

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических
объектов нефтегазового производства»

**Разработка конструкции двухфазного нефтегазового сепаратора с
выделением газа**

Руководитель _____ к.т.н., доцент В.Г. Жуков
Выпускник _____ В.Д. Соколов

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э. А. Петровский

«____» _____ 2016 г.

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

Красноярск 2016

Студенту Соколову Виктору Дмитриевичу

Группа ГБ 12-08

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка конструкции двухфазного нефтегазового сепаратора с выделением газа»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР В.Г. Жуков, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемый двухфазный нефтегазовый сепаратор предназначен для отделения газа от нефти. Требуемая производительность по жидкости: 100 т/ч. Требуемая степень очистки: 99%.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Основные характеристики скважинной продукции (состав, температура, плотность, вязкость). Изучение основных характеристик, принципа действия и назначения двухфазных нефтегазовых сепараторов. Классификация и сравнительный анализ конструкций существующих двухфазных нефтегазовых сепараторов. Сведения об отечественных и зарубежных аналогах. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка принципиальной технологической схемы сепаратора. Расчёт основных параметров установки (расчёт геометрических параметров, прочностной расчёт). Разработка конструкции сепаратора. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (струйный насос, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Особенности эксплуатации, неисправности и методы устранения. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Технологическая схема с описанием принципа работы сепаратора (1 лист формата А3), чертёж общего вида сепаратора (1 лист формата А3), чертеж корпуса сепаратора (1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР

_____ В.Г. Жуков

Задание принял к исполнению

_____ В.Д. Соколов

«___» _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка конструкции двухфазного нефтегазового сепаратора с выделением газа» содержит 85 страниц текстового документа, 25 рисунков, 11 таблиц, 47 формул, 2 приложения, 22 использованных источника, 3 листа графических материалов.

СЕПАРАЦИЯ ГАЗА ОТ НЕФТИ, ДВУХФАЗНЫЕ СЕПАРАТОРЫ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ГАЗУ, СТРУЙНЫЙ НАСОС, ЭЖЕКТОР.

Цель работы: Разработать конструкцию двухфазного нефтегазового сепаратора, которая позволит повысить производительность по газу при сохранении массогабаритных параметров аппарата.

Задачи работы: Проанализировать существующие конструкции двухфазных нефтегазовых сепараторов по учебной, справочно-нормативной, научно-технической и патентной информации. Выбрать и обосновать техническое предложение. Выполнить расчеты оборудования по техническому предложению. Разработать мероприятия по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту аппарата.

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана новая конструкция двухфазного нефтегазового сепаратора. Ожидаемый технический эффект от внедрения новой конструкции достигается за счет повышения производительности сепаратора по газу.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Литературный обзор.....	10
1.1 Характеристика скважинной продукции и сепарированной нефти	10
1.2 Особенности системы сбора и подготовки продукции скважин	12
1.3 Общие сведения о сепараторах	15
1.3.1 Классификация, устройство, принцип действия сепараторов	15
1.3.2 Преимущества и недостатки различных типов сепараторов	23
1.4 Сведения об аналогах.....	26
1.4.1 Горизонтальные сепараторы отечественного производства, характеристики.....	27
1.4.2 Зарубежные сепараторы.....	31
1.4.3 Сравнительная характеристика сепараторов отечественного и зарубежного образца	34
1.5 Заключение к литературному обзору.....	34
2 Конструкторско-технологический раздел.....	36
2.1 Разработка принципиальной технологической схемы сепаратора	36
2.2 Разработка конструкции сепаратора	37
2.3 Расчетная часть.....	40
2.3.1 Прочностной расчет	40
2.3.2 Материальный баланс сепарационной установки	46
2.3.3 Расчёт газоструйного эжектора	47
3 Эксплуатация и ремонт нефтегазового сепаратора.....	53
3.1 Особенности эксплуатации и обслуживания сепаратора.....	53
3.2 Чистка сепаратора	56
3.3 Ремонт корпуса сепаратора.....	57
3.4 Неразрушающий контроль нефтегазовых сепараторов	58
3.4.1 Аппаратура для неразрушающего контроля	59
3.4.2 Подготовка к контролю	60

3.4.3 Порядок контроля	62
3.4.4 Оформление результатов контроля	63
3.5 Гидравлические испытания нефтегазового сепаратора	63
3.5.1 Требования к испытаниям	64
3.5.2 Оформление результатов испытаний	67
Заключение	69
Список использованных источников	70
Приложение А	72
Приложение Б.....	85

ВВЕДЕНИЕ

Скважинная продукция - это многофазная, многокомпонентная смесь. Поэтому для рационального использования ее необходимо разделять на фазы. Процесс разделения скважинной продукции на жидкую и газовую фазы называется сепарацией.

Кроме того, в системах подготовки нефти и газа возникает необходимость удаления из нефти и газа определенной группы углеводородов (в газе это тяжелые углеводороды, в нефти - легкие), а также удаления из газа капельной жидкости.

На объектах промыслового сбора, подготовки нефти и газа к транспортировке используются различные аппараты, но наиболее распространенными являются нефтегазовые сепараторы. Именно в этих аппаратах осуществляется процесс сепарации. [1]

Нефтегазовые сепараторы - это сосуды высокого давления, которые предназначены для разделения продукции скважин на газовую и жидкую фазы (двухфазные сепараторы). Кроме того, с помощью сепараторов можно разделять жидкие фазы, которые отличаются друг от друга плотностями (трехфазные сепараторы). Например, отделять от нефти воду. Они являются важнейшими элементами промысловых систем сбора нефти и газа и предназначены обеспечить эффективное разделение скважинной продукции. [2]

В системах сбора и подготовки нефтегазовые сепараторы используются:

- на ступенях концевой, горячей и вакуумной сепарации, а также в качестве специальных секций или встроенных узлов в аппаратах, совмещающих нагрев, обезвоживание и обессоливание нефти с ее сепарацией;
- перед компрессорными машинами и после них для уменьшения содержания капельной жидкости и механических примесей в поступающем и выходящем газах;
- после колонн различного назначения для отделения верхнего продукта.

Однако, используемые в настоящее время двухфазные нефтегазовые сепараторы обладают недостаточно высокой производительностью по газу, а газовыделение в них недостаточно эффективно.

Таким образом, повышение производительности сепаратора по газу является актуальной.

В связи с этим, целью данной работы является разработка конструкции двухфазного нефтегазового сепаратора, которая позволит повысить производительность по газу при сохранении массогабаритных параметров аппарата.

1 Литературный обзор

1.1 Характеристика скважинной продукции и сепарированной нефти

Скважинная продукция представляет собой смесь многих компонентов. Компонентный состав скважинной продукции представлен в таблице 1. [3]

Таблица 1 - Компонентный состав пластовой нефти и попутного газа

Компоненты	Выделившийся газ	Пластовая нефть
	мол. содержание, %	мол. содержание, %
Сероводород	-	-
Углекислый газ	-	-
Азот + редкие	1,96	1,18
в т.ч. гелий	0,0448	0,0267
Метан	58,26	35,01
Этан	20,69	12,65
Пропан	10,01	6,52
Изобутан	1,67	1,25
Н-бутан	4,12	3,41
Изопентан	1,12	1,41
Н-пентан	1,25	1,98
Циклопентан	0,02	0,04
2,3-Диметилбутан + 2 Метилпентан	0,23	0,73
3 Метилпентан	0,12	0,41
Н-гексан	0,32	1,67
Метилциклопентан	0,03	0,20
2,2-Диметилпентан	-	0,04
Циклогексан	0,02	0,24
Сумма изогептанов	0,1	1,16
Н-гептан	0,05	1,53
Метилциклогексан	0,02	0,66
Сумма изооктанов	0,01	1,39

Окончание таблицы 1

Н-октан	следы	1,19
Остаток (C _{9+В})	-	27,33
Всего:	100,0	100,0

Процесс сепарации нефти позволяет достичь определенных показателей качества. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, сепарированная нефть должна иметь следующие показатели, которые представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Показатели качества сепарированной нефти

Показатель	Значение
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
Концентрация хлористых солей	Не нормируется

Физико-химические свойства разгазированной нефти представлены в таблице 3. [3]

Таблица 3 - Физико-химические свойства разгазированной нефти

Параметры	Диапазон изменения
Плотность кг/м ³	810,4 – 835,0
Вязкость, мм ² /с	
при t=20 ⁰ С	6,08 – 13,80
при t=50 ⁰ С	3,13 – 5,85
Температура застывания, ⁰ С	(-58,0) - (-17,0)
Массовое содержание, %:	
серы	0,09 – 0,38
смола	2,43 – 8,36

Окончание таблицы 3

асфальт	0,04 – 1,32
парафин	0,11 – 3,92

1.2 Особенности системы сбора и подготовки продукции скважин

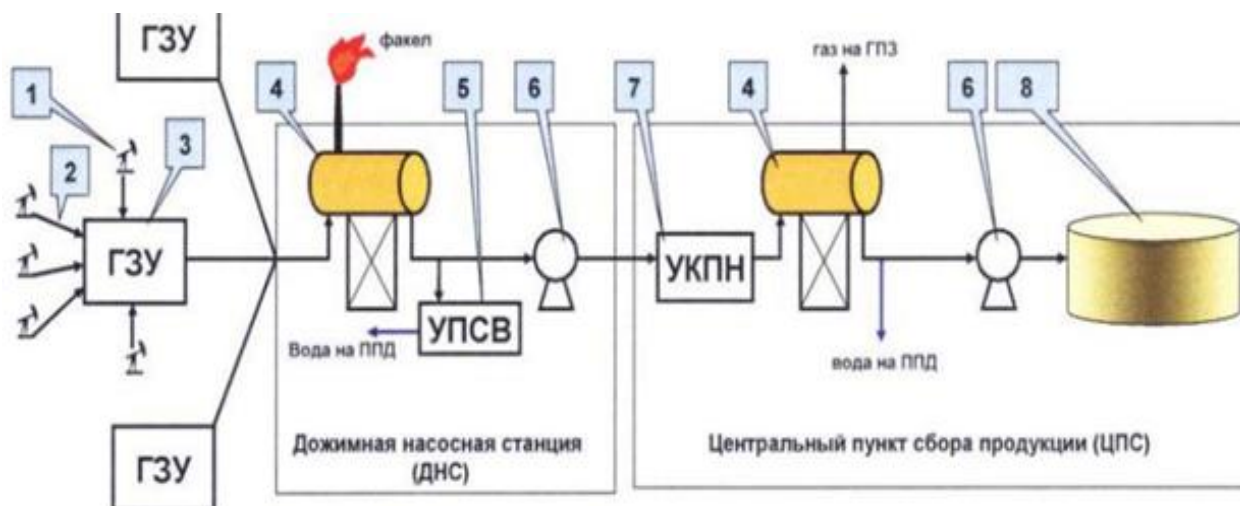
Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промышленных технических средств и установок, соединенных трубопроводами. В настоящее время используются следующие промышленные системы сбора:

– Самотечная двухтрубная система сбора - скважинная продукция разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся газ под собственным давлением транспортируется на компрессорную станцию либо на ГПЗ. Жидкость направляется на вторую ступень сепарации. Нефть с водой самотеком (за счет разности высот) поступает в резервуары сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального пункта сбора (ЦПС).

– Высоконапорная однострунная система сбора - эта система позволяет перенести процесс сепарации нефти на ЦПС. Достигается максимальная концентрация технологического оборудования, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на промысле, обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

– Напорная система сбора - в данной системе происходит однострунный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦПС на расстояние 100 км и более. Обычно на месторождениях применяется напорная система сбора и подготовки продукции скважин, которая практически полностью исключает потери углеводородов. [4]

На рисунке 1 изображена типовая схема сбора и подготовки нефти, газа и воды.



- 1 - скважины; 2 - выкидные линии; 3 - групповая замерная установка;
 4 - сепараторы; 5 - установка предварительного сброса воды; 6 - насосы;
 7 - установка комплексной подготовки нефти; 8 - резервуарный парк.

Рисунок 1 - Принципиальная схема системы сбора и подготовки скважинной продукции [4]

Со скважин газожидкостная смесь поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ, ГЗУ), на которых производится учет количества скважинной продукции. После АГЗУ жидкость попадает на дожимные насосные станции (ДНС) или установки предварительного сброса воды (УПСВ). На ДНС осуществляется первая ступень сепарации, после которой газ по газовой линии отводится потребителю или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Частично разгазированная жидкость с помощью центробежных насосов (ЦНС) подается на УПСВ или центральный пункт сбора (ЦПС).

На установке предварительного сброса воды жидкость проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации, для предотвращения образования эмульсий, в жидкость подается деэмульгатор. Газ, после обеих ступеней сепарации, подается в узел осушки газа, а затем потребителю или на ГПЗ.

Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, в котором происходит частичное отделение от нее механических примесей и предварительный сброс воды с подачей на блочную кустовую насосную

станцию (БКНС) для последующей закачки в пласт. После ДНС или УПСВ нефть поступает на подготовку.

Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установке подготовки нефти (УПН) или центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), и включают в себя следующие процессы:

- сепарация (1,2 ступень) и разделение фаз;
- обезвоживание продукции;
- обессоливание;
- стабилизация нефти.

На установке подготовки нефти жидкость поступает на узел сепарации. После чего направляется в печи для подогрева эмульсии с реагентом. Нагревается до 50°C и поступает в отстойники, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары и далее направляется на БКНС. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит дальнейшее отделение нефти от воды.

Нефть с содержанием воды более 10% с установок предварительного сброса воды насосами подается на установки подготовки нефти в печи-подогреватели. В поток нефти, на прием насосов подается дозируемый расход деэмульгатора. Нагрев в печах производится до 45-50°C, после чего нефть поступает в электродегидраторы, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти. Нефть, с содержанием воды до 1% и температурой 44-49°C поступает в сепараторы «горячей сепарации» для дальнейшего разгазирования (стабилизации), оттуда следует в товарные резервуары (РВС).

Нефтяные резервуары представляют собой емкости, предназначенные для накопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти. Для хранения используются резервуары типа РВС (резервуар вертикальный стальной).

Товарная нефть проходит проверку качества с помощью лабораторных методов и подается насосами ЦНС через узел учета нефти (УУН) на центральный товарный парк (ЦТП) или в магистральный нефтепровод. С ЦТП

нефть подается для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

Для подготовки нефти используют следующее оборудование:

- сепарационные установки - двухфазные сепараторы типа НГС, сепараторы 2 ступени. Для более глубокой сепарации нефти на УПСВ применяют двухступенчатую сепарацию - смесь последовательно проходит через два сепаратора;

- печи предназначены для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками обезвоживания и обессоливания, для улучшения процесса разделения эмульсии на нефть и воду;

- блок нагрева (БН) - предназначен для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками обезвоживания и обессоливания. Кроме сепарации, процесс подготовки нефти включает очистку нефти от свободной воды, механических примесей и солей. Этот процесс осуществляется в отстойниках. Отстойники предназначены для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения ее на нефть и пластовую воду;

- для глубокого обезвоживания и обессоливания на установках подготовки нефти применяются электродегидраторы. [4]

1.3 Общие сведения о сепараторах

1.3.1 Классификация, устройство, принцип действия сепараторов

В наше время нефтяная промышленность широко развивается и сейчас рынок нефтегазового оборудования насчитывает множество различных видов нефтегазовых сепараторов, которые можно классифицировать по различным признакам.

Основными функциями нефтегазовых сепараторов являются:

- грубое разделение газожидкостной смеси на газ и жидкость;
- удаление из газа капельной жидкости;

- удаление пузырьков газа из жидкости.

К вспомогательным функциям относятся:

- поддержание оптимального давления;

- поддержание заданного уровня жидкости.

Классификация сепараторов по основным функциональным и конструктивным признакам представлена на рисунке 2.

