

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и  
технологических комплексов»

**Разработка сепараторов установки комплексной подготовки природного  
газа и нефти.**

Руководитель  
Тынченко

\_\_\_\_\_

к.т.н., доцент

В.С.

Выпускник

\_\_\_\_\_

А.А. Кокарев

Красноярск 2017

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

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Красноярск 2017

Студенту Кокареву Андрею Александровичу  
Группа НБ 13-02  
Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических комплексов»

Тема выпускной квалификационной работы «Разработка сепараторов системы подготовки нефти и природного газа»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от

---

Руководитель ВКР В.С. Тынченко, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемый трёхфазный сепаратор предназначен для отделения воды и газа от нефти. Требуемая производительность по нефти 3000 м<sup>3</sup>/сутки.

**Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):**

Проведён аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по теме работы. Рассмотрены основные характеристики скважинной продукции (состав, температура, плотность, вязкость). Изучены основные характеристики, принципа действия и назначения трёхфазных нефтегазовых сепараторов. Выполнена классификация и сравнительный анализ конструкций, существующих трёхфазных нефтегазовых сепараторов, постановка задач на проектирование. Составлен отчёт о патентных исследованиях.

Разработана принципиальная технологическая схема сепараторов. Рассчитаны основные параметров установки. Разработана конструкция сепаратора.

Рассмотрены особенности эксплуатации, неисправности и методы устранения. Разработано мероприятие по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Перечень графического и иллюстративного материала: Чертёж общего вида сепаратора (1 лист формата А2), спецификация (1 лист А4), чертеж опоры сепаратора (1 лист формата А3), чертёж полочной коалесцирующей насадки (1 лист формата А4), презентация.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ B.C.  
Тынченко

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ A.A.  
Кокарев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка сепараторов установки комплексной подготовки природного газа и нефти» содержит 88 страниц текстового документа, 24 рисунка, 11 таблиц, 40 формул, 2 приложения, 28 использованных источника, 3 листа графических материалов.

Цель работы: Повышение эффективности процесса сепарации на этапе подготовки нефти и газа.

Задачи работы: Изучить процесс сепарации нефти и газа, проанализировать состав скважинной продукции, проанализировать все виды конструкции сепараторов и выбрать оптимальный, выбрать технологическую схему сепарации системы подготовки, разработать конструкцию нефтегазового сепаратора, выполнить необходимые расчёты, разработать мероприятия по эксплуатации и ремонту нефтегазового сепаратора.

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана новая конструкция трёхфазного нефтегазового сепаратора. Было улучшено отделение нефти от воды путём установки полочной коалесцирующей насадки.

## СОДЕЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Аналитическая часть.....	10
1.1 Характеристика скважинной продукции и сепарированной нефти.....	10
1.2 Особенности системы сбора и подготовки продукции скважин.	11
1.3 Факторы, влияющие на работу сепараторов.....	14
1.4 Общая классификация сепараторов.....	16
1.5 Примеры сепараторов, их конструкция и работа.....	17
1.5.1 Вертикальный сепаратор.....	17
1.5.2 Горизонтальный сепаратор.....	21
1.5.3 Сепараторы первой ступени с предварительным сбросом воды.....	24
1.5.4 Сепараторы центробежные (гидроциклонные).....	32
1.5.5 Преимущества и недостатки различных типов сепараторов.....	34
1.6 Заключение .....	37
2 Конструкторско-технологический раздел.....	39
2.1 Разработка принципиальной технологической схемы сепаратора.....	41
2.2 Материальный баланс.....	44
2.3 Термический расчёт.....	45
2.4 Технологический расчёт.....	46
2.5 Механический расчёт.....	54
3 Эксплуатация и ремонт нефтегазового сепаратора.....	62
3.1 Особенности эксплуатации и обслуживания сепаратора.....	62
3.2 Ремонт корпуса сепаратора.....	65
3.3 Неразрушающий контроль нефтегазовых сепараторов.....	66
3.4 Гидравлические испытания нефтегазового сепаратора.....	68

3.4.1 Оформление результатов испытаний.....	68
3.4.2 Подготовка к контролю.....	70
3.4.3 Порядок контроля.....	72
3.4.4 Оформление результатов контроля.....	73
Заключение.....	74
Список использованных источников.....	75
Приложение А Отчёт о патентных исследованиях.....	77
Приложение Б Графические материалы.....	88

## ВВЕДЕНИЕ

Продукция, которая поступает из нефтяных и газовых скважин, не является чистыми нефтью и газом. Вместе с нефтью из скважин также поступает попутный газ, пластовая вода и твёрдые частицы механических примесей (затвердевшие остатки цемента, горные породы).

Пластовые воды являются сильно минерализованной средой, что приводит к повышенному коррозийному износу труб и резервуаров. Твёрдые частицы также вызывают износ оборудования. Попутный (нефтяной) газ в дальнейшем может использоваться как топливо и сырьё.

[1]

Таким образом нефть перед подачей в нефтепровод следует подвергать специальной подготовке, для её обезвоживания, обессоливания, удаления механических частиц и дегазации.

Для этого используются различного рода сепараторы. В одних случаях сепараторы применяются для довольно грубого разделения нефти и попутного газа, и тогда они называются трапами или гравитационными сепараторами. Отличия сепараторов от трапов в том, что в сепараторах обрабатывается газожидкостная смесь с высоким газосодержанием, а в трапах — газожидкостная смесь с малым газосодержанием. Разделение в трапах газа и жидкости достигается в основном за счёт действия гравитационных сил. В конструкциях трапов иногда встречаются коагулирующие устройства и отбойные козырьки, что повышает эффективность трапов, так как к действующим на сепарируемые частицы гравитационным силам добавляются силы инерции. Несмотря на всё вышесказанное, эффективность сепарации в трапах изредка превышает 80%. [2]

Данная выпускная работа посвящена выбору нефтегазового сепаратора, его разработки и расчёту. В работе предложена модификация

нефтегазового сепаратора. Также уделено внимание схеме сепарации системы подготовки нефти и газа.

Цель работы: Повышение эффективности процесса сепарации на этапе подготовки нефти и газа.

Задачи работы:

- изучить процесс сепарации нефти и газа;
- проанализировать состав скважинной продукции;
- проанализировать все виды конструкции сепараторов и выбрать оптимальный;
- выбрать технологическую схему сепарации системы подготовки;
- разработать конструкцию нефтегазового сепаратора;
- выполнить необходимые расчёты;
- разработать мероприятия по эксплуатации и ремонту нефтегазового сепаратора.

## 1 Аналитическая часть

### 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, %
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
Метилцикlopентан	0,03	0,20
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
Н-октан	следы	1,19
Остаток (C9+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. [3]

Таблица 2 - Показатели качества сепарированной нефти

Показатель	Значение
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Содержание хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7

## 1.2 Особенности системы подготовки и сбора продукции скважин

Система подготовки и сбора нефти представляет собой комплекс технических установок и средств, соединённых между собой трубопроводом.

Сегодня используются следующие промысловые системы сбора:

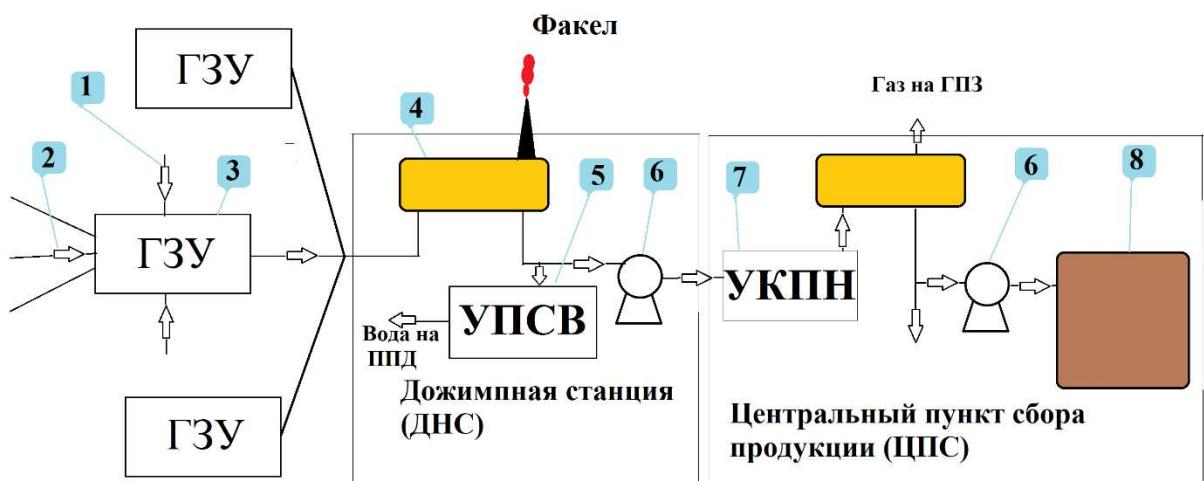
- Самотечная двухтрубная система сбора;
- Скважинная продукция разделяется при давлении 0,6 МПа.

Выделяющийся газ под собственным давлением транспортируется на компрессорную станцию либо на ГПЗ. Жидкость поступающая на вторую ступень сепарации. Нефть и водой самотеком (за счет разности высот) попадает в резервуары сборного пункта, затем подается насосом в резервуары центрального пункта сбора (ЦПС);

- Высоконапорная однотрубная система сбора - эта система позволяет перенести процесс сепарации нефти на ЦПС. Достигается максимальная концентрация технологического оборудования, снижается металлоемкость нефтегазосборной сети, уходит необходимость строительства компрессорных и насосных станций, обеспечивается попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

- Напорная система сбора - в представленной системе происходит однотрубный транспорт нефти и газа в сепарационные установки на участках, расположенные на расстоянии до 6 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦПС на расстояние 100 км и более. В основном на месторождениях применяется напорная система сбора и подготовки продукции скважин, которая почти полностью исключает потери углеводородов. [4]

Типовая схема сбора и подготовки нефти, газа и воды изображена на рисунке 1.



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 - Схема системы сбора и подготовки скважинной продукции

Со скважин газожидкостная смесь поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ, ГЗУ), на которых производится учет количества скважинной продукции. После АГЗУ жидкость попадает на установки предварительного сброса воды (УПСВ) или на дожимные насосные станции (ДНС). 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 переходит 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 на ГПЗ или потребителю.

Жидкость со второй ступени сепарации поступает в парк резервуаров, 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 переходит на подготовку.

Технологические процессы подготовки проводятся на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН) или на установке подготовки нефти (УПН), и включают в себя следующие процессы: сепарация и разделение фаз, стабилизация нефти, обессоливание обезвоживание продукции.

На установке подготовки нефти жидкость переходит на узел сепарации. После чего для подогрева эмульсии с реагентом направляется в печи. Нагревается до 49°C и поступает в отстойники, в отстойниках происходит разделение эмульсии на воду и нефть. Вода сбрасывается в очистные резервуары и в дальнейшем направляется на БКНС. Затем нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где и происходит дальнейшее обезвоживание нефти.

