01]	3,85%	3,86%	Способ дегазации и обезвоживания не...	<a href="https://findpatent.ru">https://findpatent.ru</a>	02 Мар 2020	Модуль поиска "Интернет Плюс"	19	19
[02]	3,21%	3,25%	НЕФТЕГАЗОВОДОРАЗДЕЛИТЕЛЬ.	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	5	3
[03]	0%	3,17%	Нефтегазоводоразделитель   Банк пат...	<a href="http://bankpatentov.ru">http://bankpatentov.ru</a>	25 Июн 2015	Коллекция Патенты	0	16
[04]	0%	3,15%	НЕФТЕГАЗОВОДОРАЗДЕЛИТЕЛЬ.	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Коллекция eLIBRARY.RU	0	24
[05]	2,12%	2,33%	РАДИАЦИОННАЯ ГАЗОВАЯ ГОРЕЛКА И...	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	5	6
[06]	0%	1,92%	Радиационная газовая горелка и спосо...	<a href="https://findpatent.ru">https://findpatent.ru</a>	02 Мар 2020	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	15
[07]	0%	1,92%	Радиационная газовая горелка и спосо...	<a href="http://findpatent.ru">http://findpatent.ru</a>	25 Июн 2015	Коллекция Патенты	0	15
[08]	0%	1,87%	РАДИАЦИОННАЯ ГАЗОВАЯ ГОРЕЛКА И...	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Коллекция eLIBRARY.RU	0	15
[09]	1,81%	1,82%	БиблиоРоссика - Книга - Исследования...	<a href="http://bibliorossica.com">http://bibliorossica.com</a>	15 Фев 2019	Модуль поиска "Интернет Плюс"	9	9
[10]	1,65%	1,66%	ИНФРАКРАСНЫЙ ИЗЛУЧАТЕЛЬ, СПОСО...	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	4	3
[11]	0,87%	1,57%	Расчет технологических установок сис...	<a href="http://nenuda.ru">http://nenuda.ru</a>	28 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	7	10
[12]	0%	1,4%	Инфракрасный излучатель, способ пр...	<a href="http://findpatent.ru">http://findpatent.ru</a>	24 Июн 2015	Коллекция Патенты	0	9

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ВКР-15.03.02-081620900 00.00.000 ПЗ

Лист

118

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ П.М. Кондрашов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

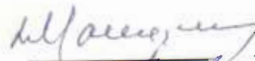
**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
в форме бакалаврской работы**

15.03.02. Технологические машины и оборудование

Модернизация нефтегазоводоразделителя НГВРП-1-115-ПС

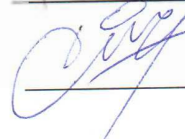
Пояснительная записка

Руководитель, к.т.н., доцент



Макушкин Д.О.

Выпускник, студент НБ16-01Б, 081620900



Соколов Д.А.

Красноярск 2020