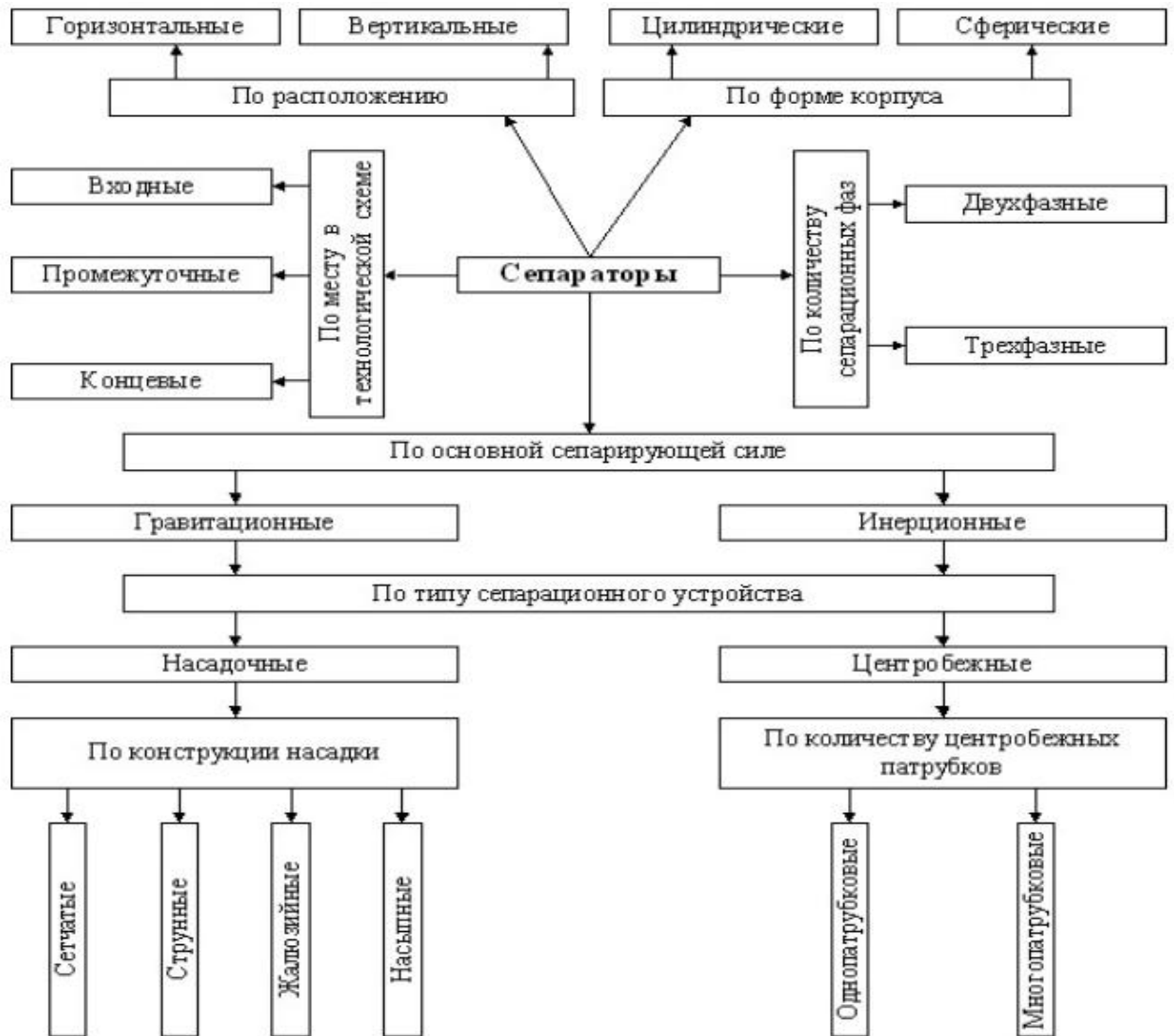


Рисунок 2 - Классификация сепараторов по основным функциональным и конструктивным признакам [2]

По характеру действующих сил нефтегазовые сепараторы бывают:

- гравитационные - разделение происходит из-за разности плотностей жидкости и газа или твердых частиц;

- насадочные - фазы разделяются за счет сил тяжести и инерции;
- центробежные - разделение фаз происходит за счет центробежных и инерционных сил.

По месту в технологической схеме: входные, промежуточные и концевые.

По рабочему давлению сепараторы делятся: высокого давления (6 МПа); среднего давления (2,5 - 4 МПа); низкого давления (до 0,6 МПа).

По количеству сепарационных фаз: двухфазные и трехфазные.

По форме корпуса нефтегазовые сепараторы могут быть в форме цилиндра или шара, а по углу наклона к поверхности земли - горизонтальными, вертикальными и наклонными. [1]

В любых нефтегазовых сепараторах различают четыре секции, которые указаны на рисунке 3.

Сепарационная секция служит для отделения основной части жидкости от входящей в сепаратор газожидкостной смеси. Для повышения эффективности сепарации и равномерного распределения потока по сечению аппарата используют специальные конструктивные устройства:

- тангенциальный ввод - под действием центробежной силы жидкость разбрасывается на стенки сосуда и стекает по ним, газ распределяется по сечению сепаратора, после чего выводится из него;

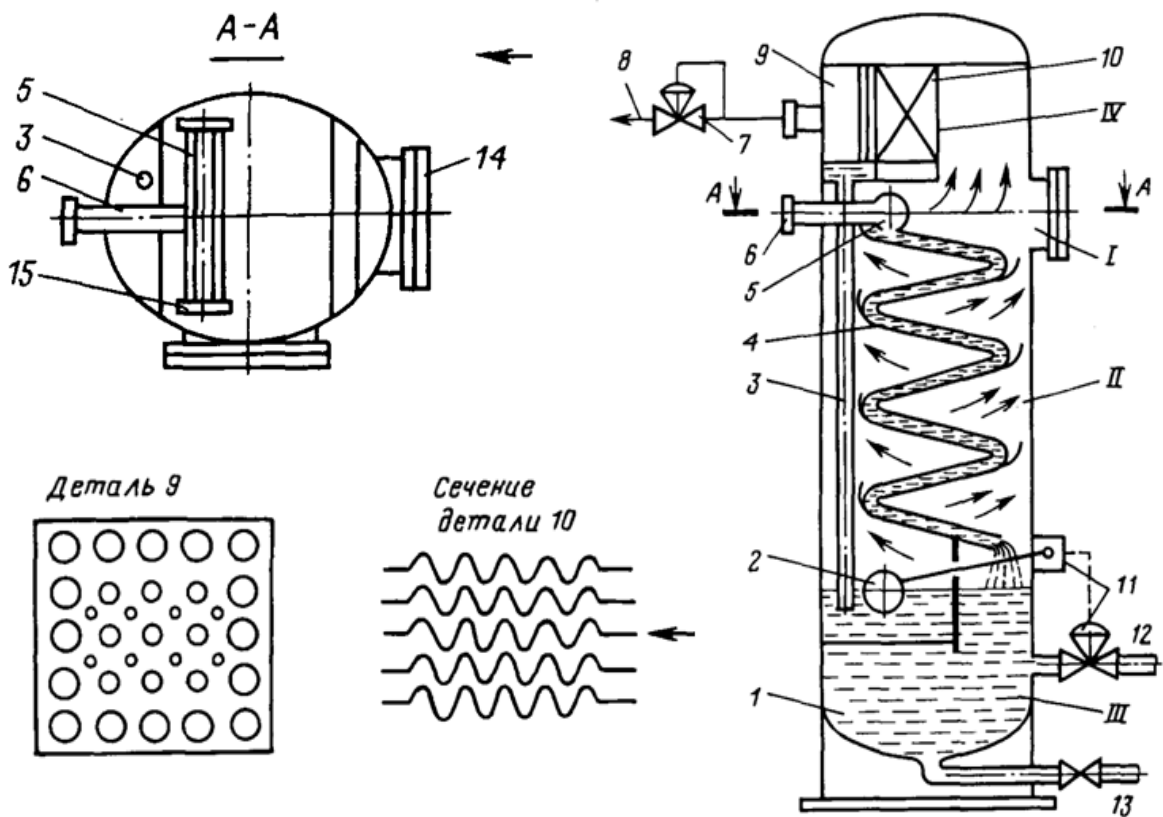
- отражательные устройства (прямоугольные или круглые пластины, полусферы), которые устанавливают на входе в нефтегазовый сепаратор;

- конструкции, которые позволяют осуществлять отдельный ввод газа и жидкости в сепаратор.

В осадительной секции отделение жидкости происходит под воздействием гравитационных сил, а газ движется в аппарате с довольно низкой скоростью.

В нефтегазовых сепараторах для повышения эффективности выделения газа из нефти применяют наклонные плоскости. По этим плоскостям поток жидкости должен плавно сливаться в нижнюю часть сепаратора. [2]

В секции сбора осуществляется сбор жидкости, из которой в предыдущих секция практически полностью выделился газ. Объем этой секции выбирают таким образом, чтобы он позволил удержать отсепарированную жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырьков газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток. Но не смотря на это, в действительности в уходящей из сепаратора нефти содержится как растворенный, так и свободный газ.



1 - корпус; 2 - поплавок; 3 - дренажная труба; 4 - наклонные плоскости; 5 - раздаточный коллектор; 6 - ввод газожидкостной смеси; 7 - регулятор давления; 8 - выход газа; 9 - перегородка для выравнивания скорости газа; 10 - каплеотбойник ; 11 - регулятор уровня; 12 - сброс нефти; 13 - сброс грязи; 14 - люк; 15 - заглушки; I - основная сепарационная секция; II - осадительная секция; III - секция сбора жидкости; IV - секция каплеулавливания;

Рисунок 3 - Вертикальный нефтегазовый сепаратор

В зависимости от условий сепарации и от совершенства конструкции нефтегазового сепаратора соотношение растворенного и свободного газа в

составе уносимого с нефтью газа может быть больше или меньше. При этом увеличение площади контакта фаз (поверхности аппарата или сливных полок) до 5-6 раз позволяет дополнительно выделить из нефти только 10-15% от общего количества газа, остающегося в ней.

Увеличение времени пребывания нефти в сепараторе в 5-6 раз также практически не увеличивает отбор газа. Если растворенный газ, который должен был выделиться из нефти при данных термодинамических условиях сепарации, не выделился при движении нефти тонким слоем по поверхности аппарата или сливным полкам, то, попав в нефтяную фазу под слой жидкости, он выделяется незначительно.

Секция каплеулавливания необходима для улавливания капелек жидкости в газе, который выходит из нефтегазового сепаратора. Секция обычно состоит из различных горизонтальных и вертикальных каплеотбойников. Критерием эффективности отделения капельной жидкости от газа является удельный унос жидкости с 1 м^3 газа.

Эффективность работы каплеотбойников зависит от допустимой скорости набегания газа, количества жидкости, поступающей с газом, равномерной загрузки каплеотбойника по площади его поперечного сечения.

Кроме в нефтегазовых сепараторах монтируются устройства предотвращающие образование пены, а также снижающие пульсации потока газожидкостной смеси, поступающей в сепаратор. [1]

Горизонтальные сепараторы по конструкции бывают одноемкостные и двухъемкостные. Область применения как одноемкостных, так и двухъемкостных горизонтальных сепараторов весьма обширная. Одноемкостные сепараторы обеспечивают контактное разгазирование (выделившийся газ находится в контакте с нефтью), а двухёмкостные - дифференциальное (выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы). Область их применения обусловлена этими факторами. Контактное разгазирование обеспечивает более четкое разделение фаз. Исходя из этого принципа, одноемкостные сепараторы применяются для оснащения ДНС, для

первой, второй и третьей ступеней сепарации на центральных пунктах сбора и подготовки продукции нефтяных скважин. Двухъемкостными сепараторами, в основном, оснащаются блочные АГЗУ.

Пропускная способность горизонтальных сепараторов примерно в 2 раза выше, чем у вертикальных. Это обусловлено тем, что в горизонтальных нефтегазовых сепараторах взаимный унос жидкости и газа меньше, из-за их плавного разделения по всей длине емкости. [5]

Горизонтальный нефтегазовый сепаратор представлен на рисунке 4.

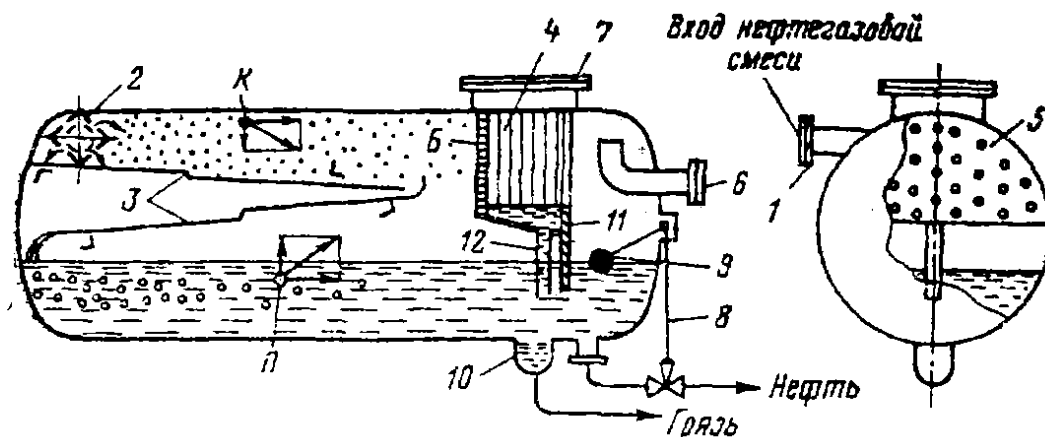


Рисунок 4 - Горизонтальный сепаратор

Горизонтальный нефтегазовый сепаратор (рисунок 5) работает следующим образом: газожидкостная смесь, подается в патрубок 1, после чего попадает в диспергатор газа 2, где происходит дробление нефтегазовой смеси. Диспергирование жидкости приводит к существенному увеличению поверхности контакта газ-жидкость, в результате происходит интенсивное выделение газа из нефти.

После диспергатора под действием гравитационных сил значительная часть капельной жидкости из газа оседает на наклонные плоскости 3, а малая ее часть в виде капелек уносится газовым потоком. Газовый поток, содержащий мелкие частицы жидкости, которые не успели осесть под действием силы

тяжести, попадает в каплеотбойник 4, в котором происходит дополнительное отделение капелек жидкости от газа. Затем жидкость стекает в поддон, из которого по трубе 12 она попадает под уровень жидкости в сепараторе.



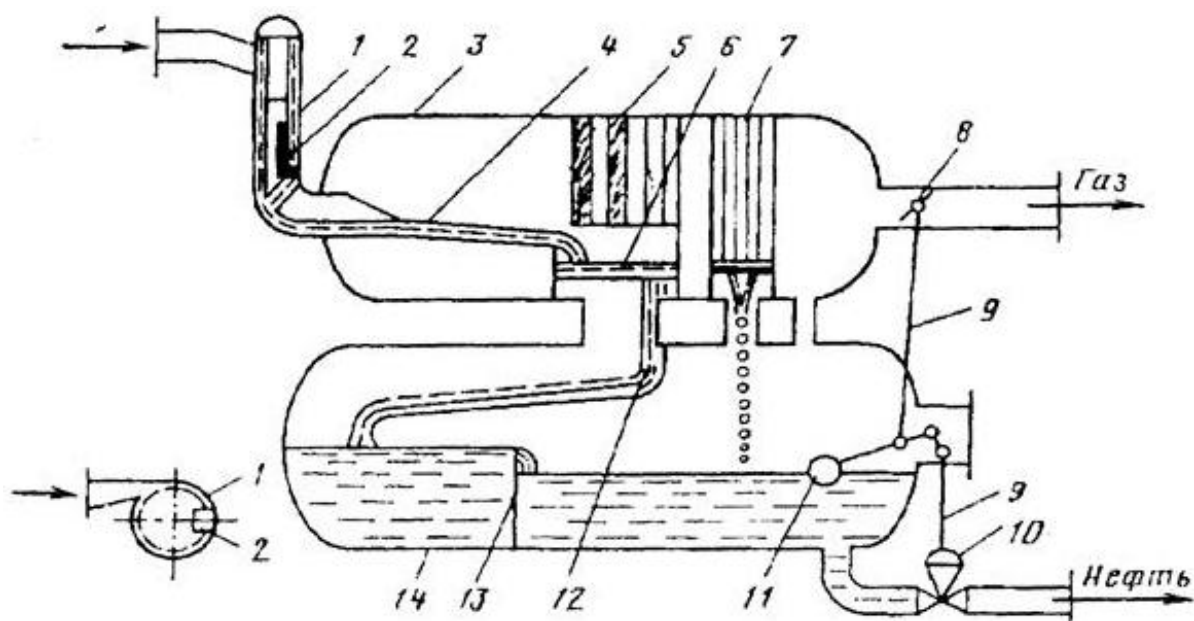
- 1 - ввод газожидкостной смеси; 2 - диспергатор; 3 - наклонные плоскости; 4 - каплеотбойник; 5 - перегородка для выравнивания потока газа; 6 - выход газа; 7 - люк; 8 - регулятор уровня; 9 - поплавковый уровнемер; 10 - сброс грязи; 11 - перегородка для предотвращения прорыва газа; 12 - сливная трубка;

Рисунок 5 - Горизонтальный сепаратор в разрезе [6]

На рисунке 5 в верхней части сепаратора показана в увеличенном виде капелька нефти «К» и действующие на нее силы, а в нижней части сепаратора - увеличенный пузырек газа «П» и также силы, действующие на него. Условно принимается, что капелька нефти осаждается в чисто газовой среде, а пузырек газа всплывает в нефтяной среде. [6]

Двухемкостной сепаратор (рисунок 6) работает следующим образом: газожидкостная смесь сначала поступает на гидроциклонную головку. В гидроциклонной головке за счет центробежной силы газ отделяется от нефти. Газ и жидкость движутся отдельно, как в гидроциклонной головке, так и в верхней емкости. Жидкость по сливной полке самотеком направляется через разбрызгиватель, в патрубок, а после на сливную полку, с которой стекает в нижнюю емкость на левую стороны от стабилизатора уровня. После чего

жидкость перетекает через стабилизатор уровня и скапливается в нижней части емкости.



1 - гидроциклонная головка; 2 - направляющий козырек; 3 - верхняя емкость; 4, 12 - сливные полки; 5 - уголковые каплеуловители; 6 - разбрызгиватель; 7 - жалюзийная кассета; 8 - заслонка; 9 - тяги; 10 - исполнительный механизм; 11 - уровнемер; 13 - успокоитель уровня жидкости; 14 - нижняя емкость.