Нефть с содержанием воды более десяти процентов 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 40-49 °C, после чего нефть поступает в электродегидраторы, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти.

Нефть, с содержанием воды до 1% и температурой 40-49 °C поступает в сепараторы «горячей сепарации» для дальнейшей 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. [4]

### **1.3 Факторы, влияющие на работу сепараторов**

На работу любого оборудования, осуществляющего процессы разделения нефтепродукта на фазы, большое влияние оказывают следующие факторы: [5]

**1.3.1 Физико-химические свойства нефти.** В стойких нефтяных эмульсиях и в нефтях с большой плотностью, пузырьки газа выделяются от жидкости и поднимаются крайне медленно. Из этого следует, что пропускная способность сепаратора для этих нефей и эмульсий будет очень низкой, т. е. унос пузырьков газа в сепараторе будет высоким.

**1.3.2 Производительность сепараторов или скорость подъема уровня нефти в сепараторе.** При увеличении производительности подключенных к сепаратору скважин, растет скорость подъема уровня в сепараторе. Это означает, что относительная скорость всплыивания пузырьков газа будет меньше, и сепарация нефти от газа будет плохой.

Когда скорость подъема уровня нефти в сепараторе высокая, пузырьки газа, которые имеют малый размер, порядка 0,1 мм и меньше, в результате действия гравитационных сил, возникающих вследствие разности плотностей, не успевают подняться до уровня нефти и уносятся из сепараторов потоком этой нефти. Малые капельки нефти, находящиеся в газовой фазе, также не успевают осесть на уровень нефти и увлекаются потоком этого газа за пределы сепаратора. В последнем случае помогают специальные устройства, так называемые каплеотбойные насадки. [5]

**1.3.3 Температура и давление нефти в сепараторе.** С ростом давления в сепараторе повышается и плотность газа, а значит, уменьшается скорость поднятия пузырьков газа в нефти и падения капелек в потоке газа. Большое давление в сепараторах повергает к ухудшению их работы.

Температура газа и нефти в сепараторе играет две роли: с ростом температуры газовой фазы происходит повышения вязкости, это означает, что скорость осадки капелек нефти в газе будет понижаться, что в следствии усилит унос капелек нефти за пределы сепаратора; при увеличении температуры уменьшается вязкость нефти  $\mu$  и повышается

скорость подъема пузырьков газа из нефти, а это приводит к улучшению раздела нефти от газа. [5]

**1.3.4 Способность нефти к пенообразованию и ее стойкость к разрушению.** Пенообразующие нефти весьма трудно поддаются сепарации и пока еще нет большого спектра эффективных средств (кроме силикона) по уменьшению образования стойких пен в сепараторах. В ряде случаев пены в сепараторах разрушаются механическим способом и реже физико-химическим, используя силикон. [5]

**1.3.5 Конструктивные элементы внутреннего устройства сепараторов.** Большую роль в сепарации играет внутреннее устройство сепаратора. В любых сепараторах предусмотрены разнообразные устройства, повышающие эффективность процессов отделения нефтегазожидкостной смеси. [5]

**1.3.6 Обводненность нефти.** Присутствие воды в нефти и вероятность получения вязких стойких эмульсий. В следствии чего, масса факторов действуют на пропускную способность сепараторов, и, таким образом, избежать влияние всех, не представляется вероятным.[5]

## **1.4 Общая классификация сепараторов**

Все сепараторы можно разделить на следующие категории:

- по геометрической форме:
  - 1) цилиндрические;
  - 2) сферические.
- по назначению:
  - 1) замерные;
  - 2) сепарирующие.
- по положению в пространстве:
  - 1) вертикальные;
  - 2) горизонтальные;

3) наклонные.

– по характеру основных действующих сил:

1) гравитационные;

2) инерционные;

3) центробежные;

4) ультразвуковые и.т.д.

– по технологическому назначению делятся на:

1) двухфазные - используются для разделения продукции скважин на газовую и жидкую фазу;

2) концевые сепараторы – служат для окончательного отделения нефти от газа при минимальном давлении перед подачей товарной продукции в резервуары;

3) трехфазные - применяются для разделения продукции на газ, воду и нефть;

– по рабочему давлению:

1) высокого давления 6 МПа;

2) среднего давления 2,5 – 4 МПа;

3) низкого давления до 0,6 МПа;

4) вакуумные (давление ниже атмосферного). [6]

## **1.5 Примеры сепараторов, их конструкция и работа**

В данном разделе подробно рассмотрим конструкцию и принцип действия некоторых сепараторов, используемых на нефтегазовых промыслах.

### **1.5.1 Вертикальный сепаратор**

В сепараторах нефтепродуктов любого типа, как правило, можно выделить четыре секции. Эти секции можно наглядно представить на вертикальном сепараторе (рисунок 2, рисунок 3).

Первая секция самая основная, на ней начинается процесс сепарации нефти, потому она получила название сепарационной (рисунок 2, I). [7]

Во второй, осадительной секции (рисунок 2, II), происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из первой секции.

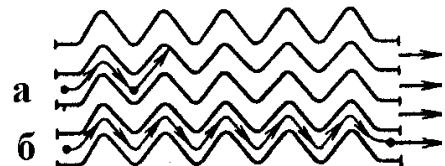
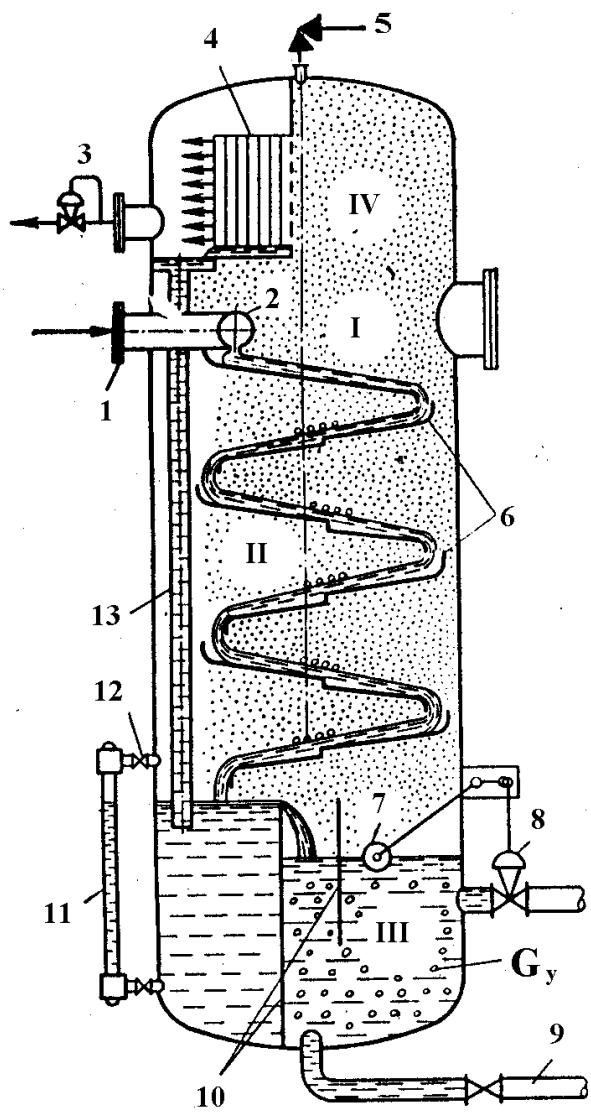


Рисунок 2 – Общий вид вертикального сепаратора

I – секция основная сепарационная; II – секция осадительная; III – секция для сбора нефти; IV – каплеуловительная секция



Рисунок 3 – Вертикальный сепаратор

Чтобы происходило более интенсивное выделение окклюдированных пузырьков газа и нефти, нефть направляют по наклонным плоскостям тонким слоем, что увеличивает длину пути движения нефти, следовательно, и эффективность ее сепарации. Наклонные плоскости, как правило, изготавливают с небольшим порогом, содействующим выделению газа из нефти.

Третья секция – секция сбора нефти (рисунок 2, III), которая занимает самое нижнее положение в сепараторе. Она предназначена для сбора и для вывода нефти из сепаратора. Нефть, которая приходит в эту

секцию, может находиться здесь либо в однофазном состоянии, либо смешанная с газом – в зависимости от того, как эффективно сработали сепарационная и осадительная секции, а также времени нахождения нефти в сепараторе. [8]

Четвертая, каплеуловительная секция (рисунок 2, IV), расположенная в верху сепаратора, используется для улавливания мельчайших капелек жидкости, которые уносятся потоками газа.

Работу любого сепаратора, который устанавливают на нефтяном месторождении, можно охарактеризовать основными двумя показателями: количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из третьей секции, а также количеством капильной жидкости, которая уносится потоком газа из каплеуловительной секции IV. Чем ниже эти показатели, тем лучше работает сепаратор.

Сепаратор, имеющий жалюзийную насадку (рисунок 2), работает следующим образом. Нефтегазовую смесь под давлением направляют через патрубок 1 к раздаточному коллектору 2, который имеет щель по всей длине для подачи смеси. Далее из щели нефтегазовая смесь поступает на наклонные плоскости, которые увеличивают путь движения нефти, что способствует выходу пузырьков газа из нефти. На верхней части сепаратора расположен каплеуловитель 4 жалюзийного типа. Капельки нефти, отбиваются жалюзийной насадкой 4, после чего стекают в поддон и направляются по дренажной трубе 13 в нижнюю часть устройства.

Каплеулавливающая насадка 4 существует различной конструкции. Работает она следующим образом на следующих принципах: столкновении потока газа с различными перегородками; использовании центробежной силы; изменении направления и скорости потока; использовании коалесцирующей набивки. [8]

Перегородки 10 используются для нормализации уровня при пульсирующей подаче поступающей смеси. Через патрубок 9, с

установленною на нём задвижке, происходит сбрасывание скопившейся грязи.

Предохранительный клапан 5 располагается в верхней части сепаратора, рассчитанный на сбрасывание газа при достижении в сепараторе давления выше нормы, которая предусматривается технологическими процессами. [8]

Регулятор давления 3 располагается на газовом патрубке, цель которого является поддержание необходимого давление в сепараторе.

Водомерное стекло 11 с отключающимися кранами 12 устанавливается в нижней части корпуса сепаратора, которое предназначено для измерения количества подаваемой жидкости.

Достоинства вертикальных сепарационных установок:

- относительная простота регулирования уровня жидкости;
- легко очищаются от отложений парафина и механических примесей;
- занимают сравнительно небольшую площадь

Но, не смотря на все эти достоинства, вертикальные нефтегазовые сепараторы также имеют существенные недостатки, такие как:

- малая производительность при одном и том же диаметре аппарата (в сравнении с горизонтальными сепараторами);
- малая эффективность сепарации;
- меньшая устойчивость процесса сепарации при поступлении пульсирующих потоков;

При обслуживании вертикальных сепараторов необходимо поддерживать исправное состояние регулятора уровня, манометра, предохранительного клапана и поддержание установленного давления.

### **1.5.2 Горизонтальный сепаратор**

Горизонтальные сепараторы широко используются на месторождениях нефти. Они имеют повышенную пропускную способность, лучшее качество сепарации нефти, а также отличаются простотой в техническом обслуживании и осмотре в сравнении с вертикальными сепараторами. Горизонтальные двухфазные сепараторы выпускаются двух видом: типа УБС и типа НГС. [17]

Также производятся горизонтальные трёхфазные сепараторы. Помимо разделение нефти и газа, также они предназначаются для отделения и сброса свободной воды. К сепараторам данного вида относятся установки типа УПС.

Бывают случаи, когда пластовой энергии месторождения недостаточно для того, чтобы транспортировать нефтегазовую смесь до ЦППН, в таких случаях в работу включаются дожимные насосные станции (ДНС).

Как правило, сепарационные горизонтальные установки типа НГС имеют очень большое распространение. Они нашли широкое применение как на первой ступени сепарации нефти, так и на последующих, включая даже последнюю горячую ступень сепарации.

На рисунке 4, б изображён сепаратор типа НГС.

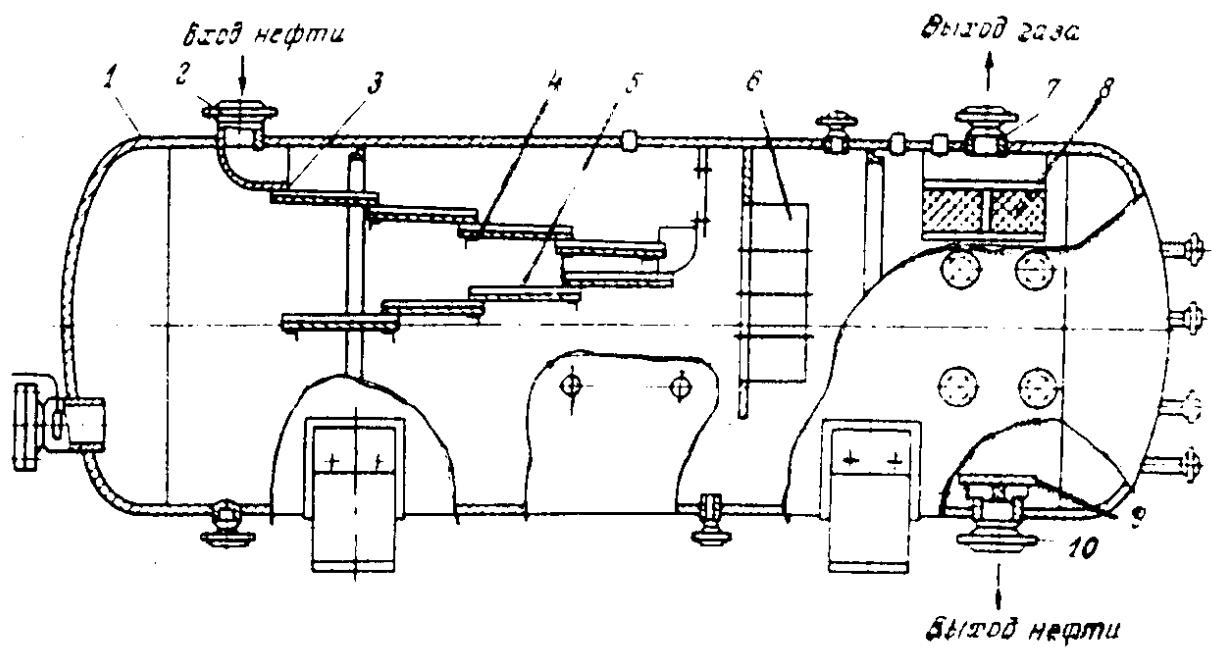


Рисунок 4 – Нефтегазовый сепаратор типа НГС



Рисунок 5 – Горизонтальный сепаратор типа НГС

Конструкция сепаратора типа НГС (рисунок 4,5) имеет в своём составе горизонтальную емкость 1, оснащенную входным патрубком 2, патрубками для выхода нефти 10 и газа 7. Во внутренней части емкости прямо у входного патрубка нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3, а также наклонные желоба 4 и 5, получившие название дефлекторы. Рядом с выходным патрубком для газа установлены сетчатые каплеотбойники, вертикального 6 и горизонтального 8 типа. Также сепаратор оборудован штуцерами и муфтами для монтажа приборов регулирующих его работу. [5]

Нефтегазовая смесь поступает в сепаратор через входной патрубок 2, где меняет своё направление на 90 градусов. После чего данная смесь с помощью распределительного устройства 3 последовательно направляется по верхним наклонным желобам 4 в нижние 5. Во время движения смеси по наклонным желобам, из неё выделяется газ, который проходит сперва вертикальный каплеотбойник 6, а потом попадает в горизонтальный 8. С большой эффективностью очистки газа от капелек жидкости данные каплеотбойные устройства позволяют отказаться от дополнительной сепарации газов. Газ, который выделился в сепараторе поступает через патрубок 7 в газосборную сеть.

После сепарации нефть, скопившаяся в нижней части сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на последующую сепарацию. Для устранения процессов образования ворон и попадания в выкидную линию газа устанавливается диск 9 над патрубком выхода нефти. Приборы и средства автоматизации обеспечивают:

- автозащиту установки (прекращения подачи нефтегазовой смеси в сепаратор)
- авторегулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

### 1.5.3 Сепараторы первой ступени с предварительным сбросом воды

Применение сепараторов на нефтедобывающих и промысловых производствах имеет весьма большое значение. Сепараторы, которые используются в настоящее время, значительно отличаются по своей конструкции и методам разделения нефтепродукта, но далеко не все из них числа получили широкое распространение на промыслах.

В связи с этим, рассмотрим виды сепараторов, наиболее используемые на для сепарации на нефтепромыслах и производствах, а также соответствующие всем техническим требованиям, которые предъявляют при их использовании.

#### Сепараторы первой ступени

Большое распространение на нефтегазовых промыслах, для сепарации первой ступени, получил сепаратор, отличительной особенностью которого является предварительный отбор газа (рисунок 6). [19]

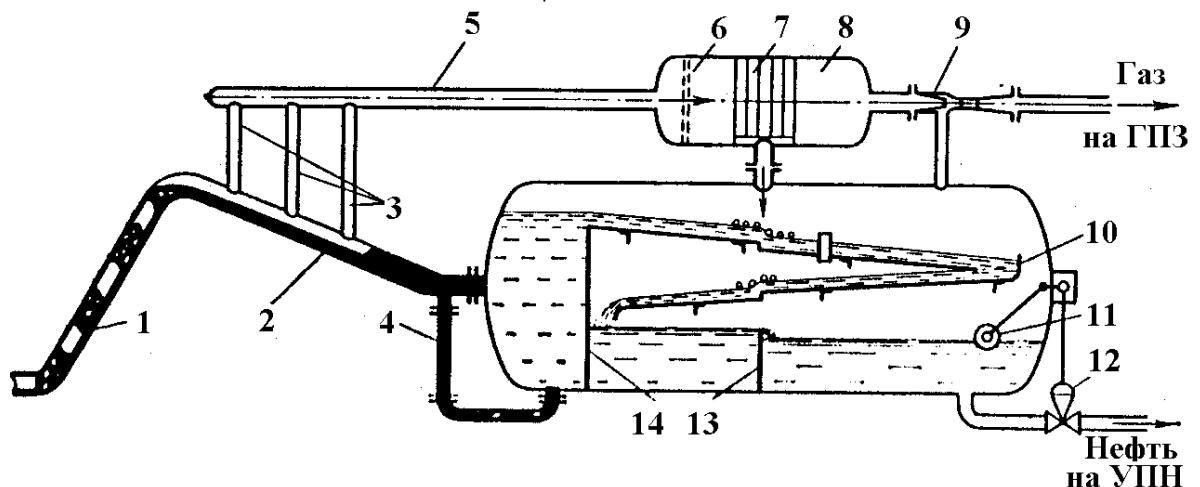


Рисунок 6 – Схема сепаратора первой ступени с предварительным отбором газа

Принцип работы данного сепаратора следующий:

Через наклонные трубопровода 1 и 2 нефтегазовая смесь подаётся в корпус сепаратора. Угол наклона трубопровода 1 находится в пределах 30–40 градусов, а для трубопровода 2 данный угол имеет значение в диапазоне 10–15 градусов.

Трубопровод 2 имеет три или четыре вертикально приваренных трубы 3, которые имеют диаметр 50–100 мм. Данные трубы концами приварены депульсатору газа 5. Депульсатор 5 подводит газ к корпусу каплеуловителя 8.

На каплеуловителе 8 установлены перфорированная перегородка 6, которая служит для выравнивания потока газа, и жалюзийная кассета 7.

Проходя жалюзийную кассету 7, капельки нефти, уносимые депульсатором 5, прилипают к стенкам жалюзи и скапливаются на них в сплошной пеленки, после чего стекают вниз корпуса сепаратора. Проходя корпус каплеуловителя 8, газ направляется в эжектор 9, из которого под собственным давлением попадает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

Освободившись от большей массы в трубопроводе 2, нефть поступает в сепаратор, где проходит сплошную перегородку 14, успокоитель потока 13 и две наклонные плоскости 10, в результате прохождения через которые увеличивается путь движения нефти, что способствует выделению из нефтегазовой смеси пузырьков газа, которые не успели сконденсировать и выделиться проходя наклонный трубопровод 2. Газ, выделившийся на нижней части сепаратора 10, проходит отвод и вместе с газом, отделенным в верхней части, поступает в эжектор 9, после чего также транспортируется на ГПЗ. [15]

Контролирует уровень нефти в сепараторе датчик уровнемера поплавкового типа 11 с исполнительным механизмом 12.

Вязкие нефти, и нефти, склонные к пенообразованию, в сепараторе данного типа имеют малую эффективность сепарации. Также плохо

проходит разделение газа в том случае, если в сепаратор поступает обводнённая нефть, как правило, высокой вязкости.

### Сепараторы трехфазные.

Вместе с нефтью из скважин также добывается пластовая вода, которая, как правило, находится в виде отдельной фазы или же стойкой водонефтяной эмульсии в зависимости от степени перемешивания.

При отделении нефти от газа и воды используют трёхфазные сепараторы (рисунок 7), а также установки с предварительным сбросом воды (УПС). Работа этих сепараторов обусловлена, как правило, обеспечением транспортирования выделившегося из нефти газа под собственным давлением 0,6 Мпа.

Предназначены они для разделения частично обводнённой нефтегазовой смеси, для сброса свободной пластовой воды, а также сепарации газа от нефти перед подачей её на установки подготовки нефти.