Рисунок 6 - Принципиальная схема двухъемкостного гидроциклонного сепаратора

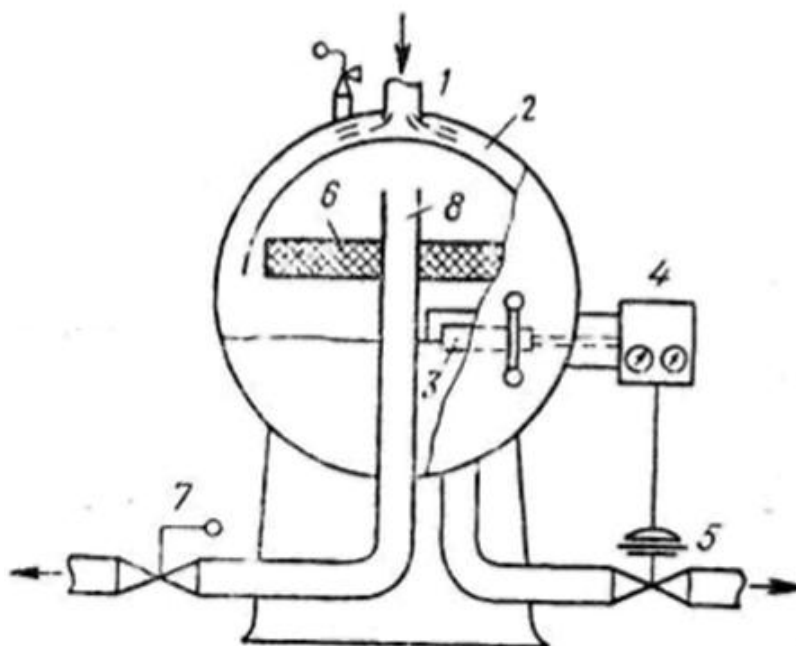
Как только уровень нефти достигнет определенной величины, срабатывает уровнемер, приоткрыв клапан на нефтяной линии и прикрыв заслонку на газовой линии.

Газ проходит в верхней емкости три зоны, в которых очищается от капельной жидкости и подается в газосборную сеть.

На рисунке 7 изображен сферический сепаратор с отводом газа из нижней части.

Газожидкостная смесь поступает в сепаратор через входной патрубок 1 и стекает вниз по сферической крышке 2. Жидкость собирается в нижней части сепаратора. Регулирование уровня осуществляется благодаря воздействию уровнемера 3 на пилотный клапан 4, который, в свою очередь, дает команду на управление пневматического клапана 5. Капельки жидкости улавливаются в

коалесцирующей набивке 6. Отделившийся газ поступает в выкидную линию 8, где установлен регулирующий клапан 7. [7]



- 1 - входной патрубок; 2 - сферическая крышка; 3 - уровнемер; 4 - пилотный клапан; 5 - пневматический клапан; 6 - коалесцирующая набивка; 7 - регулирующий клапан; 8 - выкидная линия;

Рисунок 7 - Сферический сепаратор [7]

1.3.2 Преимущества и недостатки различных типов сепараторов

Преимуществом вертикальных сепараторов является то, что они нечувствительны к колебаниям уровня жидкости, это позволяет применять более простые средства для его регулирования. При изменении уровня жидкости в аппарате объем ее, приходящийся на единицу высоты аппарата, незначителен. Однако, с другой стороны изменение уровня не влияет на площадь поперечного сечения газового потока, а также на содержание капелек жидкости в газе. Поэтому эти сепараторы наиболее приемлемы для сепарации продукции скважин, при поступлении которой в сепаратор происходят пульсации потока. На единицу производительности по газу требуется меньше площади, чем в сепараторах других типов. Процесс их очистки прост, поэтому

вертикальные сепараторы лучше использовать, когда в продукции скважин содержится песок.

В горизонтальном сепараторе такого же объема, что и вертикальный, производительность по газу (или объем газа в стандартных условиях, который может быть отсепарирован из жидкой фазы за единицу времени) больше. Это объясняется тем, что диаметр вертикального сепаратора должен быть достаточным, чтобы скорость выходящего газа была меньше скорости осаждения капелек жидкости. Высота сепаратора в основном определяется пространством, которое необходимо для размещения отдельных элементов и находится в пределах 3 м. Дальнейшее увеличение высоты не приводит к повышению производительности по газу. Производительность горизонтальных сепараторов повышается с увеличением их длины. При поступлении продукции скважин в сепаратор уже на начальном участке произойдет осаждение более крупных капелек жидкости. Размеры капелек жидкости будут уменьшаться от входа продукции до выхода газа из сепаратора. Чем больше длина сепаратора, тем меньше будут размеры капелек жидкости на выходе из сепаратора, соответственно и меньше содержание капелек жидкости в газовом потоке. Однако, следует учитывать, что частицы диаметром менее 0,01 мм не могут быть удалены простым осаждением. В горизонтальных сепараторах поток газа на выходе не встречается с потоком поступающей продукции, что исключает вероятность загрязнения газа каплями жидкости и позволяет увеличить скорость газового потока. Поверхность раздела фаз газ-жидкость довольно велика, поэтому требуется меньше времени для всплытия пузырьков газа в жидкости.

Кроме того, горизонтальные сепараторы монтировать и обслуживать намного проще, чем вертикальные.

Одноемкостный горизонтальный сепаратор той же производительности по газу, что и вертикальный, по размеру меньше и дешевле. Разница в стоимости возрастает при сепарации продукции под высоким давлением. В этом случае толщина стенки вертикального сепаратора высотой 3 м должна

быть рассчитана на высокое давление, но этот сепаратор можно заменить горизонтальным большей длины, меньшего диаметра и с меньшей толщиной стенки.

Стоимость двухъемкостных сепараторов больше стоимости одноъемкостных, их газовое пространство отделено от пространства для жидкости, что предотвращает смешивание двух фаз, а уровень жидкости всегда остается спокойным. В этом заключается преимущество таких сепараторов.

У сферических сепараторов первоначальные капиталовложения на единицу производительности по газу наименьшие, что является основным их преимуществом. Их лучше всего применять, когда дебиты скважин сравнительно низкие и постоянны. Монтаж и перемещение их осуществляются довольно просто. Кроме того, их легко очищать, они занимают небольшую площадь, особенно при двухступенчатой сепарации, так как одна сфера может монтироваться на другой. [7]

Для наглядного представления преимуществ и недостатков различных видов нефтегазовых сепараторов, сведем вышесказанное в таблицу 4, в которой меньшая цифра показывает большее преимущество.

Таблица 4 - Сравнение различных типов сепараторов

Параметр сравнения	Тип сепаратора			
	Вертикальный	Горизонтальный одноъемкостной	Горизонтальный двухъемкостной	Сферический
K/q_r^*	3	1	2	2
Экономичность при высокой производительности по газу, V_r	2	1	1	3
Экономичность при высоком давлении газа	3	1	1	2

Окончание таблицы 4

Содержание грязи, песка	1	3	3	1
Содержание пенистой нефти	4	1	1	3
Высокая вязкость и большая температура застывания	2	1	3	4
Пульсация потока	2	3	1	4
Регулирование уровня жидкости	1	4	2	3
Компактность	3	2	2	1
Изготовление	2	2	2	4
Монтаж	2	1	1	3
A/q_r **	1	4	3	2
* Первоначальные капиталовложения на единицу производительности по газу.				
** Потребная площадь на единицу производительности по газу.				

Изучив таблицу 4 можно сделать вывод, что горизонтальные сепараторы имеют больше преимуществ в сравнении с другими типа.

1.4 Сведения об аналогах

На нефтяных месторождениях применяются все типы нефтегазовых сепараторов. Но последнее время большее применение находят горизонтальные нефтегазовые сепараторы, благодаря тому, что они имеют ряд преимуществ. [7]

Далее рассмотрены основные модели отечественных и зарубежных нефтегазовых сепараторов. Анализ патентных источников приведён в Приложении А.

1.4.1 Горизонтальные сепараторы отечественного производства, характеристики

Основными моделями, представляющими отечественный рынок двухфазных сепараторов, являются сепараторы НГС.

Сепараторы нефтегазовые типа НГС разделяют продукцию скважин на газ и жидкость, а также осуществляют дегазацию непенистой нефти, очистку попутного газа.

Сепараторы являются частью установки сбора и подготовки продукции на нефтяных месторождениях. Эксплуатируются в условиях умеренного климата (от $+40^{\circ}\text{C}$ до -40°C) и умеренно-холодного климата (от $+40^{\circ}\text{C}$ до -60°C), а так же в районах, сейсмичность которых не выше 6 баллов по 12-ти бальной шкале.

Сепараторы представляют собой горизонтальный цилиндрический сосуд (рисунок 8), снабженный технологическими штуцерами, узлами предварительного отбора газа (депульсаторами) либо без них, пеногасящей насадкой из секций пластин, перегородками из просечно-вытяжных листов, каплеотбойниками.



Рисунок 8 - Сепаратор типа НГС

В зависимости от условий работы сепараторы изготавливаются с термообработкой и без термообработки, с устройствами и без устройств для крепления теплоизоляции.

Сосуды отличаются высокой прочностью и надежностью, находят в различных отраслях нефтегазовой промышленности широкое применение.

Эффективность дегазации нефти определяется количеством капельной жидкости, которая уносится газом из сепаратора, и количеством газа, уносимого потоком нефти. Дополнительными факторами, которые улучшают качество сепарации, являются: дополнительное перемешивание нефти, повышение ее температуры, снижение давления сепарации, барботаж нефти газом (который поступил с предыдущей ступени сепарации).

Материальное исполнение сепараторов зависит от климатических условий и представлено в таблице 5. [8]

Таблица 5 - Материальное исполнение сепараторов

Наименование сборочных единиц и деталей	Исполнение по материалам	
	Средняя температура наиболее холодной пятидневки, °С	
	до -40	до -60
	Марка материала	
Корпус, днища, опорные листы	Сталь 16ГС-6	Сталь 09Г2С-8
Опоры	Вст3пс4	Сталь 09Г2С-8
Фланцы	Сталь 20	Сталь 09Г2С Сталь 10Г2
Патрубки	Сталь 16ГС-6	Сталь 09Г2С-8
	Сталь 20	Сталь 10Г2
Заглушки	Сталь 16ГС-6	Сталь 09Г2С-8
Прокладки штуцеров, люков	Паронит, спирально-навитые, асбометаллические	

Допускается применение других марок сталей и других материалов (паронита, материала наполнителя спирально-навитых прокладок, материала

оболочек асбометаллических прокладок) в зависимости от условий эксплуатации (расчетное давление, рабочая среда, температура).

Схема условного обозначения сепаратора НГС:

НГС-Х1 - Х2 - Х3 - Х4 - Х5 - Х6 - Х7:

1 - Тип (I, II);

2 - Наличие пеногасящей насадки (П);

3 - Давление условное (от 0,6 до 4,0 МПа);

4 - Внутренний диаметр (мм);

5 - Материальное исполнение (1; 2);

6 - Термообработка (Т);

7 - Наличие теплоизоляции (И).

Например: НГС-II-П-1,6(1,4) - 1600-2-Т-И,

где НГС - обозначение устройства;

II - тип сепаратора;

П - с пеногасящей насадкой;

1,6 - расчетное давление в МПа;

1,4 - рабочее давление в МПа;

1600 - внутренний диаметр, мм;

2 - материальное исполнение;

Т - с термообработкой;

И - с устройством для крепления изоляции.

Таблица 6 - Основные технические параметры сепараторов типа НГС

Шифр аппарата	Объем, м ³	D _B , мм	L, мм	Объемная производительность	
				по нефти м ³ /ч	по газу, м ³ /ч
НГС 0,6-1200	6,3	1200	6511	20-100	20700
НГС 1,0-1200			6511		23300
НГС 1,6-1200			6545		31400

Окончание таблицы 6

НГС 2,5-1200	6,3	1200	6567		39000
НГС 4,0-1200			6604		55000
НГС 6,3-1200			6758		74900
НГС 0,6-1600	12,5	1600	8190	45-225	41400
НГС 1,0-1600			8190		46700
НГС 1,6-1600			8200		62900
НГС 2,5-1600			8221	45-225	78000
НГС 4,0-1600			8361		110000
НГС 6,3-1600			8471		149500
НГС 0,6-2000	25	2000	10101	86-430	62200
НГС 1,0-2000			10104		70000
НГС 1,6-2000			10133		94400
НГС 2,5-2000			10211		117200
НГС 4,0-2000	25	2000	10326	86-430	165000
НГС 6,3-2000			10468		224800
НГС 0,6-2400	50	2400	12889	160-800	82900
НГС 1,0-2400			12893		93500
НГС 1,6-2400			12944		125500
НГС 2,5-2400			12964		156300
НГС 4,0-2400			13128		220000
НГС 0,6-3000	100	3000	15215	300-1500	124000
НГС 1,0-3000			15229		140000
НГС 1,6-3000			15241		188000
НГС 2,5-3000			15320		234000
НГС 4,0-3000			15515		330000
НГС 0,6-3400	150	3400	17770	450-2250	165000
НГС 1,0-3400			17774		187000
НГС 1,6-3400			17826		251000
НГС 2,5-3400			17872		312000
НГС 4,0-3400			18061		440000

Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, не более 0,1 г/ м³.

Группа для контроля сварных соединений - 1. [8]

1.4.2 Зарубежные сепараторы

Компания «Weatherford» (Швейцария) выпускает двухфазные сепараторы, которые предназначены для разделения нефти и газа. Для подготовки и дальнейшей переработки нефти. Выпускаются в различных комбинациях, в зависимости от заданных условий эксплуатации. [9]

Таблица 7 - Технические параметры сепаратора TS-1440-42-10-Н

Расчетное давление при $t=50^{\circ}\text{C}$, (МПа)	9,928
Рабочая температура, ($^{\circ}\text{C}$)	-29...+121
Максимальное рабочее давление при $t=121^{\circ}\text{C}$, (МПа)	9,170
Максимальная производительность по жидкости, ($\text{м}^3/\text{сут}$)	2385
Максимальная производительность по газу, ($\text{м}^3/\text{сут}$)	2124000
Условия эксплуатации	$\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$
Размеры, (Д x Ш x В, м)	$6,058 \times 2,438 \times 2,591$
Масса пустого сепаратора, (кг)	15000



Рисунок 9 - Сепаратор компании «Weatherford» [9]

Сепараторы компании «Surface Equipment Corporation» (США). Компания «Surface Equipment Corporation» специализируется на оборудовании для добычи нефти и газа, и предоставляет широкий спектр двух- и трехфазных сепараторов. Эти сепараторы высокого давления доступны в вертикальных и горизонтальных конфигурациях, с широким диапазоном параметров и мощностей. [10]

Таблица 8 - Технические параметры сепараторов «SEC»

Максимальное давление, (МПа)	от 4,96 до 9,92
Рабочая температура, (°С)	-20...+48
Максимальная производительность по жидкости, (м ³ /сут)	780-2910
Максимальная производительность по газу, (м ³ /сут)	169902-1308245
Длина. (м)	7,315-14,63
Диаметр, (м)	3,048
Масса сепаратора, (кг)	15200-46900

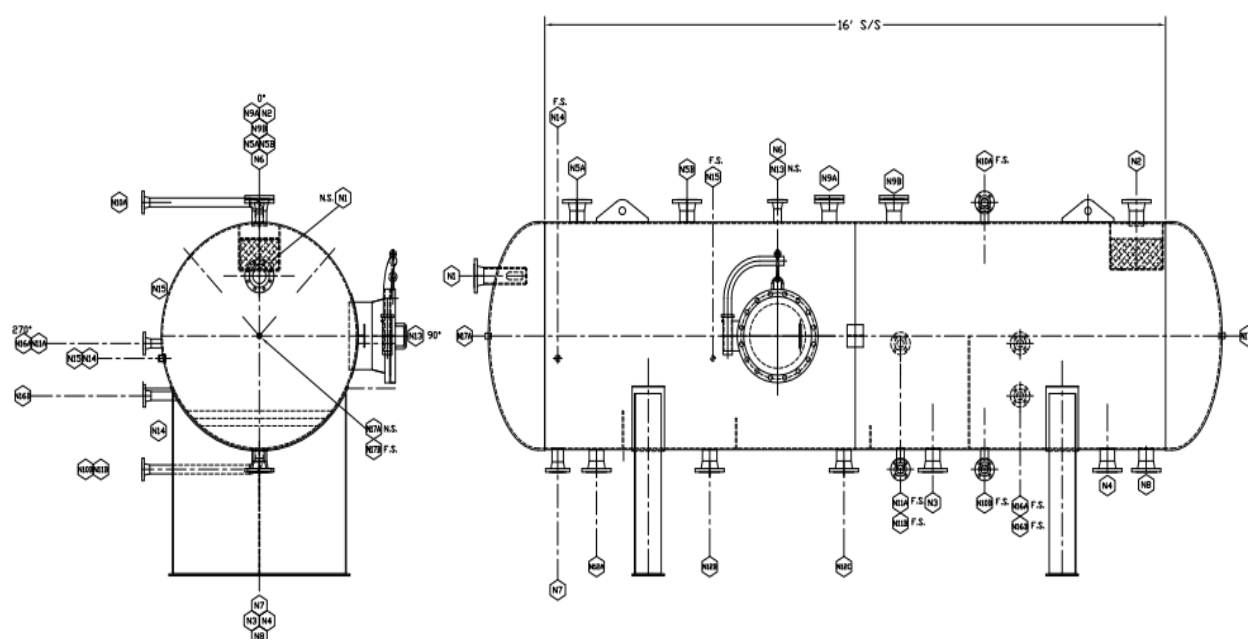


Рисунок 10 - Горизонтальный сепаратор компании «Surface Equipment Corporation» [10]

Сепараторы компании «Tetra Technologies» (США). Компания «Tetra Technologies» ориентирована на изготовления оборудования для добычи нефти и газа как на воде, так и на суше, а также на тестирование оборудования для разработки прогрессивных решений по улучшению производительности. Горизонтальные сепараторы выпускаются в двух комплектациях: стандартного и высокого давлений. [11]

Таблица 9 - Технические параметры сепараторов «Tetra Technologies»

Характеристика	Стандартное давление			Высокое давление	
Рабочее давление, (МПа)	9,928			13,962	
Рабочая температура, (°С)	-29...+48			-29...+93,33	
Размер блока, (м)	9 x 3	11 x 3	12,8 x 3,6	11 x 3	14,63 x 3,6
Производительность по газу, (м ³ /сут)	1274265	1557435	2265360	1840605	2973285
Производительность по жидкости, (м ³ /сут)	795	954	2385	1272	2703
Размеры сосуда, (Д x Ш x В, м)	6,46 x 2,17 x 2,31		5,79 x 2,31 x 2,53	6,46 x 2,17 x 2,43	5,79 x 2,31 x 2,53
Вес, (кг)	15000	20000	36000	30000	52000



Рисунок 11 - Сепаратор фирмы «Tetra Technologies» [11]

1.4.3 Сравнительная характеристика сепараторов отечественного и зарубежного образца

За сравнение были выбраны сепараторы различных производителей с приблизительно одинаковыми размерными параметрами.