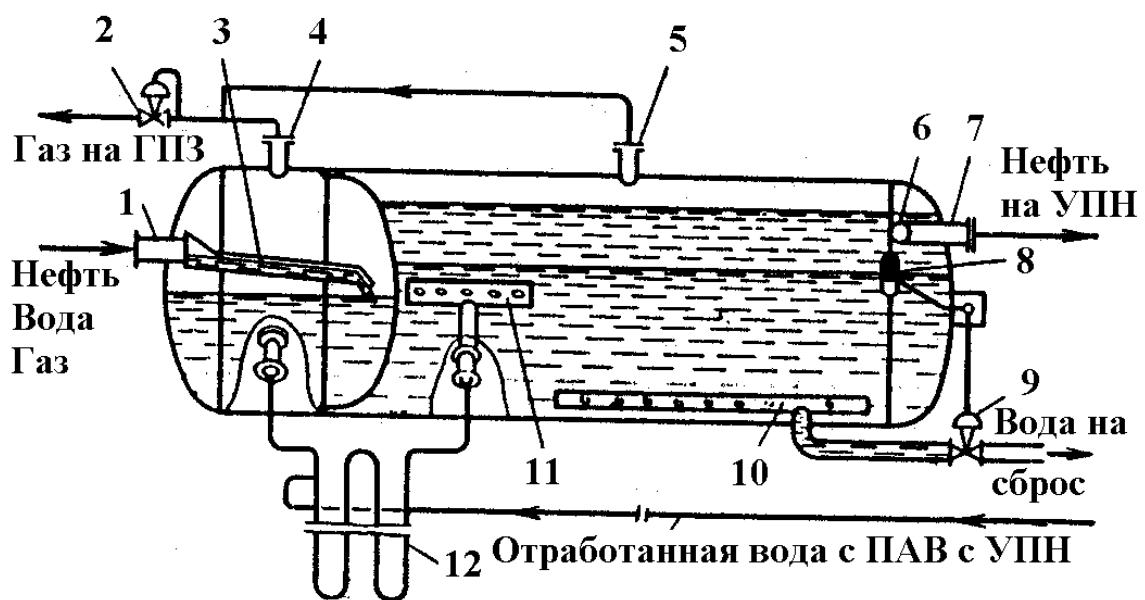


Рисунок 7 – Трехфазный сепаратор

Такие сепараторы используют для сбрасывания свободной пластовой воды, при отделении газа от нефти, а также для разделения частично обводненной нефти перед подачей ее на установки подготовки нефти.

Характерной особенностью данного вида сепарационных аппаратов является использование емкости с двумя отсеками: сепарационного 3 и отстойного, которые сообщаются между собой через каплеобразователь 12.

Принцип работы сепаратора следующий.

Обводнённая нефтегазовая смесь поступает через входной патрубок 1 в сепарационный отсек 8. В этом отсеке также, как и в отстойном, поддерживается постоянное давление при помощи регулятора давления 2. Газ, прошедший сепарацию, подаётся на ГПЗ. Обводнённая нефть с небольшим количеством газа переходит в отстойный отсек из отсека 8 по каплеобразователю 12, там нефть отделяется от газов и воды. [15]

Далее нефть отводится по верхнему патрубку 7 на УПН, а вода, с помощью исполнительного механизма 9, работающего за счёт датчика регулятора 8, выходит в резервуар-отстойник. В случаях, когда нефть поступает в сепаратор в виде стойкой эмульсии, с УПН в каплеобразователь 12 подводится горячая отработанная вода, в которой содержатся поверхностно-активные вещества, ускоряющие процесс разрушения этой эмульсии. Через сборник воды 10 и исполнительный механизм 9 происходит сброс отделившейся воды.

В сепараторе предусмотрен дырчатый распределитель эмульсии 11, а также дырчатый сборник нефти 6, которые соответственно предназначены для равномерного распределения эмульсии по всему аппарату и сбора нефти.

В корпусе сепаратора находится дырчатый сборник нефти 6 и дырчатый распределитель эмульсии 11, служащие соответственно для сбора нефти и равномерного распределения эмульсии по всему сечению аппарата.

Сепараторы концевые.

После того как нефть перерабатывается на УПН, она поступает на последнюю ступень сепарации нефти. Перед последней ступенью сепарации, как правило, нефть нагревают до 80-100 С, и из неё выделяются газы, содержащие много бензиновых фракций, которые при нормальных условиях являются жидкостями. [3]

В концевых сепараторах извлекаются все легкие углеводород (C1 — C4), которые при нормальных условиях являются газами, но тяжелые углеводороды должны оставаться в нефти и транспортироваться на НПЗ.

После концевых сепараторов нефть поступает в парк товарных резервуаров (рисунок 8). Если в этой нефти будут содержаться углеводороды в виде растворенных или окклудированных газов, то это может вызвать загазованность территории резервуаров товарного парка, отравление людей и возможность возникновения пожаров, а также вызвать разрушение крыш резервуаров при интенсивном выделении в них неотсепарированных углеводородов в концевых сепараторах.

В настоящее время, как правило, используются такие сепараторы, в результате прохождение через которые нефть не содержит лёгкие углеводороды.

Один из таких сепараторов (рисунок 8) работает следующим образом.

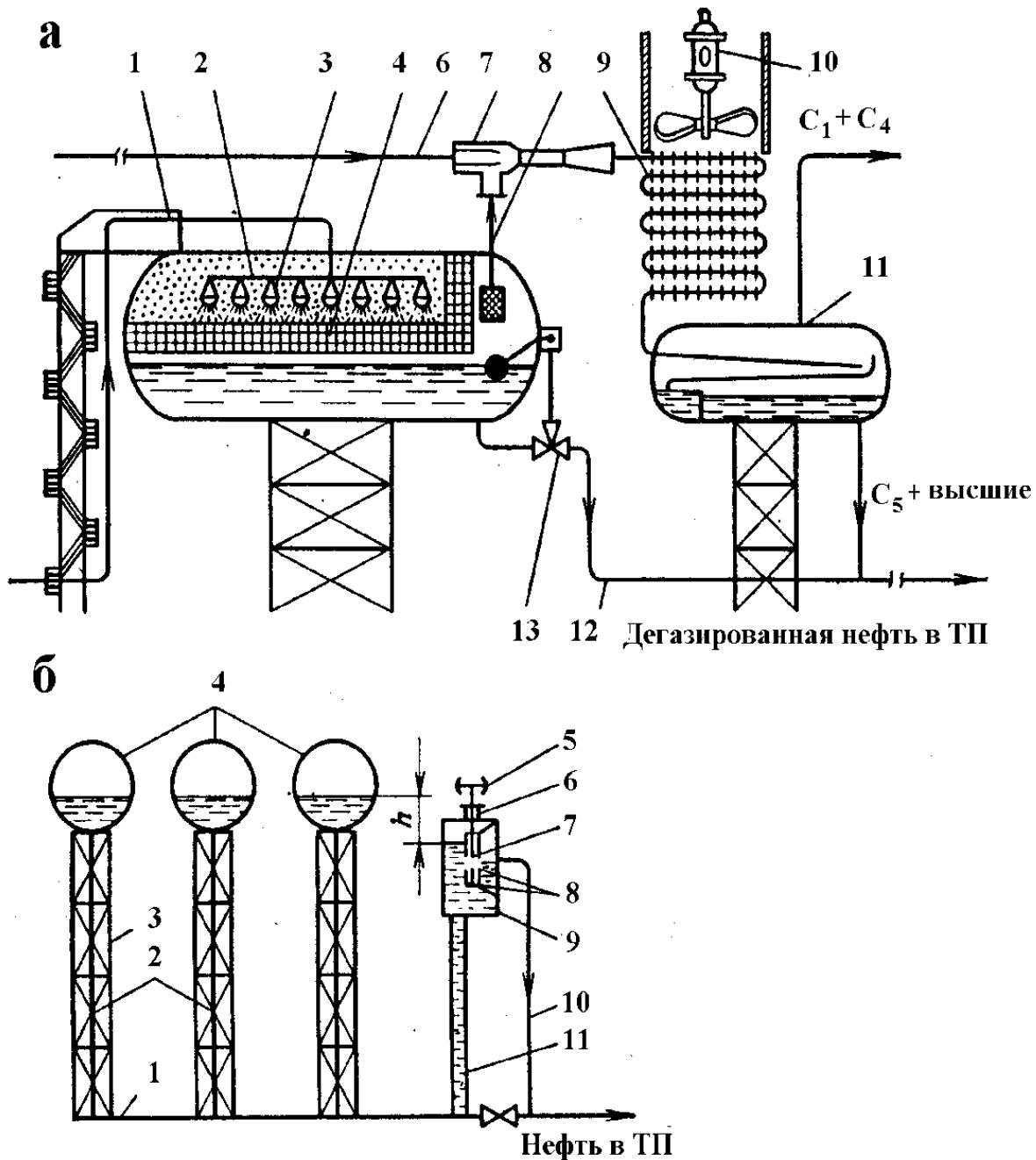


Рисунок 8 – Концевые сепараторы

а – с поплавковым уровнемером; б – с шибером.

Газовая смесь, поступающая с рабочим и низким давлением, из эжектора 7 подаётся в оребрённый холодильник 9, температура которого держится на уровне 0. [3]

Нефть после УПН по нефтепроводу 1 подается в раздаточный коллектор 2 с форсуночными разбрзгивателями 3, которые

предназначены для дробления капель нефти, что приводит к увеличению их поверхности контакта с средой газа. Оседая в газовой среде, мелкие капельки нефти попадают на жалюзийный каплеуловитель, где стекают с нее в виде крупных капель или струек. Очищенная от газов нефть отводится из концевого сепаратора в товарные резервуары преимущественно по нефтепроводу 12 самотёком.

Так как отделение от нефти растворенных газов в сепараторе осуществляется при больших температурах, то в газ переходит значительное количество бензиновых фракций. Данные фракции должны быть извлечены из газа.

Большое количество бензиновых фракций содержится на второй ступени сепарации. Газ, пройдя вторую ступень сепарации, подводится по газопроводу 6 к эжектору 7, выполняющему роль компрессора. Газ, который поступает по газопроводу 6 с давлением около 0,3Мпа, является рабочим агентом данного эжектора 7. При выходе газа из сопла с большой скоростью создаются условия вакуума для основного выделения из нефти газа и вероятности выхода его из сепаратора по отводу 8.

В результате температурного воздействия пентаны и гексаны конденсируются, после чего поступают вместе с газом в сепаратор 11. В сепараторе 11 происходит их разделение.[5]

Применяя описанные концевые сепараторы, можно значительно ускорить наступление равновесия между нефтью и газом, что сокращает время пребывания нефти в сепараторе и ускоряет процесс её подготовки. Также глубокое извлечение углеводородов в концевых сепараторах, гарантирует наименьшие утраты легких углеводородов на всей линии от промысла до НПЗ.

Чтобы охладить газ в оребрённых холодильниках 9 в условиях с средней температурой – 20 С, используются вентиляционные установки или холодильные машины (в летнее время), которые приводятся в действие электродвигателем 10. Если не применять данные устройства, то товарные

парки промыслов и резервуары магистральных газопроводов будут терять большое количество лёгких фракций нефти.

Чтобы отвести нефть из концевого сепаратора устанавливается исполнительный механизм 13, приводимый в работу от уровнемера поплавкового типа.

Может быть установлен исполнительный механизм 13 для отвода нефти из концевого сепаратора, функционирующий от уровнемера поплавкового вида. Часто такие механизмы из-за разных причин работают нечетко, поэтому происходит нарушение работы сепаратора, что вызывает постоянное внимание операторов за работой этих устройств.

Устройство по поддержанию неизменного уровня нефти в концевых этапах сепараторов, лишенная изображенных выше недочётов (рисунок 8, б), функционирует следующим образом. Нефть товарная из концевых сепараторов, установленных на пьедесталах, по нефтепроводам поступает в сборный коллектор, где установлен общий стояк с расширительной камерой.

В расширительной камере установлены направляющие, по которым перемещается шибер с помощью тяги и штурвала. Поднимая или опуская шибер, изменяется проходное сечение для перепуска нефти, поступающей из концевых сепараторов в сообщающийся отвод, благодаря чему изменяется и уровень в этих сепараторах. Таким образом, изменением положения одного шибера можно достигать одновременного одинакового изменения уровней во всех параллельно работающих сепараторах. Разность уровней в концевых сепараторах и расширительной камере определяется гидравлическими сопротивлениями, возникающими при течении нефти по нефтепроводам, и степенью открытия шибера.

Строго говоря, на приведенной схеме в концевых сепараторах уровни нефти должны быть разными: в крайнем левом - самыми высокий, в среднем - пониже и в крайнем правом - самый низкий, если диаметры самотечных нефтепроводов одинаковые и поступление нефти в эти

сепараторы одинаковое. Отвод, как и нефтепроводы, работает на самоизливе за счет разностей уровней нефти в концевых сепараторах и в резервуарах ТП. Поэтому концевые сепараторы, как правило, поднимаются над поверхностью земли на высоту 15 - 16 м, а максимальные уровни нефти в резервуарах товарного парка поддерживаются на высоте 10 - 11 м, что обеспечивает необходимую пропускную способность самотечных нефтепроводов.

#### **1.5.4 Сепараторы центробежные (гидроциклонные)**

К центробежным или гидроциклонным сепараторам чаще относят двухфазные сепараторы, которые обеспечивают эффективность сепарации нефти от газа за счёт изменения направления потока и применения каплеуловителей газа (рисунок 9).

Сепараторы данного типа нашли широкое применение на «Спутниках» для отделения нефти от газа при количественном измерении их значений по каждой скважине. [11]

Принцип работы центробежных сепараторов следующий.

Смесь нефти газа тангенциально поступает в гидроциклонную головку 2. За счёт действия центробежной силы, которая возникает в гидроциклонной головке 2, нефть отбрасывается к стенкам этой головки, а более лёгкий газ сосредотачивается в центре. С помощью козырька 1 газ и нефти выходят из гидроциклонной головки 2 раздельно.

После чего нефть самотёком отправляется по сливной полке 4 на разбрзыватель 6, изготовленный в виде уголков.

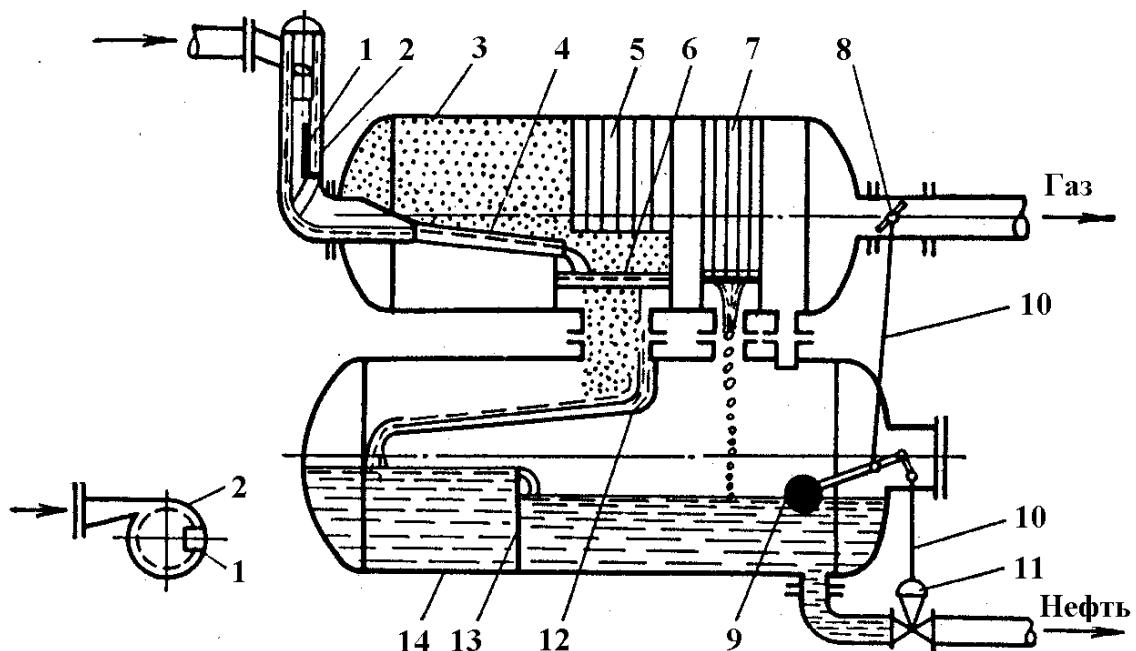


Рисунок 9 – Общий вид двухемкостного центробежного сепаратора.

1 – козырек направляющий; 2 – головка гидроциклонная; 3 – емкость верхняя; 4 и 12 – полки сливные; 5 – каплеуловители уголковые; 6 – разбрзгиватель; 7 – кассета жалюзийная; 8 – заслонка; 9 – датчик поплавкового типа уровнемера; 10 – тяги; 11 – механизм исполнительный; 13 – успокоитель уровня; 14 – емкость нижняя.

Далее в нижней емкости 14 нефть поступает на сливную полку 12 и стекает с неё по левой стороне успокоителя уровня 13, перетекая через кромку которого, накапливается в нижней емкости 14, в результате чего возрастает уровень данной нефти.

До тех пор, пока заслонка 8 с помощью тяги 10 не повернётся на необходимый угол и не перекроет сброс газа в газовую линию, уровень нефти будет подниматься. [5]

После чего, в результате повышения давления в верхней 8 и нижней 14 емкостях сепаратора, откроется исполнительный механизм 11, и нефть пройдет через него.

Чтобы контролировать количество прошедшей нефти через исполнительный механизм 11, как правило, в выкидной линии монтируют объёмный расходомер ТОР-1.

Газ, который выделяется из нефти, проходит в верхней емкости 3 уголковые каплеуловители 5 и жалюзийную кассету 7, которая обеспечивает эффективность очистки газа от капелек нефти.

### **1.5.5 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 песок находится в продукции скважины.

В сепараторе горизонтальном такого же объема, что и вертикальный, продуктивность 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 капель 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 высока, отчего 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 одноемкостных, 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 минимальна, что является главным 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 3, в которой меньшая цифра показывает большее преимущество.

Таблица 3 - Сравнение различных типов сепараторов

Параметр сравнения	Тип сепаратора			
	Сфериче ский	Горизонтал ьный двухемкост ной	Горизонта льный одноемкос тной	Вертикал ьный
1	2	3	4	5
K/qг *	2	2	1	3
Экономичность при высокой производительности по газу, Vг	3	1	1	2
Экономичность при высоком давлении газа	2	1	1	3
Содержание грязи, песка	1	3	3	1
Содержание пенистой нефти	3	1	1	4

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Высокая вязкость и большая температура застывания	4	3	1	2
Пульсация потока	4	1	3	2
Регулирование уровня жидкости	3	2	4	1
Компактность	1	2	2	3
Изготовление	4	2	2	2
Монтаж	3	1	1	2
A/qГ **	2	3	4	1

\* Первоначальные капиталовложения на единицу производительности по газу.

\*\* Потребная площадь на единицу производительности по газу.

Изучив таблицу 3 можно сделать вывод, что горизонтальные сепараторы имеют больше преимуществ в сравнении с другими типа.

## 1.6 Заключение

Таким образом, в результате изучения и оценки существующих конструкций трёхфазных нефтегазовых сепараторов по учебной, справочно-нормативной, научно-технической и патентной информации (приложение А) установлено, что наиболее распространенным видом трёхфазных сепараторов являются горизонтальные сепараторы.

Однако, не смотря на все свои достоинства и на развитие нефтегазодобывающей промышленности, трёхфазные горизонтальные нефтегазовые сепараторы не обладают достаточной эффективностью, так как они имеют недостаточно высокий показатель обезвоживания. А ее

увеличение достигается, зачастую, путем увеличения размеров сепаратора.

[12]

В связи с вышесказанным, актуальной задачей является повышение показателя обезвоживания горизонтального трёхфазного нефтегазового сепаратора, при сохранении габаритных размеров. При этом необходимо выполнить модернизацию конструкции сепаратора для повышения обезвоживания.

## 2 Конструкторско-технологический раздел

В качестве аналога выберем горизонтальный трёхфазный сепаратор типа НГСВ 1,0-3000, который позволит обеспечить требуемую производительность по смеси (3000 м<sup>3</sup>/сутки).[8]

Основные характеристики сепаратора НГСВ 1,0-3000:

P = 1 Мпа – давление условное;

L = 10101 мм – длина;

D = 3000 мм – внутренний диаметр;

V = 25 м<sup>3</sup> – объём сепаратора.