Таблица 10 - Сравнительная характеристика сепараторов

Производитель	Технопарк	Weatherford	Surface Equipment Corporation	Tetra Technologies
Страна производитель	РФ	Швейцария	США	США
Марка	НГС 6,3-1200	TS-1440-42-10-Н	-	-
Максимальное давление (МПа)	6,3	9,928	4,96	13,96
Диапазон рабочих температур (°С)	-60...+63	-29...+121	-20...+48	-29...+93
Производительность по газу(м ³ /сут)	1797600	2124000	1308245	2973285
Производительность по жидкости (м ³ /сут)	2400	2385	1845	2703

Проанализировав таблицу, можно сделать вывод, что зарубежные сепараторы компании «Tetra Technologies» имеют небольшие преимущества по сравнению с отечественными, так как они обладают большей производительностью по газу и жидкости. Но эти сепараторы не рассчитаны на низкие температуры в отличие от отечественного образца.

1.5 Заключение к литературному обзору

Таким образом, в результате изучения и оценки существующих конструкций двухфазных нефтегазовых сепараторов по учебной, справочно-

нормативной, научно-технической и патентной информации установлено, что наиболее распространенным видом двухфазных сепараторов являются горизонтальные сепараторы.

Однако, не смотря на все свои достоинства и на развитие нефтегазодобывающей промышленности, двухфазные горизонтальные нефтегазовые сепараторы не обладают достаточной эффективностью, так как они имеют недостаточно высокую производительность по газу. А ее увеличение достигается, зачастую, путем увеличения размеров сепаратора. Кроме того, выделение газа из газожидкостной смеси в них происходит недостаточно эффективно. [12]

В связи с вышесказанным, актуальной задачей является повышение производительности горизонтального двухфазного нефтегазового сепаратора по газу, при сохранении габаритных размеров. При этом необходимо выполнить модернизацию конструкции сепаратора для повышения газовыделения и производительности по газу.

2 Конструкторско-технологический раздел

2.1 Разработка принципиальной технологической схемы сепаратора

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана технологическая схема сепарационной установки, представленная на рисунке 12. Принцип работы установки заключается в следующем.

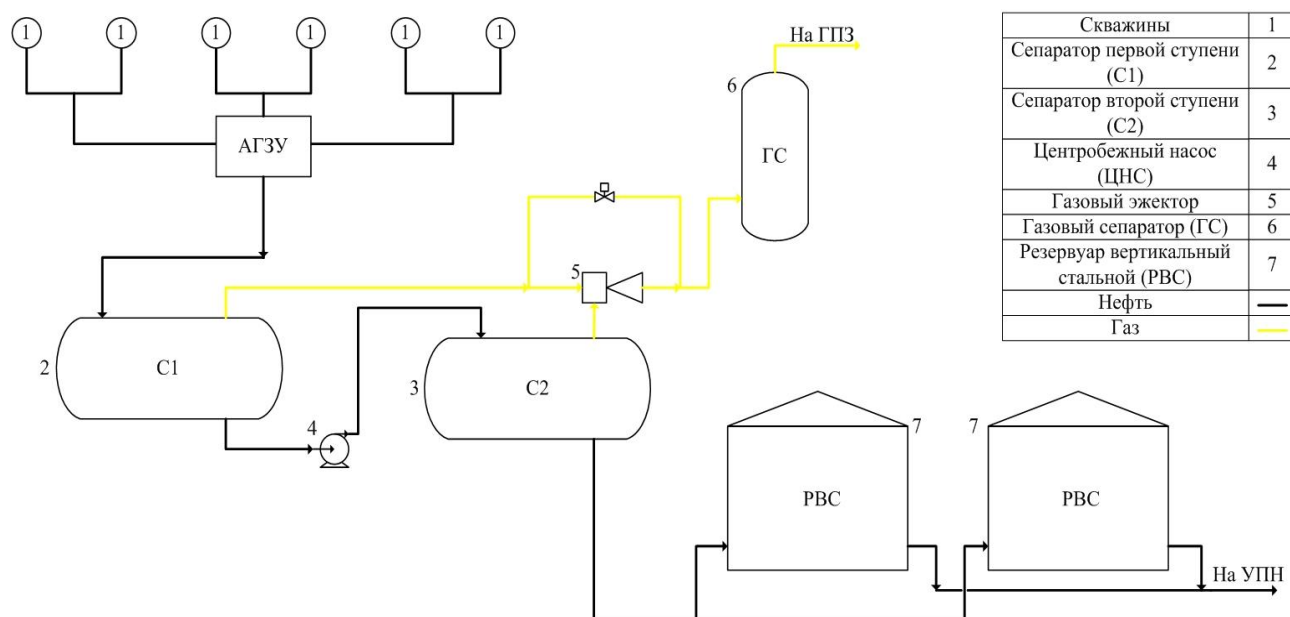


Рисунок 12 - Технологическая схема сепарационной установки

Со скважин 1 газожидкостная смесь поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), где происходит ее учет. После чего следует на первую ступень сепарации.

Частично разгазированная нефть из сепаратора первой ступени (С1) 2, с помощью центробежного насоса 4, подается в сепаратор второй ступени (С2) 3. Газ, отделившийся в С1, направляется в качестве эжектирующего потока в газовый эжектор 5, который установлен на выходе газа из С2.

Эжектор позволяет создать разрежение внутри сепаратора С2, что, в свою очередь, способствует выделению остаточного газа из нефти. После эжектора

газа направляется в газовый сепаратор (ГС) 6, затем на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

Нефть после С2 направляется в товарный парк, откуда поступает на установку переработки нефти (УПН).

2.2 Разработка конструкции сепаратора

В качестве аналога выберем горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор НГС 1,6-1600, который позволит обеспечить требуемую производительность по смеси (100 т/ч). [8]

Сепаратор НГС 1,6-1600 имеет следующие характеристики:

$V_C=12,5 \text{ м}^3$ - объем сепаратора;

$P_y=1,6 \text{ МПа}$ - давление условное;

$L=7200 \text{ мм}$ - длина;

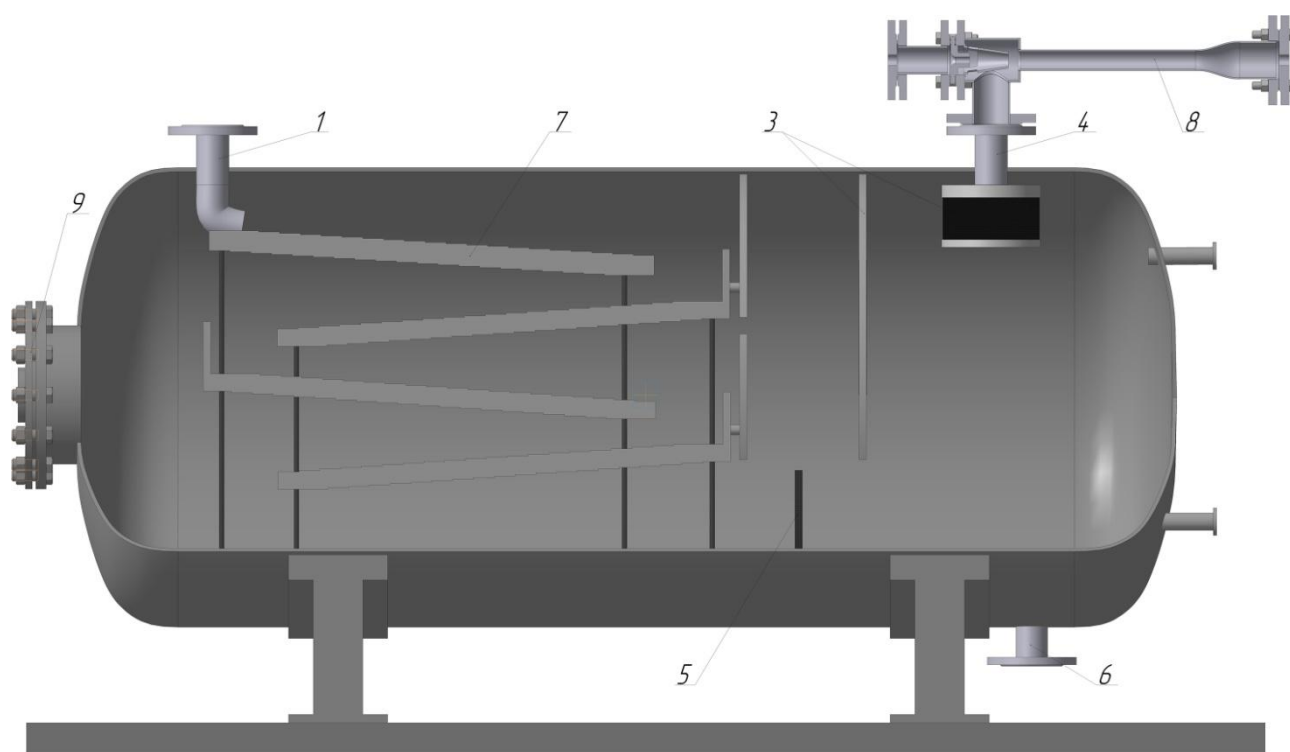
$D_6=1600 \text{ мм}$ - внутренний диаметр.

Повышение эффективности газовыделения достигается благодаря увеличению длины и количества наклонных желобов-дефлекторов, а увеличение производительности по газу, за счет установки струйного насоса (газового эжектора) на выходе газа.

В разрабатываемом сепараторе (рисунок 13) у патрубка ввода газонефтяной смеси 2 смонтированы наклонные желоба-дефлекторы 7, возле патрубка 4, из которого осуществляется выход газа, установлены вертикальные и горизонтальные каплеотбойники 3. Для предотвращения вспенивания жидкости, в сепараторе смонтирована перфорированная перегородка 5. На выходе газа установлен струйный насос (эжектор) 8, сброс жидкости осуществляется через патрубок 6.

Принцип работы заключается в следующем: газожидкостная смесь подается в сепаратор через вводный патрубок, изменяет свое направление и попадает на наклонные желоба. Отделившийся газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник, затем горизонтальный. Эти каплеотбойники

предотвращают вынос капелек жидкости из сепаратора потоком отделившегося газа. Выделившийся в сепараторе газ, через патрубок выхода газа поступает в эжектор, откуда под воздействием эжектирующего газа подается в газосборную сеть. Разгазированная жидкость скапливается в нижней части сепаратора и через патрубок сброса выводится из него.



1 - корпус; 2 - вводный патрубок; 3 - каплеотбойники; 4 - патрубок выхода газа; 5 - перфорированная перегородка; 6 - патрубок сброса жидкости; 7 - наклонные желоба-дефлекторы; 8 - эжектор; 9 - люк-лаз;

Рисунок 13 - Разработанная конструкция горизонтального нефтегазового сепаратора

Наклонные желоба-дефлекторы - устройства для изменения направления потока жидкости или газа. [2]

Увеличение длины и количества наклонных желобов (рисунок 14) позволит уменьшить скорость потока газожидкостной смеси, в связи с чем увеличится количество газа, выделившееся из жидкости за единицу времени. За счет ступенчатого течения будет происходить соударение жидкости с поверхностями наклонных желобов, благодаря этому из жидкости будет выделяться больше газа.

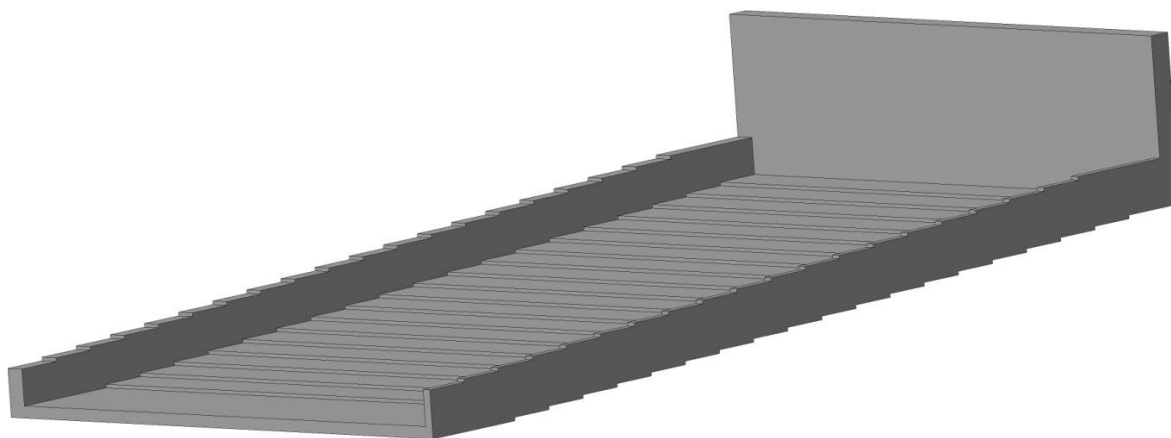


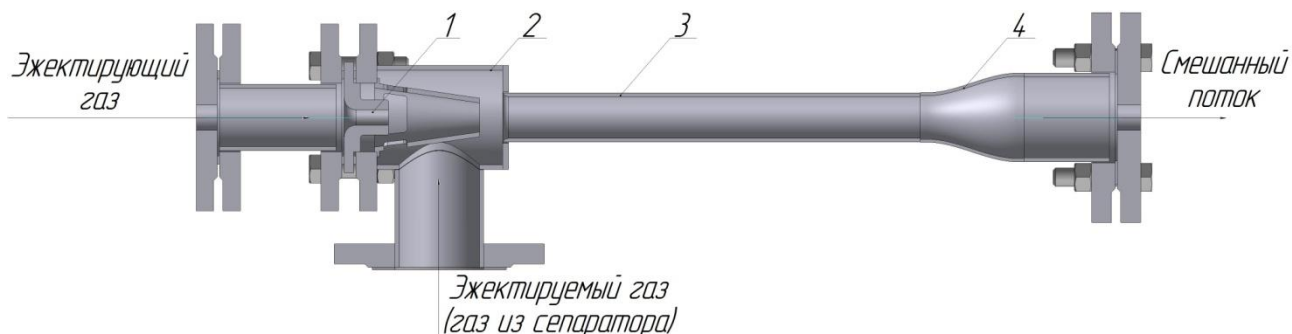
Рисунок 14 - Желоб-дефлектор

Газовый эжектор (рисунок 15) - струйный аппарат, рабочей средой в котором является газ. Основными достоинствами эжектора является:

- простота конструкции;
- компактность;
- незначительный износ;
- простота в монтаже;
- возможность работы с засоренными и агрессивными средами.

В эжекторе осуществляется передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой.

Самыми важными узлами для работы эжектора являются сопло и диффузор. Через эти узлы последовательно прокачивается рабочая среда. [13]



1 - рабочее сопло; 2 - голова эжектора; 3 - камера смешения; 4 - диффузор;

Рисунок 15 - Газовый эжектор

Между рабочим соплом и диффузором находится область с самым низким статическим давлением. Эжектируемый газ поступает в камеру смешения и объединяется с эжектирующим газом, который прокачивается в этом месте с очень большой скоростью, формируется смешанный поток. Потоки газа смешиваются со сверхзвуковой скоростью, и эта смесь подаётся на диффузор, в котором происходит ее торможение и рост давления. При этом скорость потока падает до скорости звука. Повышение давления происходит в расширяющейся части диффузора. [14]

При установке эжектора, внутри сепаратора будет создаваться пониженное давление, способствующее извлечению газа из нефти. В качестве эжектирующего газа можно применять поток попутного газа, предварительно отобранного из газожидкостной смеси.

Установка газового эжектора на выходе газовой среды, позволит увеличить объем газа, выходящего из сепаратора за единицу времени, так как данное решение обеспечит его интенсивный и непрерывный отвод. В результате чего производительность по газу горизонтального сепаратора повысится.

Кроме того, сепаратор оборудуется запорной и регулирующей арматурой, а так же манометрами и уровнемерами.

2.3 Расчетная часть

2.3.1 Прочностной расчет

При расчёте сосудов, на прочность, применяют следующие теории прочности:

1. Теория наибольших нормальных напряжений, по которой за расчётное принимают наибольшее кольцевое напряжение, определяемое для тонкостенных сосудов по формуле [12]:

$$\sigma_K = \frac{P_B \cdot D_c}{2 \cdot S}, \text{ [Па]} \quad (1)$$

где P_B - давление испытания (0,98 МПа);

D_c - средний диаметр сепаратора, м;

S - толщина стенки сосуда, м.