Улучшение разделения нефти и воды достигается благодаря установки полочной коалесцирующей насадки (рисунок 11).[2]

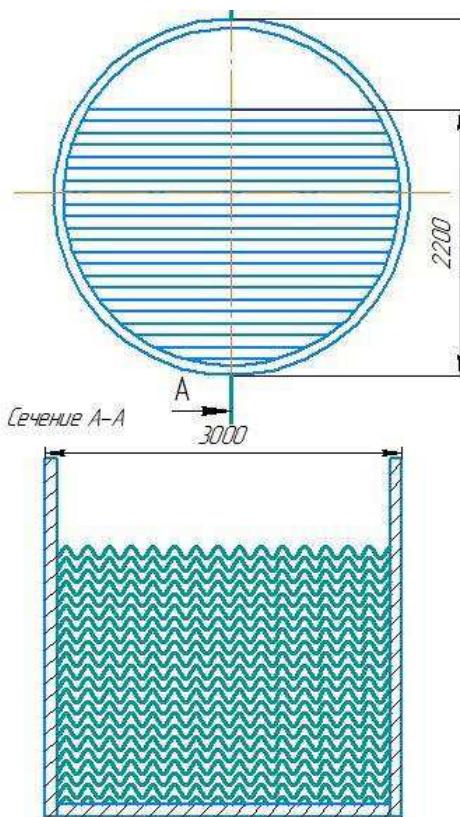


Рисунок 11 - Полочная коалесцирующая насадка

Полочная коалесцирующая насадка - устройство, принцип его действия состоит в инициировании быстрого контакта мелких капель, не отделяемых под действием только одной гравитации, с поверхностью

пластин, их укрупнения и перехода в соответствующую нефтяную или водную фазу. Основными достоинствами полочной коалесцирующей насадки является:

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

В разработанном сепараторе (приложение Б) сырая нефть поступает через входной штуцер. Сразу на входе происходит первичное выделение свободного газа, который концентрируется в верхней части емкости. Перед выходом через выходной патрубок, находящийся в верхней части корпуса, попутный нефтяной газ проходит через устройство улавливания капельной жидкости.

Жидкость, прошедшая процесс дегазации, проходит полочную коалесцирующую насадку с равномерным распределением потока по всему объему сепаратора. Благодаря разности веса и плотности нефть и вода разделяются. Вода при этом опускается в нижнюю часть сепаратора с последующим сбрасыванием через выходной штуцер воды.

Обезвоженная нефть проходит через переливную перегородку и скапливается в камере сбора нефти в нижней части корпуса. Откачка обезвоженной и дегазированной нефти осуществляется при помощи насоса.

В каждом отсеке имеется уровнемер, который измеряет уровень жидкости и уровень раздела фаз. Регулирующие клапаны позволяют поддерживать уровень на заданном уровне.

В отстойной зоне сепаратора перед переливной перегородкой установлена полочная коалесцирующая насадка. Она состоит из гофрированных листов, вертикально установленных вдоль корпуса сепаратора. Гофры листов имеют трапециевидный профиль. Листы в насадке установлены с зазором друг относительно друга с совмещением положения гофр. При этом в насадке между смежными гофрами

образованы извилистые каналы, ширина которых между боковыми сторонами гофр уже, чем между их вершинами.

Насадка может быть выполнена из листов с гофрами наклоненными по отношению к горизонтали. Это позволяет образовать в насадке полочную систему с более высокой эффективностью разделения за счет ограничения высоты гравитационного осаждения капель между гофрами.

Исходные данные:

- Производительность по газу равна  $80 \text{ м}^3/\text{сутки}$ ;
- Обводненность равна  $21,1\%$  масс.;
- Расход нефти равен  $3000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ ;
- Давление равно  $0,6 \text{ МПа}$ .

## **2.1 Разработка принципиальной технологической схемы сепаратора**

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана технологическая схема сепарационной установки, представленная на рисунке 10. Особенностью реконструкции является, что ее реализация существенно повышает показатели установки подготовки нефти (УПН) не требуя капитальных затрат.

Стандартная схема сепарации нефти (рисунок 10) является примером установки предварительного сброса воды, а также УПН.

На действующем месторождении УПН предназначена для дегазации, обессоливания, обезвоживания поступающей жидкости с кустов и доведения ее до требований ГОСТ Р51858-2002. Нефть.

При использовании пробкоуловителя на стадии первичной дегазации нефть поступает в трехфазный сепаратор V-1, где происходит разделение на три фазы: нефть, газ, вода, аппарат V-2 работает так же как V-1.

В дегазаторе V-3 происходит окончательная дегазация нефти. Аппарат V-4 отделяет оставшуюся воду от нефти. Стоит отметить, что

сброс воды с V-1 осуществляется по безнасосной схеме, тогда как с V-2 и V-3 подтоварная пода откачивается насосами P-1, P-2. На основании этого утверждения предложено оптимально перенагрузить ступени подготовки нефти.

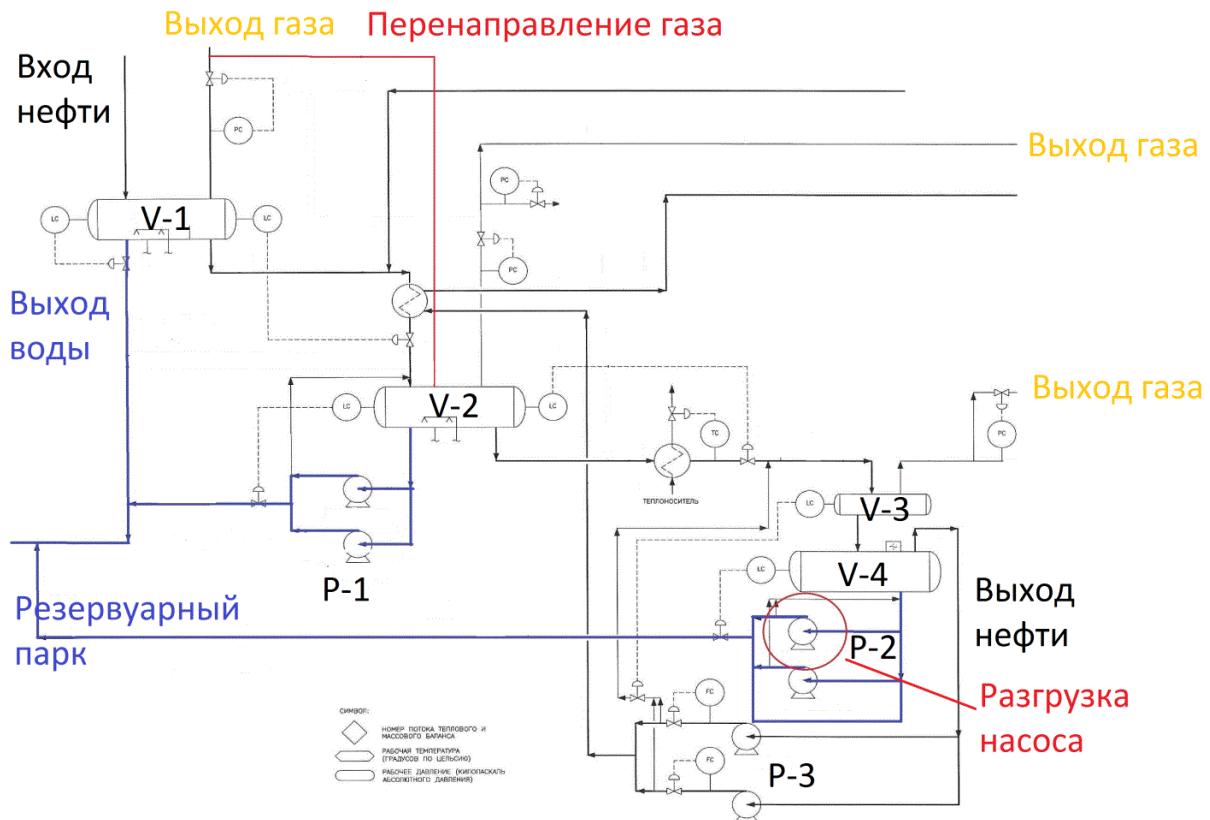


Рисунок 10 – Схема подготовки нефти

Стандартную технологическую схему подготовки нефти можно существенно оптимизировать, использовать аппарат V-1 в основном для сброса подтоварной воды по безнапорной схеме. Такое решение достигается путем поднятия уровня забора нефти в сепараторе V-1 и перенаправлением газа 1-ой ступени сепарации в сепаратор 2-ой ступени. В результате аппарат первой ступени используется для сброса воды. Газ с V-1 перенаправляется трубопроводом на V-2. Рабочий объем для газа для V-1 составит 10 % от общего объема аппарата. При удачной пробной работе реконструированного аппарата, предлагается использовать аппарат V-1 как двух фазный (вода–нефть).

Основной технический эффект от реконструкции аппарата и перенагружения ступней сепарации в следующем:

- возрастание качества водоподготовки;
- использование полного потенциала оборудования сепарации;
- разгрузка насосного оборудования;
- снижение энергетических и финансовых затрат.

Качество водоподготовки повысится, так как сброс воды с первой ступени значительно увеличен, именно с первой ступени идет вода с содержанием нефти до 30 мг/дм<sup>3</sup>. Подтоварную воду с первой ступени, для снижения расходов на подготовку, следует пускать в буферные резервуары без пропускания через системы подготовки пластовой воды, так как качество соответствует технологическому регламенту и ОСТ 39-228-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта.

Предлагаемая схема позволит разгрузить систему подготовки подтоварной воды и дать возможность установке принять больше жидкости в случае критической обводненности нефтяного горизонта.

Снижение финансовых затрат вызвано снижением стоимости технического ремонта и технического обслуживания насосного парка, снижением трудозатрат по эксплуатации насосного парка, увеличением показателей качества водоподготовки, увеличением максимально возможного сброса подтоварной воды УПН при увеличении обводненности, снижением затрат на электроэнергию.

Предлагаемая реконструкция аппарата подготовки воды для заводнения нефтяных пластов позволяет сократить потребляемую мощность и оптимизировать технологическую схему подготовки воды.

## 2.2 Материальный баланс

Сепарация по своей физической сущности является сочетанием физических и массообменных процессов, протекающих между газовой и жидкой фазами, содержащими большое количество компонентов, т.е. является сложным многокомпонентным процессом.

$$Q_{\text{сырья}} = Q_{\text{нефти}} + Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа}}; \quad (1)$$

По условию задан расход газа равен  $80 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .

Рассчитаем  $Q_{\text{воды}}$  из отношения

$$w = \frac{Q_B}{Q_H - Q_B} * 100\%, \quad (2)$$

где  $w$  – начальная обводненность нефти, % масс.

$$Q_B = \frac{w * (Q_H - Q_B)}{100\%} \quad (3)$$

$$100Q_B = w * Q_H - w * Q_B \quad (4)$$

Решаем данное уравнение, зная из условия, что начальная обводненность равна 21,1 % масс., а расход нефти равен  $3000 \text{ м}^3/\text{сутки}$ .

Получаем, что

$$Q_B = 283,593 \text{ м}^3/\text{сутки}$$

Таким образом,

$$Q_{\text{сырья}} = 80 + 283,593 + 3000 = 3363,593 \text{ м}^3/\text{сутки}$$

## 2.3 Тепловой расчет

Целью теплового расчета является определение толщины тепловой изоляции.

Толщину тепловой изоляции рассчитываем по формуле (5)

$$\delta_{uz} = \frac{\lambda_{uz}}{\alpha_h} \cdot \frac{(t_{cm} - t_{uz})}{(t_{uz} - t_{okp})}, \quad (5)$$

где  $\delta_{из}$  – толщина тепловой изоляции;

$\lambda_{из}$  – коэффициент теплопроводности материала изоляции;

$\alpha_h$  – коэффициент теплоотдачи в окружающую среду (воздух);

$t_{ct}$ ,  $t_{okp}$ ,  $t_{из}$  – соответственно температуры наружной стенки аппарата, окружающей среды и наружной поверхности теплоизоляционного слоя.