При расчёте допускаем, что [12]:

$$\sigma_K = [\sigma]_T, \quad (2)$$

где $[\sigma]_T$ - допускаемые напряжения при рабочей температуре.

$$[\sigma]_T = 0,9 \sigma_T \text{ [Па]}, \quad (3)$$

где σ_T - предел текучести материала, для стали 09Г2С-8: $\sigma_T = 345$ МПа.

Допускаемые напряжения при рабочей температуре по формуле (3):

$$[\sigma]_T = 0,9 \cdot 345 \cdot 10^6 = 310,5 \cdot 10^6 \text{ [Па]}.$$

Средний диаметр сепаратора высчитываем по формуле [12]:

$$D_c = D_\delta + S \text{ [мм]}, \quad (4)$$

где D_δ - внутренний диаметр сепаратора, м.

Отсюда толщина стенки сепаратора равна:

$$S = \frac{P_B \cdot D_\delta}{2 \cdot [\sigma]_T - P_B}, \text{ [м]}. \quad (5)$$

По формуле (5):

$$S = \frac{0,98 \cdot 10^6 \cdot 1,6}{2 \cdot 310,5 \cdot 10^6 - 0,98 \cdot 10^6} = 0,0025 \text{ м} = 2,5 \text{ [мм]}.$$

Средний диаметр сепаратора по формуле (4):

$$D_c = 1,6 + 0,0025 = 1,6025 \text{ [м]}.$$

Наибольшее кольцевое напряжение по формуле (1):

$$\sigma_K = \frac{0,98 \cdot 10^6 \cdot 1,6025}{2 \cdot 0,0025} = 310,5 \cdot 10^6 \text{ [Па]}.$$

2. Теория наибольших касательных напряжений, по которой за эквивалентное напряжение берут разницу между наибольшим и наименьшим напряжениями.

Эквивалентное напряжение в сепараторе [12]:

$$\sigma_{\text{э}} = \sigma_{\text{max}} - \sigma_{\text{min}} \text{ [Па]}, \quad (6)$$

где σ_{max} - наибольшее напряжение в сепараторе, Па;

σ_{min} - наименьшее напряжение в сепараторе, Па.

Для тонкостенных сосудов имеем [12]:

$$\sigma_{\text{max}} = \sigma_K = \frac{P_{\text{в}} \cdot D_c}{2 \cdot S} \text{ [Па]}. \quad (7)$$

Наименьшее напряжение в сепараторе [12]:

$$\sigma_{\text{min}} = P_{\text{в}} \text{ [Па]}. \quad (8)$$

Отсюда эквивалентное напряжение в сепараторе:

$$\sigma_3 = \frac{P_6 \cdot (D_6 + 3S)}{2S} \text{ [Па]}. \quad (9)$$

Расчётная формула толщины стенки при $\sigma_3 = [\sigma]_T$:

$$S = \frac{P_6 \cdot D_6}{2 \cdot [\sigma]_T - 3 \cdot P_6} \text{ [М]}. \quad (10)$$

По формуле (10):

$$S = \frac{0,98 \cdot 10^6 \cdot 1,6}{2 \cdot 310,5 \cdot 10^6 - 3 \cdot 0,98 \cdot 10^6} = 0,00254 \text{ м} = 2,54 \text{ [мм]}.$$

3. Энергетическая теория прочности.

В данном случае эквивалентное напряжение рассчитывается по формуле [12]:

$$\sigma_3 = \sqrt{0,5 \cdot [(\sigma_K - \sigma_M)^2 + (\sigma_K - \sigma_R)^2 + (\sigma_M - \sigma_R)^2]} \text{ [Па]}, \quad (11)$$

где σ_M - меридиональное (продольное) напряжение, Па. [14]

Оно рассчитывается следующим образом:

$$\sigma_M = \frac{P_6 \cdot D_6}{4S} \text{ [Па]}. \quad (12)$$

Подставив в (11) значение σ_K из (1) и σ_M из (12) и приравняв σ_R к нулю, получим:

$$S = \frac{P_6 \cdot D_6}{2,3 \cdot [\sigma]_T - P_6} \text{ [М]}. \quad (13)$$

По формуле (13):

$$S = \frac{0,98 \cdot 10^6 \cdot 1,6}{2,3 \cdot 310,5 \cdot 10^6 - 0,98 \cdot 10^6} = 0,0022 \text{ м} = 2,2 \text{ [мм]}.$$

По формуле (12):

$$\sigma_M = \frac{0,98 \cdot 10^6 \cdot 1,6}{4 \cdot 0,0022} = 178,18 \text{ [Па]}.$$

Для тонкостенных сосудов, нормальное напряжение рассчитывается как [12]:

$$\sigma_R = -P_{\text{в}} \text{ [Па]}. \quad (14)$$

Тогда, эквивалентное напряжение по формуле (11):

$$\sigma_{\text{э}} = \sqrt{0,5 \cdot \left[(310,5 - 178,18)^2 + (310,5 + 0,98)^2 + (178,18 + 0,98)^2 \right]} \cdot 10^6 = 271 \cdot 10^6 \text{ [Па]}$$

Анализ данных расчётов показывает, что наименьшая толщина стенки сепаратора получается по третьей теории прочности.

Для расчета сосудов, работающих при внутреннем давлении, принимают формулы, полученные из первой теории прочности, и компенсируют погрешность расчетных формул введением запаса прочности $n_T = 1,2$.

Поэтому напряжение при испытании сосуда должно составлять [12]:

$$\sigma = \frac{\sigma_T}{1,2} \text{ [МПа]}. \quad (15)$$

С другой стороны, давление испытания превышает рабочее, а следовательно, и напряжение при испытании σ превышает допустимое рабочее $[\sigma]_T$ в 1,25 раза, т. е.:

$$\sigma \leq 1,25 \cdot \sigma_T. \quad (16)$$

Из формул (15) и (16) получаем допускаемое рабочее напряжение:

$$[\sigma]_T \leq \frac{\sigma_T}{n_t} = \frac{345}{1,5} = 230 \text{ [МПа]}. \quad (17)$$

Для стали 09Г2С-8:

$$\sigma_T \approx 0,58 \cdot \sigma_\sigma, \quad (18)$$

где σ_σ - предел прочности стали, МПа.

Следовательно [12]:

$$[\sigma]_T \approx \frac{\sigma_\sigma}{2,6}, \quad (19)$$

где σ_σ - предел прочности, МПа.

Из формулы (19), допускаемое напряжение:

$$[\sigma]_T = \frac{470}{2,6} = 180,77 \text{ [МПа]}.$$

Для определения допускаемого напряжения проводят расчеты по формулам (17) и (19) и берут наименьшее, в данном случае наименьшим является $[\sigma]_T = 180,77$ МПа.

После проведения прочностного расчета было получено значение толщины стенки сепаратора, $S = 2,5$ мм. Рассчитаем толщину стенки с учетом поправки на коррозию $C_1 = 1,5$, тогда:

$$S = 2,5 + 1,5 = 4 \text{ [мм]}.$$

2.3.2 Материальный баланс сепарационной установки

Исходными данными для расчета материального баланса являются:

$G=100000$ - количество газожидкостной смеси, поступающей на вторую ступень сепарации, $\frac{\text{кг}}{\text{ч}}$;

$\rho_{жс}=824,0$ - плотность жидкости, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_г=0,851$ - плотность газа, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Зададим условием, что содержание газовой и жидкой фазы в газожидкостной смеси равно 15% и 85% соответственно.

Вычислим количество газа, отделившегося в сепараторе $G_г$:

$$G_г=0,15 \cdot G=0,15 \cdot 100000=15000 \left[\frac{\text{кг}}{\text{ч}} \right]. \quad (20)$$

Тогда объем газа равен $V_г$:

$$V_г = \frac{G_г}{\rho_г} = \frac{15000}{0,851} = 17626,32 \left[\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right]. \quad (21)$$

Рассчитаем количество жидкости на выходе из сепаратора $G_{жс}$:

$$G_{жс}=0,85 \cdot G=0,85 \cdot 100000=85000 \left[\frac{\text{кг}}{\text{ч}} \right]. \quad (22)$$

Тогда объем жидкости равен $V_{жс}$:

$$V_{жс} = \frac{G_{жс}}{\rho_{жс}} = \frac{85000}{824,0} = 103,16 \left[\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right]. \quad (23)$$

Условие материального баланса:

$$G = G_2 + G_{жс} \left[\frac{\kappa_2}{\gamma} \right]. \quad (24)$$

Подставив полученные результаты в формулу (24), получаем:

$$100000 = 15000 + 85000 \rightarrow 100000 = 100000 \left[\frac{\kappa_2}{\gamma} \right]$$

Условие материального баланса выполняется, следовательно, расчет произведен верно. [2]

2.3.3 Расчёт газоструйного эжектора

На рисунке 16 представлена схема газового эжектора.

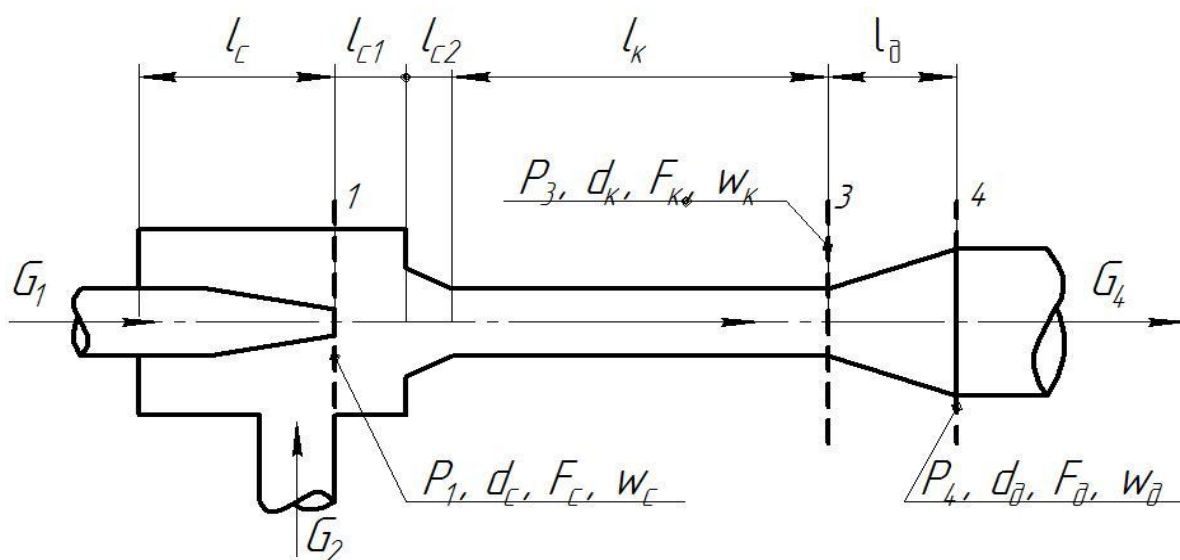


Рисунок 16 - Схема эжектора

Исходными данными для расчета газоструйного эжектора являются:

$T_1 = T_2 = 293$ - температура эжектирующего и эжектируемого газа, К;

$k = 1,31$ - показатель адиабаты;

$R = 522,9$ - газовая постоянная, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

$\gamma=8,348$ - удельный вес газа, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$;

$P_1=1,6$ - давление эжектирующего газа, МПа;

$P_2=0,6$ - давление эжектируемого газа, МПа;

$P_3=1,6$ - давление перед входом в диффузор, МПа;

$G_2=4,167$ - расход эжектируемого газа, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Зададим коэффициент эжекции $q=2,5$. Тогда расход эжектирующего газа G_1 равен [14]:

$$G_1 = \frac{G_2}{q} = \frac{4,167}{2,5} = 1,667 \left[\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right]. \quad (25)$$

Рассчитаем относительное давление $P_{\text{отн}}$ [15]:

$$P_{\text{отн}} = \frac{P_2}{P_1}, \quad (26)$$

$$P_{\text{отн}} = \frac{0,6}{1,6} = 0,375.$$

Так как $T_1=T_2$, то температура торможения будет постоянна в любом сечении эжектора и будет равна $T_0=293$ К.

Вычислим скорость истечения потока газа из рабочего сопла w_c [14]:

$$w_c = \sqrt{\frac{2k}{k+1} RT_1} \left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right], \quad (27)$$

$$w_c = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,31}{1,31+1} \cdot 522,9 \cdot 293} = 416,86 \left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right].$$

Вычислим диаметр выходного сечения рабочего сопла d_c [14]:

$$d_c = \sqrt{\frac{4}{3,14} \cdot F_c} \text{ [м]}, \quad (28)$$

где F_c - площадь выходного сечения рабочего сопла, м².

Площадь выходного сечения рабочего сопла F_c рассчитывается следующим образом [14]:

$$F_c = \frac{G_1}{\gamma \cdot w_c} = \frac{1,667}{8,348 \cdot 416,86} = 0,000479 \text{ [м}^2\text{]}, \quad (29)$$

Подставив полученное в (29) значение в формулу (28), получим:

$$d_c = \sqrt{\frac{4}{3,14} \cdot 0,000479} = 0,025 = 25 \text{ [мм]}.$$

Площадь сечения камеры смещения F_k [14]:

$$F_k = 24,5 \cdot F_c = 24,5 \cdot 0,000479 = 0,01174 \text{ [м}^2\text{]}. \quad (30)$$

Вычислим диаметр сечения камеры смешения d_k [14]:

$$d_k = \sqrt{\frac{4}{3,14} \cdot F_k} = \sqrt{\frac{4}{3,14} \cdot 0,01174} = 0,122 \text{ [м]} = 122 \text{ [мм]}. \quad (31)$$

Вычислим скорость потока газа в конце камеры смешения w_k :

$$w_k = \frac{G_1 + G_2}{8,348 \cdot F_k} = \frac{1,667 + 3,96}{8,348 \cdot 0,01174} = 57,42 \left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right]. \quad (32)$$

Диаметр конечного сечения диффузора d_d рассчитывается в соответствии с рекомендациями:

$$d_{\partial}=1,7 \cdot d_{\kappa}=1,7 \cdot 122=207 \text{ [мм]}. \quad (33)$$

Тогда площадь конечного сечения диффузора F_{∂} равна:

$$F_{\partial}=\frac{3,14 \cdot d_{\partial}^2}{4}=\frac{3,14 \cdot 0,207^2}{4}=0,03377 \text{ [м}^2\text{]}. \quad (34)$$

Вычислим отношение s площади конечного сечения диффузора к площади сечения камеры смешения [14]:

$$s=\frac{F_{\partial}}{F_{\kappa}}=\frac{0,03377}{0,01174}=2,88. \quad (35)$$

Если в конце камеры смешения установить диффузор с углом раскрытия $\alpha=8^{\circ}$ и отношением $s=2,88$, то коэффициент восстановления давления будет равен $\varphi=0,802$.

Рассчитаем давление за диффузором P_4 [14]:

$$P_4=P_3+\varphi \cdot \frac{8,348 \cdot w_{\kappa}^2}{2 \cdot g}=1,6+0,802 \cdot \frac{8,348 \cdot 57,42^2}{19,62}=1,81 \text{ [МПа]}. \quad (36)$$

Скорость движения потока за диффузором w_{∂} :

$$w_{\partial}=\frac{w_{\kappa}}{s}=\frac{57,42}{2,88}=19,9 \text{ [м/с]}. \quad (37)$$

Длину рабочего сопла l_c рекомендовано принимать [14]:

$$l_c=(6-10) \cdot d_c=6 \cdot 25=150 \text{ [мм]}. \quad (38)$$

Длина цилиндрической части выходного сечения сопла $l_{c.ц.}$ вычисляется:

$$l_{c.ц.}=(0,25-0,5) \cdot d_c=0,5 \cdot 25=12,5 \text{ [мм]}. \quad (39)$$

Расстояние от сопла до входного участка камеры смешения l_{c1} рекомендуется принимать:

$$l_{c1}=(1-1,5) \cdot d_k=1 \cdot 122=122 \text{ [мм]}. \quad (40)$$

Длина входного участка камеры смешения равна l_{c2} :

$$l_{c2}=(0,8-1,0) \cdot d_k=0,8 \cdot 122=98 \text{ [мм]}. \quad (41)$$

Длина цилиндрической части камеры смешения l_k вычисляется [14]:

$$l_k=(4-8) \cdot d_k=4 \cdot 122=485 \text{ [мм]}. \quad (42)$$

Длину диффузора l_δ определяют по формуле:

$$l_\delta=(6-7) \cdot (d_\delta-d_k)=7 \cdot (207-122)=595 \text{ [мм]}. \quad (43)$$

Диаметр входной части камеры смешения $d_{вх.к.}$ рассчитывается следующим образом [14]:

$$d_{вх.к.}=d_k+l_{c2}=122+98=220 \text{ [мм]}. \quad (44)$$

Длина всего эжектора l равна сумме значений, полученных по формулам (38), (40), (41), (42), (43):

$$l=l_c+l_{c1}+l_{c2}+l_k+l_\delta \text{ [мм]}, \quad (45)$$

$$l=150+122+98+485+595=1450 \text{ [мм]}.$$

Выполнив расчет газового эжектора по заданным параметрам, удалось определить геометрические размеры аппарата, давления и скорости потока в сечениях.

3 Эксплуатация и ремонт нефтегазового сепаратора

Нефтегазовый сепаратор - это сосуд, работающий под высоким давлением. Его эксплуатация проводится исключительно согласно рабочей инструкции.

Для предупреждения неисправностей сепараторы подлежат наружному и внутреннему осмотрам (не менее 1-го раза в 2 года) и гидравлическим испытаниям (1 раз в 8 лет).

3.1 Особенности эксплуатации и обслуживания сепаратора

В случаях, которые предусмотрены инструкцией по эксплуатации и безопасному обслуживанию, сосуд должен быть немедленно остановлен если:

- в паспорте отсутствует разрешение на эксплуатацию;
- давление в сосуде поднялось выше разрешённого и не снижается, несмотря на предпринятые рабочим составом меры;
- рабочая температура стенки корпуса сосуда превысила разрешённую, которая указана в паспорте на сосуд и не снижается, не смотря на предпринятые рабочим составом меры;
- выявлены неисправности предохранительных устройств, предотвращающих превышение давления;
- в сосуде и его элементах обнаружены неплотности, выпучины, разрывы прокладок;
- неисправен манометр, а определить давление с помощью других приборов невозможно;
- вышли из строя все указатели уровня жидкости;
- неисправны предохранительные блокировочные устройства;
- нарушен технологический регламент;
- во фланцевых соединениях обнаружены следы промокания теплоизоляции и течи;

- возник пожар, который представляет угрозу сосуду и т.д.

Порядок аварийной остановки сосуда и последующего ввода его в работу должен быть указан в инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию сосуда.

Время и причины аварийной остановки сосуда должны записываться в сменном журнале.

Для выполнения работ по техническому обслуживанию необходимо иметь:

- для проведения цветной дефектоскопии набор дефектоскопических материалов, инструмента и принадлежностей согласно ОСТ 26-5-99;
- для проведения толщинометрии ультразвуковой толщиномер с точностью измерений $\pm 0,1$ мм;
- для создания давления при гидроиспытании поршневой насос с давлением нагнетания не менее - 2,5 (25) МПа (кгс/см);
- для замера давления при гидроиспытании манометр, класс точности 2,5 со шкалой 0-25 кгс/см;
- набор искробезопасного инструмента.

Перед вводом в эксплуатацию следует проверить:

- наличие в паспорте сосуда штампа Ростехнадзора о его регистрации;
- наличие записей результатов освидетельствования;
- внешним осмотром надёжность болтовых и фланцевых соединений;
- надёжность крепления сосуда к фундаменту;
- надёжность заземления;
- общее состояние сосуда, правильность и надёжность присоединения технологических трубопроводов, запорной арматуры и КИПиА;
- надёжность работы регулирующей, запорной и предохранительной арматуры, связанной с сосудом по технологической схеме;
- отсутствие временно установленных заглушек на рабочих участках трубопроводов.

Управление и контроль за работой сосуда ведётся аппаратчиком по месту расположения сосуда.

Обслуживающий персонал должен в своих действиях руководствоваться требованиями технологического регламента и инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию сосуда. [18]

Планирование проведения ремонтов технологических установок (объектов) производится с учетом следующих основных факторов:

- анализа и обобщения опыта эксплуатации установок;
- установленной структуры ремонтного цикла оборудования;
- периодичности проведения ремонтных и регламентных работ;
- обеспечения выполнения установленной программы выпуска товарной продукции и ритмичности поставки сырья, реагентов и материалов предприятиями-поставщиками;
- возможности ремонтной службы предприятия, подрядных ремонтных и строительных организаций, обеспеченности ремонтными материалами;
- взаимосвязи технологических установок на предприятии;
- периодичности освидетельствования и испытания сосудов и аппаратов, тарировки предохранительных клапанов, МПУ;
- периодичности ревизии, поверки и калибровки средств КИПиА и СБ и ПАЗ, АСУТП;
- периодичности ремонтов и испытания электрических сетей и электрооборудования.

При проведении технического обслуживания проводится комплекс мероприятий по текущему эксплуатационному обслуживанию. В эти мероприятия входит наружный осмотр с целью выявления явных дефектов.

Сосуды, работающие под давлением, подвергаются досрочному техническому освидетельствованию в присутствии инспектора Госгортехнадзора:

- после реконструкции и ремонта с применением сварки элементов, работающих под давлением;

- если перед пуском в работу они находились в бездействии более одного года;
- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;
- если такое освидетельствование необходимо по усмотрению инспектора, лица, осуществляющего надзор или лица, ответственного за исправное состояние и безопасную работу сосуда.

Перед освидетельствованием сосуд должен быть освобожден от конденсата, грязи (продут через дренажное устройство), остановлен, отключен заглушками от всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источниками давления, стравлен газ; перед гидравлическим испытанием вся арматура должна быть тщательно очищена, краны и клапаны притерты, люки плотно закрыты.

На каждый сосуд после его установки и регистрации наносится краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200x150 мм:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- дата следующего осмотра и гидравлического испытания. [18]

3.2 Чистка сепаратора

Чистка сепаратора от различного вида отложений (соли, накипь, кокс, грязь, смолы) осуществляется различными способами. Выбор способа чистки определяется природой и количеством отложений, а также возможностями ремонтной службы предприятия.

Различают следующие способы чистки:

- механическая - отложения удаляют с помощью сверл, фрез, буров, скребков, бойков, щеток, ершей с ручным или механическим приводом. Это один из наиболее простых и распространенных способов для твердых и химически инертных отложений с хорошей адгезией к металлу. Однако она

требует больших трудозатрат, имеется опасность механического повреждения очищаемых поверхностей.

– гидромеханическая - при гидромеханической чистке для съема отложений используют энергию струи воды высокого давления (водоструйная чистка) или же смеси воды с песком или воздухом (соответственно пескоструйная и гидропневматическая чистка). Гидромеханическая чистка менее трудоемка и обеспечивает лучшие условия труда чем механическая чистка.

– физико-химическая - осуществляется циркуляцией соответствующей среды, которая может физически или химически воздействовать на отложения. К физико-химическим способам относится промывка аппарата с целью растворения осадка холодной или горячей водой, керосином или соляровым маслом, органическими растворителями, кипячение, выжигание кокса, воздействие на осадок химическими реагентами. [2]

3.3 Ремонт корпуса сепаратора

Характерными дефектами корпусов сепараторов, появляющимися в процессе эксплуатации, являются:

- трещины всех видов и направлений в сварных швах, околошовной зоне и в основном металле;
- коррозионное поражение сварных швов и основного металла в виде сплошной равномерной или неравномерной коррозии, локальной коррозии (язвы, питтинги и т.п.);
- эрозионный износ;
- гофры, вмятины, выпучены и другие виды деформации корпуса;
- расслоение металла. [16]

Ремонт корпуса должен осуществляться ремонтными подразделениями предприятий или специализированными организациями, располагающими специальными техническими средствами и работниками, обеспечивающими

качественное выполнение работ в соответствии с требованиями стандартов и руководящих документов Госгортехнадзора РФ.

Руководящие инженерно-технические работники и сварщики, занятые монтажом и ремонтом сосудов, должны быть аттестованы в соответствии с «Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России» и «Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства» ПБ 03-273-99.

Для ремонта корпусов должен применяться материал, указанный в паспорте на аппарат качество и характеристики этого материала должны подтверждаться соответствующими сертификатами предприятия-поставщика.

Возможность замены марки стали должна быть подтверждена прочностным расчетом и согласована специализированной организацией.

При выборе материалов для ремонта должны учитываться, расчетное давление, температура стенки (минимальная отрицательная и максимальная расчетная), химический состав и характер среды, технологические свойства и коррозионная стойкость материалов.

Ремонт корпусов аппаратов производится тремя способами:

- заварка дефекта или наплавка дефектного участка;
- замена дефектного участка (установки вставок, смена листа, обечайки, днища, штуцера);
- удаление дефекта, при этом остаточная толщина стенки должна обеспечивать прочность и надежность работы сосуда, что должно быть подтверждено расчетом. [16]

3.4 Неразрушающий контроль нефтегазовых сепараторов

Неразрушающий контроль (НК) деталей сепаратора выполняет специализированная лаборатория. Техническое освидетельствование

сепараторов, находящихся в эксплуатации и не подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора, проводится один раз в год. [17]

Техническое освидетельствование сепаратора состоит из наружного и внутреннего осмотров, в результате которых должны быть выявлены и устранены все дефекты, снижающие прочность сепараторов:

- на поверхности - трещин, надрывов, коррозии стенок, выпучин;
- в сварных швах - трещин всех видов и направлений, свищей, прожогов, незаплавленных кратеров.

Сварные швы после визуального контроля и гидравлического испытания подвергаются ультразвуковой дефектоскопии в соответствии с ГОСТ 14782-86.

3.4.1 Аппаратура для неразрушающего контроля

Для визуального контроля применяются оптические приборы с увеличением до 10, например лупы ЛИП-3-10^x ГОСТ 25706-83.

Для контроля линейных размеров применяются: линейка - 500 ГОСТ 427-75; штангенциркуль ШЦ-1-300-0,05 ГОСТ 166-89.

Для НК акустическим (ультразвуковым) методом применяют дефектоскопы ультразвуковые типа «УД4-Т» фирмы «Votum», «СКАРУЧ» (рисунок 17) фирмы «Алтес» и т.д. Кроме того, применяют ультразвуковые толщиномеры типа «УТ-65М», «СКАТ-4000» (рисунок 18) и другие аналогичные им. [17]



Рисунок 17 - Ультразвуковой дефектоскоп «СКАРУЧ»

Порядок работы с аппаратурой приводится в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации аппаратуры и комплектующих устройств.

Для НК сварных швов сепаратора ультразвуковым методом применяют наклонные преобразователи с углом призмы 40°, 50°, 55° с частотой 2,5-5 МГц.

Для обеспечения НК ультразвуковым методом необходимо изготовить испытательные образцы элементов контролируемых швов сепараторов.

Для калибровки ультразвукового толщиномера необходимо изготовить образцы с толщинами 10, 14, 20 мм. [17]



Рисунок 18 - Ультразвуковой толщиномер «СКАТ-4000»

Настройку ультразвуковой аппаратуры при контроле сварных швов сепараторов производят по испытательным образцам с контрольным искусственным дефектом в виде зарубки.

3.4.2 Подготовка к контролю

На месте проведения НК должны быть:

- подводка от сети переменного тока напряжением 127-220 В. Колебания напряжения не должны превышать 5%. В том случае, если колебания напряжения выше, необходимо применять стабилизатор;
- подводка шины «земля»;
- обезжиривающие смеси и вода для промывки;

- обтирочный материал;
- набор средств для визуального контроля и измерения линейных размеров;
- аппаратура с комплектом приспособлений;
- компоненты, необходимые для приготовления контактной среды;
- набор средств для разметки и маркировки.

Перед наружным и внутренним осмотрах сепаратор должен быть освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен заглушками от всех трубопроводов, соединяющих его с источником давления или другими сосудами, очищен до металла.

При контроле сварных соединений зачистке подлежат поверхность шва и прилегающие к нему участки основного металла шириной не менее 20 мм в обе стороны от шва. [17]

Острые выступы и неровности на поверхности, подвергаемой НК, удаляют с помощью ручной шлифовальной машинки с мелким наждачным камнем, напильником и наждачной бумагой.

При зачистке контролируемых поверхностей необходимо следить за тем, чтобы ее размеры не вышли за пределы допусков размеров деталей.

УЗК можно проводить при температуре окружающего воздуха от +5 до +40°C, температура стенок сепаратора должна быть такой же, при несоблюдении этих условий снижается чувствительность метода.

Для обеспечения акустического контакта между искателем и изделием, подготовленную поверхность перед контролем тщательно протирают ветошью, а затем на нее наносят слой контактной смазки.

Для получения надежного акустического контакта преобразователь - контролируемое изделие следует применять различные по вязкости масла.

Выбор масла по вязкости зависит от чистоты контролируемой поверхности и температуры окружающей среды. Чем грубее поверхность и выше температура, тем более вязкие масла следует применять в качестве контактной жидкости.

Увеличение вязкости контактной жидкости снижает чувствительность к выявлению дефектов. Поэтому в каждом случае следует выбирать контактную жидкость с минимальной вязкостью, обеспечивающей надежный акустический контакт преобразователь - контролируемая деталь.

Настройку дефектоскопа на заданную чувствительность производят по образцам, которые входят в его комплект, а затем по испытательным образцам, для чего на поверхность ввода (поверхность сепаратора, через которую вводятся упругие колебания) наносят контактную жидкость и устанавливают ультразвуковой преобразователь. [17]

3.4.3 Порядок контроля

Сепаратор подвергают визуальной проверке невооруженным глазом и с помощью оптических средств. При этом выявляют крупные трещины, надрывы, отдулины, выпучины на наружной и внутренней поверхностях сепаратора, а также всевозможные нарушения плотности и прочности сварных соединений (непровары, наплывы и брызги металла, незаваренные кратеры, свищи, прожоги, подрезы).

При УЗК сварных соединений рабочую настройку ультразвукового дефектоскопа для контроля соединений толщиной менее 20 мм проводят по стандартному эталону и испытательным образцам.

Ультразвуковой преобразователь с углом призмы 40-50° и рабочей частотой 2,5 МГц устанавливают на поверхность образца, с предварительно нанесенной контактной жидкостью.

Шероховатость поверхности сепаратора со стороны ввода ультразвуковых колебаний должна быть не более 40 мкм по ГОСТ 2789-73.

При контроле сварных соединений сепаратора методом УЗК их отбраковывают в следующих случаях [19]:

- если амплитуда эхо-импульса дефекта равно по высоте амплитуде эхо-импульса от искусственного дефекта или превышает ее;

– если обнаруженный на «поисковой» чувствительности дефект является протяженным, т.е. если расстояние перемещения преобразователя-искателя между точками, соответствующими моментам исчезновения сигнала от дефекта, составляет более 20 мм.

Через 0,5 ч после начала контроля, а затем каждые 1,5-2 ч работы проверяют настройку дефектоскопа по испытательному образцу.

Перед контролем толщины стенок сепаратора с помощью толщиномера, его необходимо откалибровать.

Фактическая толщина стенок сепаратора, измеренная ультразвуковым толщиномером должна быть не менее расчетной величины, приведенной в паспорте каждого сепаратора.

По результатам ежегодного УЗК потребитель должен определять скорость коррозионного износа стенок для своевременного установления сроков замены изношенных элементов сепаратора. [17]

3.4.4 Оформление результатов контроля

По результатам НК сепаратора составляется акт в двух экземплярах, один из которых прилагается к паспорту на сепаратор, второй хранится в службе НК.

В акте указывается дата, место, метод НК, тип прибора, заводской (инвентарный) номер сепаратора, приводятся результаты проверки.

В паспорте сепаратора записывается номер акта и дата проведения контроля. [17]

3.5 Гидравлические испытания нефтегазового сепаратора

До того как приступить к выполнению каких-либо действий, необходимо четко знать с каким оборудованием будет вестись работа, а именно:

- четко обозначить модель нефтегазового сепаратора;
- его назначение, условия применения;

- цель испытаний, то есть соответствие данного оборудования параметрам технического задания и конструкторской документации, а также требованиям соответствующих нормативных документов;

- условия предоставления НГС (ее комплектность, согласно какой конструкторской документации была изготовлена). [18]

3.5.1 Требования к испытаниям

Испытания могут проводиться как на территории завода-изготовителя данного оборудования по методикам, установленных стандартами или по не стандартизированным методикам, аттестованным в соответствующем порядке, если имеются все необходимые условия, подтвержденные соответствующими органами контроля и действующими нормативными документами, имеется соответствующее оборудование для проведения испытаний и квалифицированные специалисты, обладающие должным опытом и знаниями в этой области, так и на территории специальных аккредитованных испытательных лабораторий. Испытания в данном случае будут проводиться согласно методикам, установленным в данном испытательном центре. Испытания проводят под контролем эксперта.

Сепараторы подлежат гидравлическому испытанию, после их изготовления. Испытание НГС следует проводить с крепежом и прокладками, предусмотренными в технической документации.

Пробное давление при гидравлическом испытании НГС вычисляют по формуле [18]:

$$P_{np} = 1,25P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t} \text{ [МПа]}, \quad (46)$$

где 1,25 - коэффициент для оборудования и трубопроводов;

P - расчетное давление при испытаниях на предприятии-изготовителе или рабочее давление при испытаниях после монтажа и в процессе эксплуатации, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - номинальное допустимое напряжение при температуре гидравлических испытаний, МПа;

$[\sigma]_t$ - номинальное допускаемое напряжение при расчетной температуре рассматриваемого элемента конструкции, МПа.

Пробное давление испытания сепаратора следует определять с учетом минимальных значений расчетного давления и отношения допускаемых напряжений материалов сборочных единиц (элементов НГС), работающих под давлением, за исключением болтов (шпилек).

Пробное давление при испытании НГС, рассчитанное по зонам, следует определять с учетом той зоны, расчетное давление или расчетная температура которой имеет меньшее значение.

Если рассчитанное пробное давление при испытании сосуда, работающего под наружным давлением, вызывает необходимость утолщения стенки сосуда, то допускается пробное давление вычислять по формуле [18]:

$$P_{np} = 1,25P \frac{E_{20}}{E_t} [\text{МПа}], \quad (47)$$

где E_{20} - модуль упругости материала при температуре гидравлических испытаний для рассматриваемого элемента конструкции, МПа;

E_t - модуль упругости материала при расчетной температуре рассматриваемого элемента конструкции, МПа.

Пробное давление для испытания НГС, предназначенного для работы в условиях нескольких режимов с различными расчетными параметрами, следует принимать равным максимальному из определенных значений пробных давлений для каждого режима. Для НГС, работающих под вакуумом, расчетное давление при определении давления испытания принимается равным 0,1 МПа.