Принимаем:

$$t_{ct}=49^{\circ}\text{C};$$

$$t_{okp}=20^{\circ}\text{C};$$

$$t_{из}=40^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи можно рассчитать по приближенному уравнению:

$$\alpha_h=9,74+0,07\cdot\Delta t=9,74+0,07\cdot10=11,14 \text{ Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}, \quad (6)$$

$$\text{где } \Delta t=t_{из}-t_{окр}=40-20=20^{\circ}\text{C}.$$

В качестве изоляционного материала выбираем солевит  $\lambda_{uz}=0,098 \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$ , тогда

$$\delta_{uz}=\frac{0,098}{11,14}\cdot\frac{(49-40)}{(40-20)}=0,0395865\text{м}=39,5865\text{мм}.$$

## 2.4 Технологический расчет

Основной целью технологического расчета является определение диаметра и высоты сепаратора. Тип сепаратора, был задан первоначально, таким образом, необходимо определить размеры трёхфазного сепаратора для разделения смеси нефти, газа и воды.

Для проведения расчётов необходимо перевести все величины в стандартную систему измерений (СИ).

$$Q_{\text{нефти}} = 3000 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}} * \frac{\text{сутки}}{24*60*60\text{с}} = 0,03472 \text{ м}^3/\text{с} \quad (7)$$

$$Q_{\text{вода}} = 283,593 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}} * \frac{\text{сутки}}{24*60*60\text{с}} = 0,00382 \text{ м}^3/\text{с} \quad (8)$$

Для того чтобы рассчитать расход газа в условиях сепарации, необходимо учесть сжимаемость газа. С помощью уравнения состояния идеального газа рассчитаем плотности газа при стандартных условиях и в условиях сепарации.[12]

$$PV = z * \frac{m}{Mr} * RT , \quad (9)$$

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{P * Mr}{z * R * T}, \quad (10)$$

где  $\rho$  - плотность,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$P$  – давление в сепараторе, Па;

$Mr$  – молекулярная масса, г/моль;

$R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К;

$T$  – температура в сепараторе, К;

$z$  – коэффициент (фактор) сжимаемости газа.

Для того чтобы рассчитать плотность газа необходимо знать его молекулярную массу и коэффициент сжимаемости газа, для этого необходим состав газа.

Задаем состав газа (таблица 4) и рассчитываем молекулярную массу смеси газов по формуле (11)

Таблица 4. Компонентный состав газа

Компонент	Масс.%	M, г/моль
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	25	58
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	5	58
C <sub>2</sub> H <sub>16</sub>	30	30
C <sub>3</sub> H <sub>18</sub>	25	44
CH <sub>4</sub>	15	16

$$Mr_{cm} = \sum x_i * Mr_i \quad (11)$$

$$Mr_{cm} = 33,081 \text{ г/моль}$$

Рассчитаем плотность газа при стандартных условиях:

$$\rho_{ct} = \frac{1,015 * 10^5 * 33,081 * 10^{-3}}{1 * 8,31 * (273 + 20)} = 1,379 \text{ кг/м}^3$$

Полученная плотность равна заданной плотности газа (1,4 кг/м<sup>3</sup>), следовательно, состав газа подобран, верно.

Для того чтобы вычислить плотность газа в условиях сепарации рассчитываем  $z$  для каждого компонента смеси газа.

Фактор сжимаемости является функцией приведенных параметров:[12]

$$z = 1 - (0.73\tau_{np} - 0.18)\pi_{np}, \quad (12)$$

где  $\tau_{np}$ ,  $\pi_{np}$  - приведенные температура и давление, соответственно.

Для соединений, нормальная температура которых не превышает 235К, используют выражение для расчета критической температуры:

$$T_{kp} = 1.7T_{kin} - 2 \quad (13)$$

Критическое давление (Па) рассчитывается по уравнению Льюиса:

$$\pi_{kp} = K \frac{T_{kp} 10^5}{Mr} \quad (14)$$

где  $Mr$  – средняя молекулярная масса;

$K$  – константа, которая равна 6,3 – 6,4.

Рассчитываем плотность каждого газа по уравнению (15). Для расчета плотности смеси газов используем принцип аддитивности: [12]

$$\rho_{cm} = \sum y_i \cdot \rho_i \quad (15)$$

где  $\rho_{cm}$  - плотность смеси газов,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_i$  - плотность  $i$ -го компонента,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$y_i$  – объемная доля  $i$ -го компонента в смеси.

Таким образом, плотность газа в условиях сепарации составит:

$$\rho_{sep} = 10,463 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Для того чтобы вычислить расход газа в условиях сепарации необходимо расход газа при стандартных условиях умножить на плотность

газа при стандартных условиях и поделить на плотность газа в условиях сепарации.

$$Q_{\text{газа}} = Q_{\text{ст-газ}} * \frac{\rho_{\text{ст-газ}}}{\rho_{\text{газ}}} = 80 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}} * \frac{\text{сутки}}{24 * 60 * 60 \text{с}} * \frac{1,4}{10,463} = 0,000124 \text{ м}^3/\text{с}$$

Производительность сепаратора по газу, как и в случае двухфазного сепаратора, определяется максимальной скоростью газа, при которой капли нефти успеют осесть в газовой среде.

Данную скорость можно вычислить на основании уравнения Саудер-Брауна. [12]

$$U_{\max} = K * \sqrt{\frac{(\rho_{\text{нефть}} - \rho_{\text{газ}})}{\rho_{\text{газ}}}} \quad (16)$$

Обычно значение коэффициента уравнения Саудер-Брауна при горизонтальной ориентации сепаратора и наличии лопастного каплеотбойника принимают равным 0,12 м/с.

$$U_{\max} = 0,12 * \sqrt{\frac{(780 - 10,463)}{10,463}} = 1,029 \text{ м/с}$$

Таким образом, зная скорость и расход газа, мы можем посчитать минимальную площадь сечения, необходимую для газовой фазы.

$$A_{\min} = \frac{Q_{\text{газа}}}{U_{\max}} = \frac{0,000124}{1,029} = 0,0001205 \text{ м}^2 \quad (17)$$

Вычислим скорость осаждения капли воды в слое нефти. Зададим дополнительное условие на размер капель воды в слое нефти, которые должны быть больше, чем 500 нм (обводнённость нефти после сепарации должна быть не более 10 %).

$$U_p = \frac{g * d_p^2 * (\rho_d - \rho_c)}{18 * \mu_c * \lambda} \quad (18)$$

где  $d_p$  – диаметр капли воды, м;

$\rho_d$  – плотность дисперсной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  – плотность непрерывной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_c$  – вязкость нефти, Па·с;

$\lambda$  – поправочный коэффициент;

$$\lambda = \frac{2 * \mu_c + 3 * \mu_d}{3(\mu_c + \mu_d)} \quad (19)$$

Тогда скорость осаждения капли воды в слое нефти равна:

$$\lambda = \frac{(2 * \mu_{\text{нефть}} + 3 * \mu_{\text{вода}})}{3(\mu_{\text{нефть}} + \mu_{\text{вода}})} = \frac{2 * 10 + 3 * 1}{3(10 + 1)} = 0,74$$

$$U_p = \frac{9,81 * (500 * 10^{-6})^2 * (1070 - 7800)}{18 * 10 * 10^{-3} * 0,74} = 5,33 * 10^{-3} \text{ м/с}$$

Данное уравнение обычно используется для расчёта максимальной осевой скорости потока, при этом обычно принимается, что данная скорость равна скорости осаждения/всплытия капли, умноженной на пятнадцать:

$$U_{ax} = 15 * U_p = 15 * 5,33 * 10^{-3} = 7,99 * 10^{-2} \text{ м/с} \quad (20)$$

Для того, чтобы предотвратить образование турбулентных завихрений между нефтяной и водной фазами, аксиальные скорости движения этих двух фаз должна быть постоянны. Рассчитаем минимальную площадь сечения сепаратора, необходимую для разделения водной и нефтяной фаз. [12]

$$A_{\text{нефть}} = \frac{Q_{\text{нефть}}}{U_{ax}} = \frac{0,03472}{7,99 \cdot 10^{-2}} = 4,34 \text{ м}^2 \quad (21)$$

$$A_{\text{вода}} = \frac{Q_{\text{вода}}}{U_{ax}} = \frac{0,00382}{7,99 \cdot 10^{-2}} = 0,478 \text{ м}^2 \quad (22)$$

Площадь сечения сепаратора для отделения газа обычно принимается равной  $\frac{1}{4}$  от общей площади сечения сепаратора:

$$A_{\text{газ}} = \frac{1}{4} * (A_{\text{газ}} + A_{\text{нефть}} + A_{\text{вода}}) \Rightarrow \quad (23)$$

$$A_{\text{газ}} = \frac{(A_{\text{нефть}} + A_{\text{вода}})}{3} = \frac{(4,34 + 0,478)}{3} = 1,606 \text{ м}^2$$

Таким образом, суммарная площадь сепаратора равна:

$$A_{\text{сеп}} = (A_{\text{газ}} + A_{\text{нефть}} + A_{\text{вода}}) = 4,34 + 0,478 + 1,606 = 6,424 \text{ м}^2 \quad (24)$$

Минимальный диаметр сепаратора равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 * A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 * 6,424}{3,14}} = 2,86 \text{ м} \quad (25)$$

Отношение длины сепаратора к диаметру называется коэффициентом стройности сепаратора (SR – Slenderness Ratio). Для стандартных сепараторов данное соотношение обычно остаётся примерно постоянным и равно  $s=4,5$ .

Таким образом, минимальная длина сепаратора равна:

$$L = s * D = 4,5 * 2,86 = 12,87 \text{ м} \quad (26)$$

Объем сепаратора равен:

$$V = A * L = 6,424 * 12,87 = 82,67688 \text{ м}^3 \quad (28)$$

Рассчитаем уровни раздела фаз, расположение уровней раздела фаз показана на рисунке 11.