Предельное отклонение пробного давления не должно превышать $\pm 5\%$.

Все элементы НГС при испытании должны отвечать условиям прочности и герметичности в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

Если для обеспечения условий прочности и герметичности при испытаниях возникает необходимость увеличения диаметра, количества или замены материала болтов (шпилек) фланцевых соединений, допускается уменьшить пробное давление до максимального значения, при котором при проведении испытаний обеспечиваются условия прочности и герметичности болтов (шпилек) без увеличения их диаметра, количества или замены материала. [18]

Гидравлическое испытание НГС, устанавливаемых вертикально, допускается проводить в горизонтальном положении пробным давлением в соответствии с формулой (46). При этом должен быть выполнен расчет на прочность с учетом принятого способа опирания для проведения гидравлического испытания.

Для гидравлического испытания нефтегазового сепаратора следует использовать воду. Допускается по согласованию с разработчиком сосуда использование другой жидкости. Температуру воды принимают не ниже критической температуры хрупкости материала и указывают в технической документации. При отсутствии указаний температура воды должна быть от 5°C до 40°C .

Разность температур стенки сепаратора и окружающего воздуха во время испытания не должна вызывать конденсацию влаги на поверхности стенки.

При заполнении НГС водой должен быть удален воздух из внутренних полостей. Давление следует поднимать равномерно до достижения пробного. Скорость подъема давления не должна превышать $0,5$ МПа в минуту, если нет других указаний разработчика НГС в технической документации. [18]

Время выдержки под пробным давлением указано в таблице 11:

Таблица 11 - Время выдержки сосуда под пробным давлением

Толщина стенки, мм	Время выдержки, мин
До 50 включ.	30
Св. 50 до 100 включ.	60
Св. 100	120

После выдержки под пробным давлением давление снижают до расчетного, при котором проводят визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. Не допускается обстукивание НГС во время испытаний. Визуальный осмотр сепараторов, работающих под вакуумом, проводят при пробном давлении. Пробное давление при гидравлическом испытании контролируют двумя манометрами. Манометры выбирают одного типа, предела измерения, класса точности, одинаковой цены деления. Манометры должны иметь класс точности не ниже 2,5.

После проведения гидравлического испытания вода должна быть полностью удалена.

Результаты испытаний считают удовлетворительными, если во время их проведения отсутствуют [18]:

- падение давления по манометру;
- пропуски испытательной среды (течь, потение, пузырьки воздуха или газа) в сварных соединениях и на основном металле;
- признаки разрыва;
- течи в разъемных соединениях;
- остаточные деформации.

3.5.2 Оформление результатов испытаний

Результаты испытаний (приемочных, приемосдаточных, периодических, квалификационных, сертификационных) оформляют протоколом и актом испытаний. [18]

Протокол испытаний должен включать следующее:

- наименование и краткое описание объекта испытаний;
- вид проводимых испытаний, цели и задачи испытаний;
- содержание испытаний с указанием разделов испытаний, условия проведения испытаний, перечень КИП с указанием класса их точности;
- результаты испытаний;
- выводы по результатам испытаний.

Результаты испытаний должны быть отражены в паспорте на сепаратор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом цели и задачи данной бакалаврской работы выполнены в полном объеме. В ходе выполнения работы:

- проанализирован состав скважинной продукции;
- изучен процесс сепарации газа от нефти;
- проанализированы конструкции существующих двухфазных нефтегазовых сепараторов;
- проведено сравнение аппаратов отечественного и зарубежного производства;
- разработана технологическая схема сепарационной установки;
- разработана конструкция двухфазного нефтегазового сепаратора;
- выполнены прочностной расчет сепаратора и расчет материального баланса сепарации;
- рассчитан и спроектирован газоструйный эжектор для отвода отсепарированного газа;
- разработаны мероприятия по эксплуатации и ремонту нефтегазового сепаратора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Персиянцев М.Н., Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промышленных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 283 с:
2. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа. - Москва: «Недра». - 1977 г - 254 с.
3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. - Введ. 30.06.2002. - Москва : Стандартинформ, 2006. - 12 с.
4. Дашевский А.В. Справочник инженера по добыче нефти: учебное пособие / Дашевский А.В., Кагарманов И.И., Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. - :НК ЮКОС, 2002. - 163 с.
5. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промыслах. - М.: Недра, 1968. - 284 с.
6. Ишмурзин А.А. Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти и газа: Учеб. пособие. -Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. -145 с.
7. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа, Часть 2. Пер. с англ. Байкова Н.М.; под ред. Мингареева Р.Ш. - М.: Недра М.: Недра, 1980. - 264 с.
8. Продукция ГК «Газовик». // «Газ-Сервис». «Сепараторы НГСВ» [Электронный ресурс] - Саратов, 2014. Режим доступа: http://gazovik-pgo.ru/cat/separatory/separatori_so_sbrosom.html
9. Продукция компании «Weatherford». // «Weatherford». «TS-1440-42-10-Н» [Электронный ресурс] - Швейцария, 2014. Режим доступа: <http://www.weatherford.com/>
10. Продукция компании «SES». // «Surface Equipment Corporation». «Three Phase Horizontal Separators» [Электронный ресурс] - Техас, США, 2014. Режим доступа: <http://www.surfaceequip.com/two-three-phase-vertical-horizontal-separators-gas-scrubbers.html>
11. Продукция компании «Tetrattec». // «Tetra Technologies, inc». «Horizontal Separators» [Электронный ресурс] - Колорадо, США, 2013. Режим доступа: <http://www.tetrattec.com/>

12. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.Н. и др. Расчёт и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учебное пособие для ВУЗов. - М.: Недра, 1987. - 422 с.

13. Соколов Е.Я., Зингер Н.М.. Струйные аппараты. - 3-е изд., перераб. - М: Энергоатомиздат, 1989. - 352 с.

14. Успенский В.А., Кузнецов Ю.М.. Струйные вакуумные насосы. - М: Машиностроение, 1973. - 144 с.

15. Софронов В.Л.. Расчет струйных аппаратов: Учебное пособие / Софронов В.Л., Русаков И.Ю., Ощепкова Т.В. - Северск: Изд-во СТИ НИЯУ МИФИ, 2011. - 33 с.

16. ОТУ 3-01. Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов. - 90 с.

17. Методика проведения неразрушающего контроля сепаратора нефтегазового НГС1-10-3000-09Г2СН - Введ. 19.07.1999. - Уфа : Специальное проектное конструкторско-технологическое бюро нефтяного и газового машиностроения СПКТБ «НЕФТЕГАЗМАШ». - 20 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ДВУХФАЗНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СЕПАРАТОРЫ

Отчёт о патентных исследованиях

Руководитель _____ к.т.н., доцент В.Г. Жуков

Исполнитель _____ В.Д. Соколов

Красноярск 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор. Область применения устройства - цехи подготовки и переработки нефти, при подготовке нефти на промыслах.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: сепарация нефти, нефтяной сепаратор, нефтегазовый сепаратор.

Глубина патентного поиска - 27 лет. Начало поиска: ноябрь 1988 г., окончание поиска: февраль 2015 г.

Введение

Нефтегазовые сепараторы - одни из наиболее распространенных видов аппаратуры в объектах промыслового сбора, подготовки нефти и газа к транспорту. Эти аппараты предназначены для отделения газа от жидкости. [1].

В данном отчёте представлен анализ патентов (по данным на февраль 2015 г.), описывающих устройства нефтяных сепараторов.

При проведении анализа патентных документов нами ставились следующие задачи:

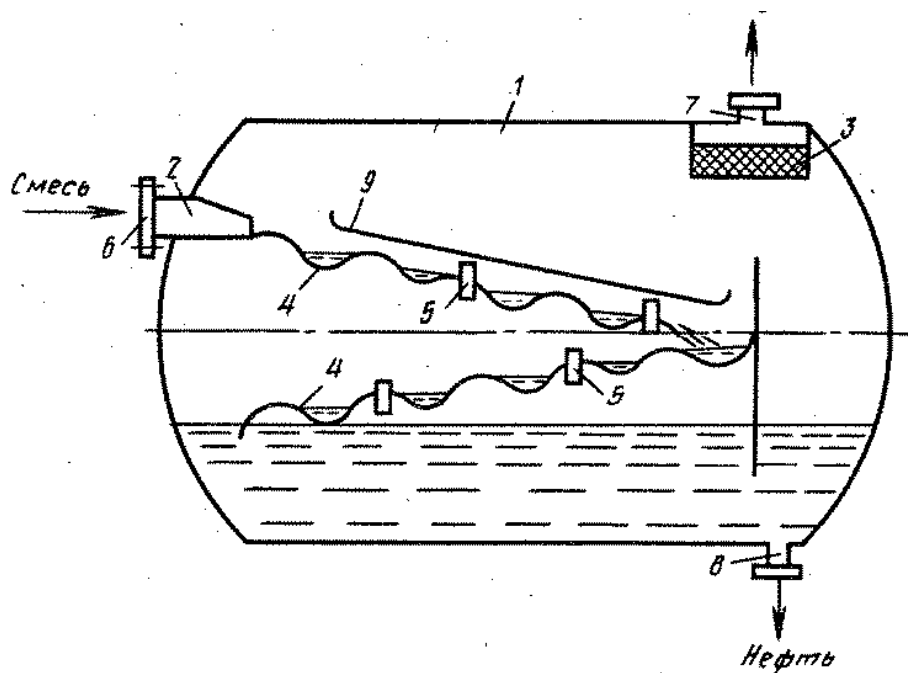
- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- определение патентной чистоты разработанного в рамках выполнения бакалаврской работы нефтегазового сепаратора.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

Прежде всего, хотелось бы отметить, что исполнителем данной работы, разработана конструкция горизонтального двухфазного сепаратора, позволяющая повысить производительность аппарата по газу. Данный сепаратор обладает производительность по сырью $100 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$ и степенью газа 99%.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных нефтегазовых сепараторов.

1) Известное устройство содержит емкость 1, внутри которой размещены стабилизатор 2 потока, газоосушитель 3, наклонные сливные полки 4, снабженные патрубками 5 для отвода газа. Емкость 1 снабжена в верхней части штуцером 6 для подвода нефтегазовой смеси и штуцером 7 для отвода газа, а в нижней части - штуцером 8 для отвода нефти. Полки 4 выполнены поперечно-гофрированными и представляют собой волнистые поверхности. Над верхней сливной полкой 4 установлена наклонная полка 9, нижняя поверхность которой выполнена шероховатой и обладает олеофильными свойствами [2].



1 - емкость; 2 - стабилизатор потока; 3 - газоосушитель; 4 - наклонные сливные полки; 5 - патрубки для отвода газа; 6 - штуцер для подвода нефтегазовой смеси; 7 - штуцер для отвода газа; 8 - штуцер для отвода нефти; 9 - наклонная полка;

Рисунок 19 - Устройство для сепарации нефтегазовой смеси [2]

Изобретение может быть осуществлено и за счет применения металлической плоской полки, нижняя часть которой обработана или покрыта

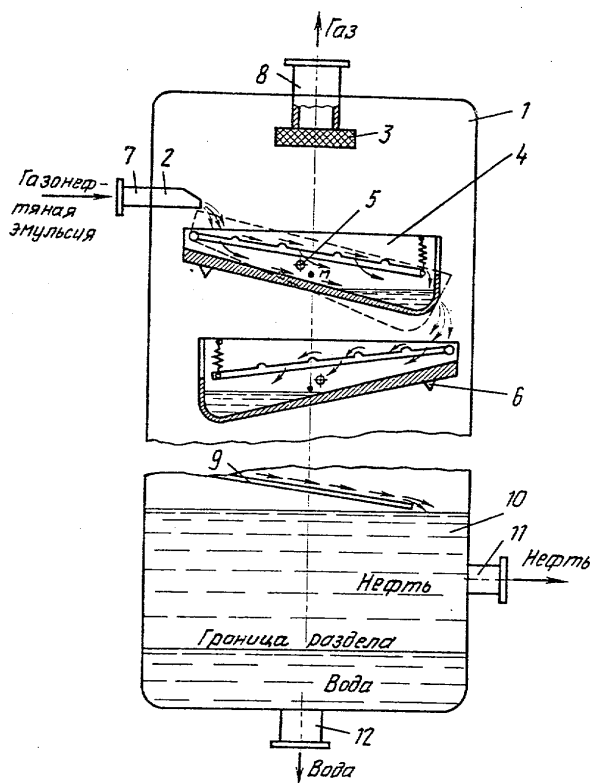
гидрофобизирующим (олеофилизующим) составом, например гранулированным полиэтиленом, полистиролом, полипропиленом и т.д.

Технический результат известного устройства заключается в повышении эффективности сепарации газа из нефтегазовой смеси и предотвращении возможных потерь жидких углеводородов, с помощью установки дополнительной наклонной полки над верхней сливной полкой и выполнение ее с олеофильной нижней поверхностью.

2) Известный нефтегазовый сепаратор состоит из вертикальной колонны прямоугольного сечения 1, внутри которой размещены стабилизатор потока 2, газоосушитель 3, поворачивающиеся корытообразные лотки 4, которые крепятся к корпусу осями 5 и фиксируются в горизонтальном положении упорами 6. Колонна 1 снабжена в верхней части патрубком 7 для подвода смеси и патрубком 8 для отвода газа, а в нижней части приемным успокоительным наклонным лотком 9, под которым располагается секция сборника-отстойника 10, имеющая патрубок 11 для отвода нефти и патрубок 12 для отвода воды. Корытообразный лоток 4 имеет трапецеидальную форму сечения, а торцовые стенки плоские [3].

В корпусе лоток устанавливается на осях 5. При этом ось 5 в вертикальной плоскости располагается выше центра тяжести M на расстоянии h , а в горизонтальной плоскости смещена в сторону от центра тяжести на незначительную величину L . При этом нижняя часть лотка выполнена утолщенной по сравнению с его стенками, а рост толщины стенки днища идет от большей торцовой стенки лотка к меньшей. Торцовая сливная стенка лотка имеет высоту, меньшую на величину H , чем боковые стенки лотка. Корытообразные лотки имеют перфорированную пластину 13, один конец которой крепится на оси 14, а другой на пружинах-растяжках 15. Пластина 13 выполнена прямоугольной, со сторонами меньше размеров лотка, на который через определенное расстояние S имеются небольшие поперечные пороги 16,

На пластине между порогами под определенным углом α к поверхности размещены отверстия 17, количество K и диаметр d которых могут изменяться.

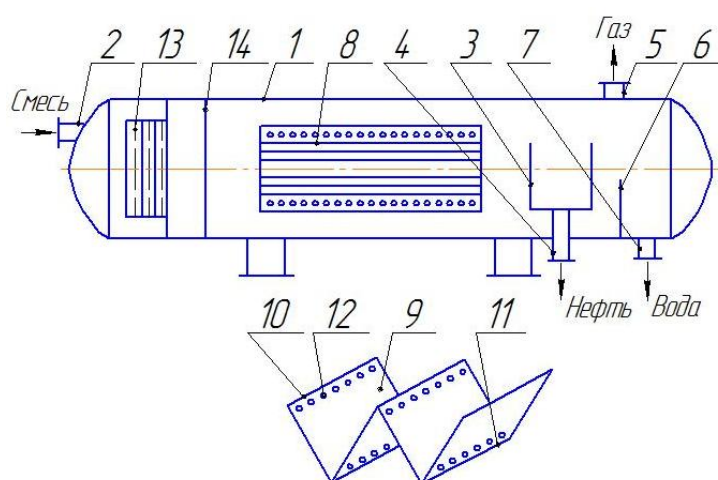


1 - вертикальная колонна; 2 - стабилизатор потока; 3 - газоосушитель; 4 - сливная полка; 5 - оси; 6 - упоры; 7 - патрубок для подвода смеси; 8 - патрубок для отвода газа; 9 - приемный лоток; 10 - сборник-отстойник; 11 - патрубок для отвода нефти; 12 - отвод воды;

Рисунок 20 - Общий вид аппарата [3]

Техническим результатом данного изобретения является увеличение газовыделения в работе при колебаниях объемов поступления смеси на входе и снижение массогабаритных параметров сепаратора. Этот результат достигается благодаря протеканию процесса на поверхности вибрирующей пластины, где будет происходит интенсивное перемешивание газожидкостной смеси (массообмен); а также в результате образования тонкой пленки смеси при истечении ее из лотка в лоток, и периодических вращательных движений самого лотка.

3) Известен нефтегазовый сепаратор, предназначенный для сепарации газожидкостных сред склонных к пенообразованию. Сепаратор состоит из корпуса 1, в котором смонтированы угловая насадка 13 и перегородка 14, обеспечивающие распределение потока по сечению аппарата, патрубка подвода газожидкостной смеси 2, пластин 9, необходим для разрушения пены, гребней 10, в котором накапливаются пузырьки газа, отверстий 12 для газа, патрубков для отвода газа 5, патрубков для отвода разгазированной нефти 4 и патрубков для отвода отделённой вода 7 [4].

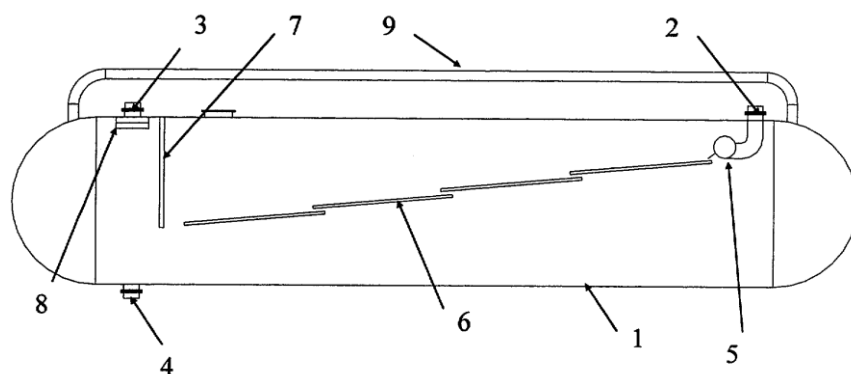


1 - корпус; 2 - патрубок подвода смеси; 3 - отсек сбора нефти; 4 - патрубок отвода нефти; 5 - патрубок отвода газа; 6 - перегородка; 7 - патрубок отвода воды; 8 - насадка; 9 - W-образные пластины; 10 - гребни; 11 - впадины; 12 - отверстия; 13 - угловая насадка; 14 - перфорированный лист.

Рисунок 21 - Нефтегазовый сепаратор [4]

Использование изобретения позволяет, по мнению автора, за счёт укрупнения газовых пузырьков в области гребня выше отверстий для газа W-образных пластин интенсифицировать процесс пеноразрушения и повысить производительность аппарата по газу, а коагуляция частиц жидкости в области впадины ниже сливных отверстий W-образных пластин дает возможность разделять водонефтяную смесь на воду и нефть.

4) Известная сепаратор работает следующим образом: нефтегазовая смесь поступает в емкость 1 через штуцер ввода 2, происходит изменение направления потока на 90° при помощи распределительного устройства 5 и нефтегазовая смесь направляется на сливные полки 6. После попадания нефтегазовой смеси на сливные полки с перфорированными днищами 6 с определенными размерами и шагом отверстий большая часть нефтегазовой смеси распределяется слоем определенной толщины. С поверхности слоя нефтегазовой смеси происходит испарение газовой фазы. Другая часть потока проваливается через отверстия на дне сливных полок 6, образуя при этом струи, которые в свою очередь под действием сил поверхностного натяжения и внутренних колебаний дробятся на капельные потоки. Для предотвращения пленочного отекания нефтегазовой смеси по тыльной (нижней) стороне днища сливных полок 6 предусмотрены поперечные перегородки (на фигурах не обозначены), нижняя кромка которых имеет треугольно-зубчатый профиль. Нефтегазовая смесь, стекающая по тыльной стороне днища сливных полок 6, достигнув поперечных перегородок концентрируется на вершинах зубчиков и срывается в виде капельных струй. Увеличение эффективности работы нефтегазового сепаратора достигается за счет многократного увеличения поверхности испарения при дроблении потока на мелкие струи и капли [2].



1 - емкость; 2 - штуцер ввода нефтегазовой смеси; 3 - штуцер вывода газа; 4 - штуцер вывода нефти; 5 - распределительное устройство; 6 - сливные полки с перфорированными днищами; 7 - вертикальный каплеотбойник; 8 - горизонтальный каплеотбойник; 9 - труба перемычка.

Рисунок 22 - Нефтегазовый сепаратор [2]

Отделившийся от нефти газ проходит сначала вертикальный 7, а затем горизонтальный 8 каплеотбойники. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от увлекаемой капельной нефти. Далее освобожденный от капель газ через штуцер вывода газа 3 поступает в газосборную сеть.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней части нефтегазового сепаратора отводится через штуцер вывода 4 на дальнейшую подготовку.

При интенсивном испарении газа возможно возникновение градиента давления по длине емкости 1, вызванное гидравлическим сопротивлением секции сливных полок 6. Это может ухудшить условия испарения газа, поэтому для выравнивания давления предусмотрена труба-перемычка 9, соединяющая зоны емкости 1, разделенные секцией сливных полок 6.

Конструкция данного нефтегазового сепаратора позволяет сделать процесс сепарации более интенсивным и более полно удалять углеводородные газы, сероводород, меркаптаны и т.д.. Это, в свою очередь, позволяет уменьшить металлоемкость аппарата, габаритные размеры при сохранении производительности, сократить число ступеней сепарации, уменьшить последующие потери нефти через испарение, достичь требуемого уровня давления насыщенных паров нефти с меньшими затратами.

5) Известный газожидкостный сепаратор содержит технологическую емкость 1 в виде цилиндра, установленную горизонтально на опорах 2, с вертикально установленной емкостью 3, имеющие сообщение между собой. Горизонтальная емкость снабжена разделяющими ее на три отсека 4, 5 и 6 разделяющими перегородками 7 и 8, выполненными газонепроницаемыми в верхней части и установленными с возможностью образования зазора с днищем емкости для прохода жидкой фазы и захода их нижних кромок в минимально («мин») возможный уровень потока, средний отсек 5 из которых является стабилизационным. Перегородка 7 снабжена лотком 9, а перегородка 8 снабжена каплеотбойником 10, выполненным в виде множества полос с

двусторонней ребристой поверхностью и сообщенным через ее оконный проем для прохода потока газа [6].

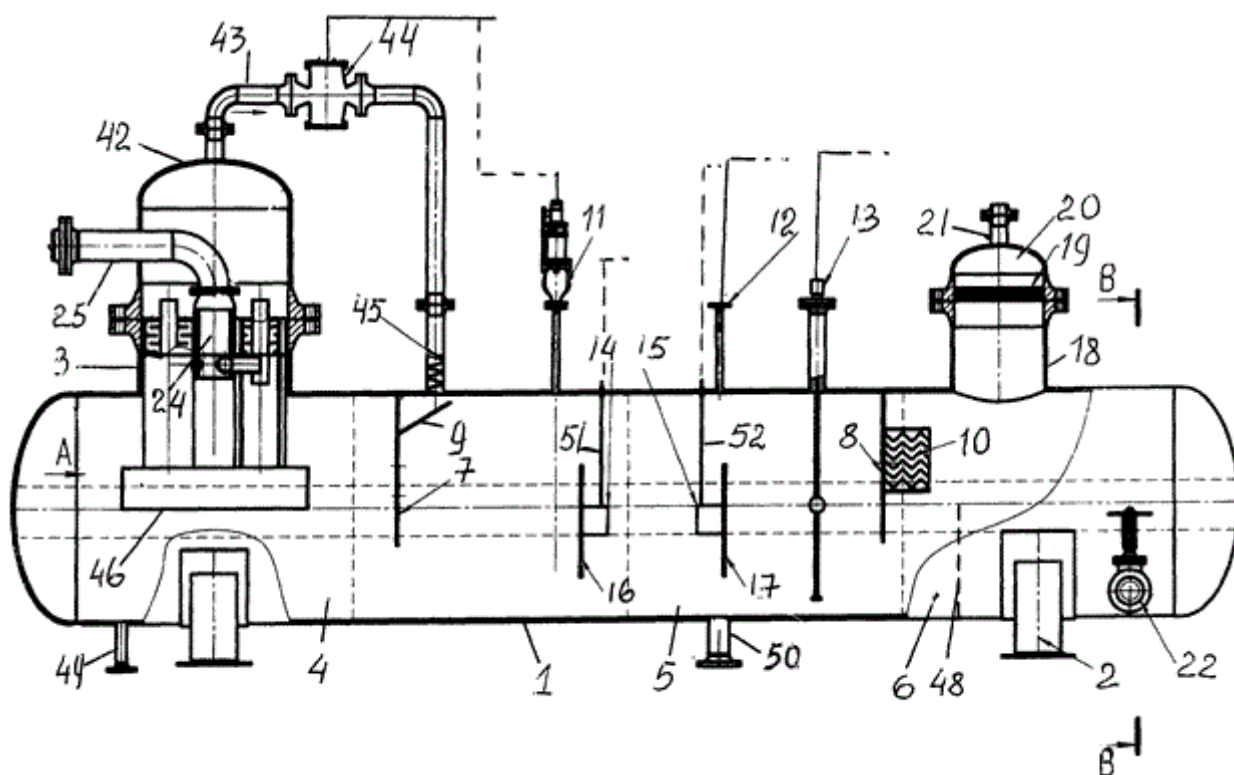


Рисунок 23 - Общий вид газожидкостного сепаратора с горизонтально установленной на опорах технологической цилиндрической емкости с вертикально установленной емкостью цилиндрической формы, в частичном продольном разрезе [6]

Отсек 5 снабжен предохранительным клапаном 11, датчиком давления 12, уровнемером 13 и генераторами 14 и 15 низкочастотных волн с излучателями 16 и 17 соответственно, выполненными в виде плоских экранов, излучающих волны в диаметрально противоположных направлениях. Третий отсек 6, расположенный справа от отсека 5, снабжен люк-лазом 18 для осмотра и производства ремонтных работ с установленным внутри каплеотбойником 19 и сообщенным через разъемную его крышку 20 с газоотводящим патрубком 21, присоединяемым к магистральному трубопроводу (магистральный трубопровод на фиг. не изображен). В нижней части емкости под люк-лазом выходное отверстие отводящего жидкую фазу патрубка 22 снабжено гасителем 23 воронкообразования, предотвращающим вторичный захват газа потоком

жидкости. Над первым отсеком 4 вмонтирована вертикальная емкость 3, снабженная гидроциклонной головкой, включающей центральный патрубком 24, с заглушенным нижним концом, а верхним - герметично сообщен с подводящей газожидкостную смесь патрубком 25, вокруг которого установлены гидроциклонные трубы 26, 27, 28 и 29, сообщенные с ним с помощью патрубков 30, 31, 32 и 33 тангенциально.

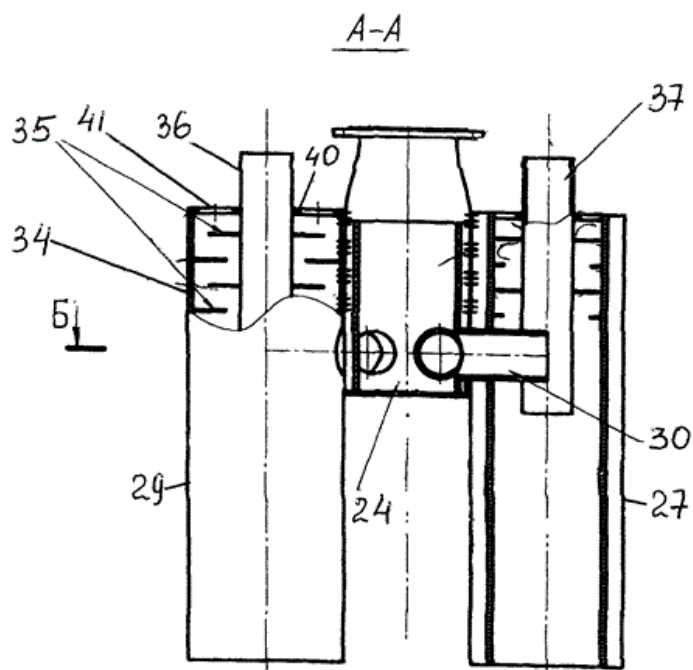


Рисунок 24 - Продольный разрез по А-А на гидроциклонную головку [6]

Количество гидроциклонных труб в зависимости от расхода поступающей ГЖС может быть больше или меньше четырех штук. Каждая гидроциклонная труба в верхней части снабжена каплеотбойником 34, выполненным в виде лабиринтно расположенных колец 35 с газоотводящими патрубками 36, 37, 38 и 39, расположенными посередине и закрепленными к опорным дискам 40 с отверстиями 41 для прохода газа. Последние сообщены через полость разъемной крышки 42 с газоотводящей линией 43, снабженной регулируемым газовым клапаном 44, через который она сообщена со стабилизационным отсеком 5, на выходе которой установлен каплеотбойник 45. Под гидроциклонной головкой установлен двусторонне наклонный

направляющий поддон 46 с бортами и лотками 47 для направления жидкой фазы. Для обеспечения устойчивой работы сепаратора в заданном режиме газовый клапан 44, связанный с ним электрически предохранительный клапан 11, датчик давления 12 и датчик уровня жидкости 13 электрически связаны с контроллером блока управления (контроллер и блок управления на фиг. не изображены).

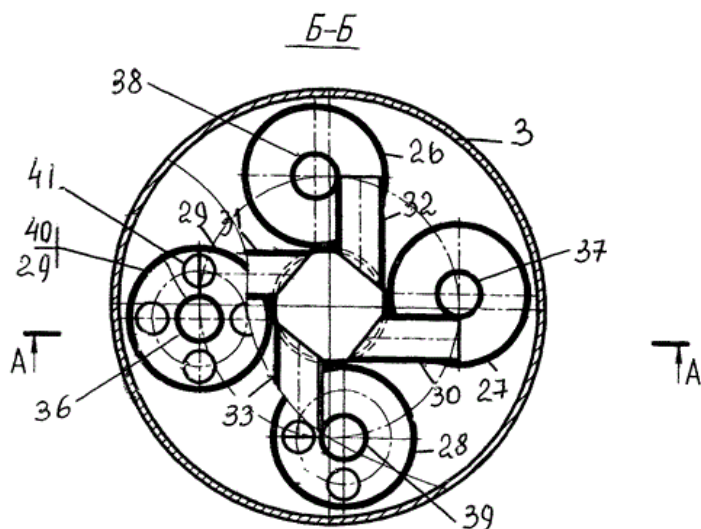


Рисунок 25 - Сечение по Б-Б [6]

При необходимости разделения жидкой фазы на составляющие, например, нефти от воды в третьем отсеке может быть установлена сливная перегородка 48 в интервале от днища и до центральной оси (сливная перегородка обозначена пунктирной линией), что позволяет расширить область применения сепаратора и использовать его в системе сбора и подготовки продукции скважин. Днище горизонтальной емкости снабжено технологическими отводами 49 и 50 с запорными элементами (запорные элементы из-за простоты на фиг. не изображены) для промывки выпавших на днище осадков - мехпримесей и отвода воды. Газо- и водоотводящие магистральные трубы снабжены счетчиками газа и жидкой фазы соответственно и снабжены запорными элементами (на фиг. магистральные трубопроводы не изображены), открытие и закрытие которых осуществляется

из блока управления. Все патрубки 25, 21 и 22, подводящие ГЖС, газа жидкой фазы соответственно, а также технологические отводы 49 и 50 снабжены соединительными фланцами, а также запорной арматурой [6].

Техническим результатом является повышение эффективности и производительности.

Технической задачей настоящего изобретения является повышение эффективности удаления газа из газожидкостной смеси, увеличение коэффициента полезного действия (КПД) и производительности сепаратора.

Поставленная техническая задача решается описываемым газожидкостным сепаратором, включающим горизонтально установленную технологическую цилиндрическую емкость с вертикальной емкостью, гидроциклон, сообщенный с подводящей ГЖС патрубком, патрубки для отвода отделившегося газа и жидкой фазы, регулируемый газовый клапан и датчик уровня жидкости.

Технико-экономическое преимущество изобретения заключается в следующем. Сепаратор обладает повышенной эффективностью и производительностью, изготовление, сборка и монтаж не требует больших материальных затрат и времени, а также не требует использования дефицитных материалов, он обладает малой металлоемкостью и малогабаритный.

Заключение

Таким образом, в ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за 27 лет можно выделить пять изобретений, близких по сути к разработанному аппарату.

Общими тенденциями развития объекта исследования являются использование конструкций различных видов с целью:

- повышения производительности;
- повышения эффективности газовыделения;
- снижения или сохранения массогабаритных размеров;
- интенсифицирования процесса пеноразрушения.

Список использованных источников

1. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа. - Москва: «Недра». - 1977 г - 78 с.

2. Пат. 1435265 Российская Федерация, МПК В01D19/00. Устройство для сепарации нефтегазовой смеси / Мутин Ф.И.; заявитель и патентообладатель: Предприятие П/Я М-5478. - № 4227912; заявл. 13.04.1987; опубл. 07.11.1988. По данным на 07.06.2016 - нет данных.

3. Пат. 1762961 Российская федерация, В01D19/00. Нефтяной сепаратор / Сухоруков В.И.; заявитель и патентообладатель: Сахалинский научно-исследовательский и проектный институт - № 4795820; заявл. 26.02.1990; опубл. 23.09.1992. По данным на 07.06.2016 - прекратил действие.

4. Пат. 1464329 Российская федерация, МПК В01D19/00. Нефтегазовый сепаратор / Огороков В.А., Белов В.Г.; заявитель и патентообладатель: Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры - № 4268300/26; заявл. 26.06.1987; опубл. 15.01.1994. По данным на 07.06.2016 - прекратил действие.

5. Полезная модель 54526 Российская федерация, МПК В01D19/00. Нефтегазовый сепаратор / Нугайбеков А.Г., Афлетонов Р.А., Калимуллин Ф.З., Хохлов В.А., Надыршин Р.Г., Ахметова А.Н., Фахрутдинов Р.З., Султанов А.Х., Дияров И.Н.; заявитель и патентообладатель: ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина - № 2006100364/22; заявл. 10.01.2006; опубл. 10.07.2006. По данным на 07.06.2016 - прекратил действие.

6. Пат. 2542320 Российская федерация, МПК В01D19/00. Газожидкостный сепаратор /Ахметзянов Р.Р., Жильцов А.А., Гиздатуллин М.Г., Каримов А.Ф., Алабужев В.А.; заявитель и патентообладатель: ООО «Татинтек» - № 2013138378/05; заявл. 16.08.2013; опубл. 20.02.2015. По данным на 07.06.2016 - действует.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

1. Принципиальная схема сепарационной установки (1 лист формата А3)
2. Горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор. Чертёж общего вида (1 лист формата А3)
3. Корпус сепаратора. Сборочный чертеж (1 лист формата А3)