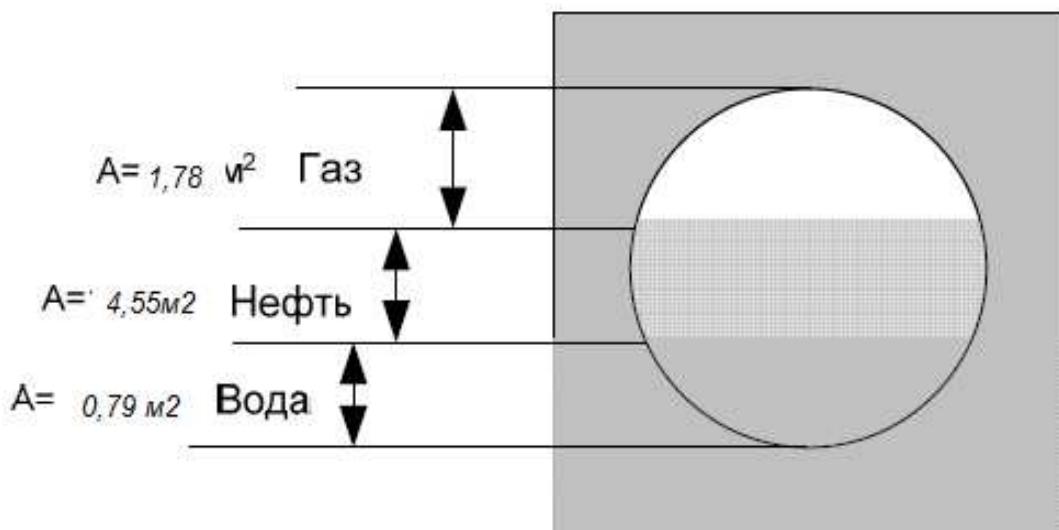


Рисунок 11 - Уровни раздела фаз

Нахождение высоты сечения при известной площади сегмента может быть решена в аналитической форме, однако более удобно пользоваться специальной диаграммой (рисунок 12), которая позволяет легко переходить от площади, занятой фазой, к высоте сечения.[12]

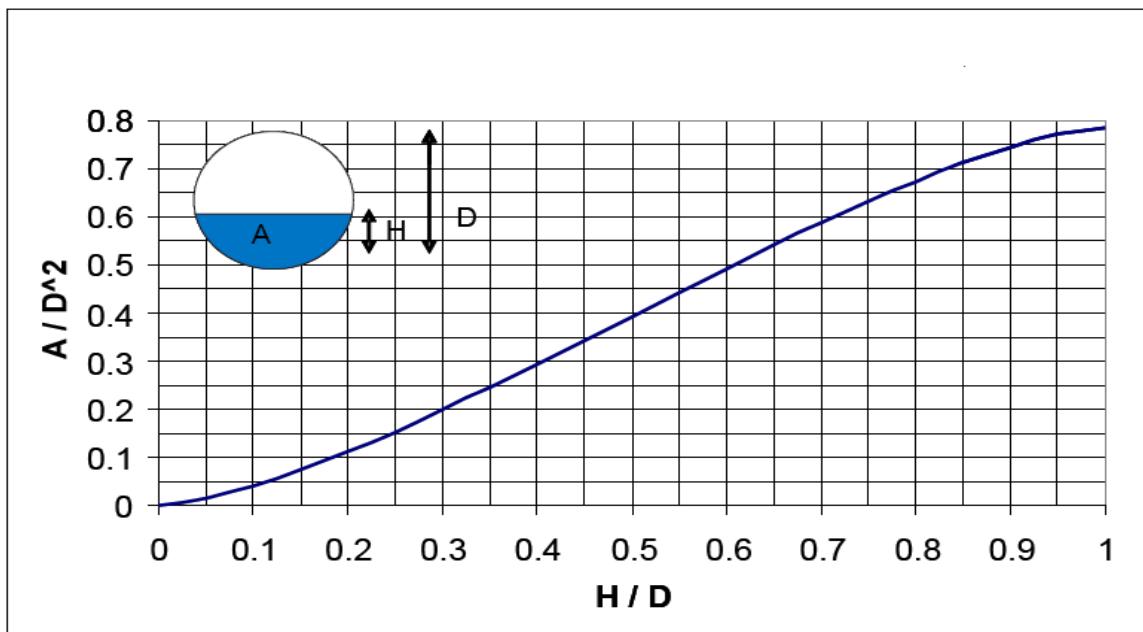


Рисунок 12 - Зависимость объема жидкости от уровня раздела фаз в горизонтальном сепараторе

Отношение  $A/D^2 = 0,78$  по графику находим  $H/D$ , равное 0,17. Из отношения  $H/D$  находим  $H$ . Таким образом, уровень раздела фаз вода/нефть равен 0,5м.

Слой газа занимает  $\frac{1}{4}$  от общей площади сечения в её верхней части, а, следовательно, уровень раздела фаз, равен

$$h_{\text{газа}} = 0,25 * D = 0,25 * 2,86 = 0,715 \text{ м} \quad (29)$$

Высоту слоя нефти можно рассчитать как разницу между диаметром сепаратора и толщинами слоёв нефти и воды:

$$h_{\text{нефти}} = D - h_{\text{газ}} - h_{\text{воды}} = 2,86 - 0,5 - 0,715 = 1,645 \text{ м} \quad (30)$$

Исходя из расчётов получаем высоты раздела фаз, показанные на рисунке 13.

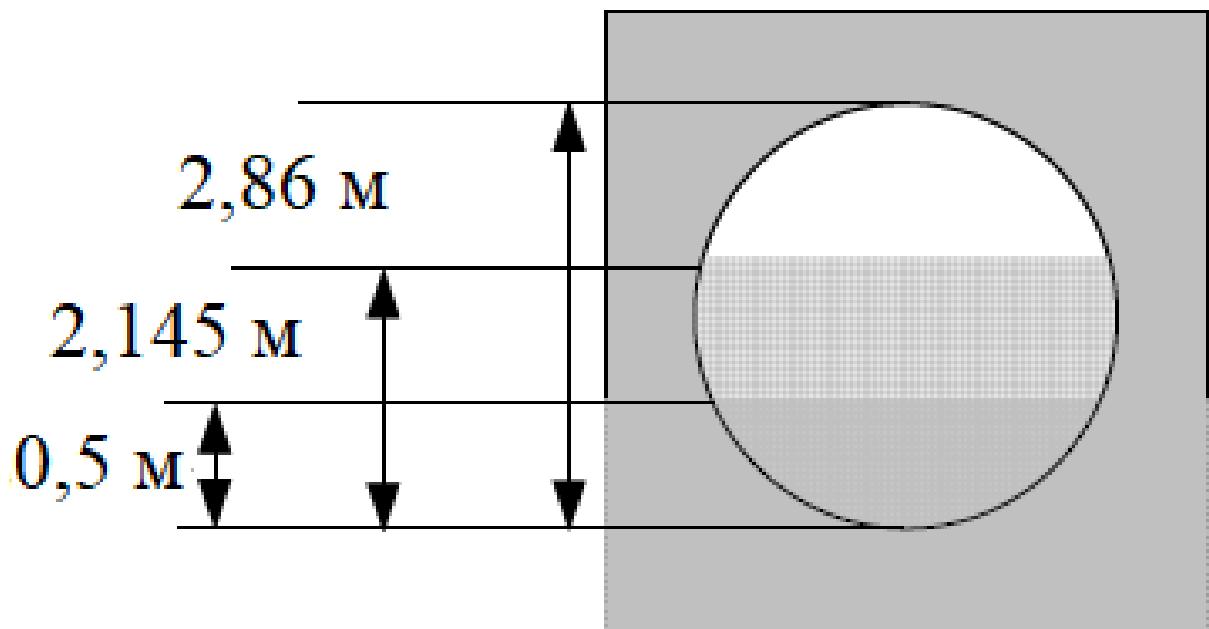


Рисунок 1 - Высоты раздела фаз

## 2.5 Механический расчёт

Механический расчет включает расчет толщины обечайки; подбор крышки, днища, фланцев и люка, расчет штуцеров и расчет и подбор опоры аппарата.

Расчет толщины обечайки. Материал обечайки и днищ выберем сталь 09Г2С (ГОСТ 5520-62). Данная сталь характеризуется высокой коррозионной стойкостью. При работе элементов химической аппаратуры в условиях любых отрицательных температур за расчетную температуру принимают 20 °С.

Расчет толщины обечайки проводят в соответствии с ГОСТ 14249-80.

Исполнительную толщину тонкостенной гладкой цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением, рассчитываем по формуле:

$$s \geq \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P} + c \quad (31)$$

Причем для обечайки  $D \geq 200$  мм должно соблюдаться условие

$$(s - c)/D \leq 0,1. \quad (32)$$

Суммарную прибавку к номинальной расчетной толщине стенки определяем по формуле:

$$c = c_1 + c_2 + c_3 \quad (33)$$

где  $C_1$  - прибавка на коррозию (1мм),  $C_2$  – прибавка на минусовое отклонение по толщине листа, примем 0,7 мм,  $C_3$  – технологическая прибавка, примем 0,5 мм.

$$c = 1 + 0,7 + 0,5 = 2,3 \text{ мм}$$

Допускаемое напряжение для выбранного материала сталь марки 09Г2С рассчитывает по следующей формуле:

$$[\sigma] = \eta \cdot \sigma^* \quad (34)$$

где  $\eta = 0,9$  – коэффициент для взрывоопасных и пожароопасных сред;  $\sigma^* = 183 \text{ МПа}$  – допускаемое напряжение для стали 09Г2С при 20 °C.

$$[\sigma] = 0,9 \cdot 183 = 164,7 \text{ МПа}$$

$\varphi = 0,9$  – коэффициент прочности сварных швов: стыковых, выполненных автоматической или полуавтоматической сваркой с одной

стороны, с флюсовой или керамической подкладкой, при контроле 100 % длины шва.

Толщину стенки обечайки рассчитываем по формуле:[12]

$$S \geq \frac{P \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P} + c = \frac{0,6 \cdot 2,86}{2 \cdot 164,7 \cdot 0,9 - 0,6} + 0,0023 = 0,0081 \text{ м} \quad (35)$$

Примем толщину стенки обечайки равной 11мм.

Проверка условия:  $(11 - 2,3)/2860 \leq 0,1$ .

Допускаемое давление в обечайке определяем по формуле:

$$P_d = \frac{2 \cdot \sigma_d \cdot \varphi \cdot (s - c_k)}{D_b + (s - c_k)} = \frac{2 \cdot 164,7 \cdot 0,9 \cdot (11 - 1)}{2860 + (11 - 1)} = 0,033 \text{ МПа} \quad (36)$$

Расчет эллиптического днища и крышки. Расчет толщины крышки и днища выполняется аналогично расчету толщины обечайки. Принимая

$$\varphi_{\text{днища}} = \frac{D_a - d}{D_a} = \frac{2,86 - 0,01}{2,86} = 0,99 \text{ (ослабление отверстием)}, \quad (37)$$

$$S \geq \frac{0,6 \cdot 2,86}{2 \cdot 164,7 \cdot 0,99 - 0,6} + 0,0023 = 0,007575 \text{ м}$$

Принимаем толщину днища равной толщине обечайки – 11 мм.

Наиболее распространенной формой днищ в сварных химических аппаратах является эллиптическая форма с отбортовкой на цилиндр Для данного аппарата подбираем два стандартных эллиптических отбортованных стальных днища с внутренними базовыми размерами типа: «Днище 3000×12-40-09Г2С ГОСТ 6533 – 68» (рисунок 14).

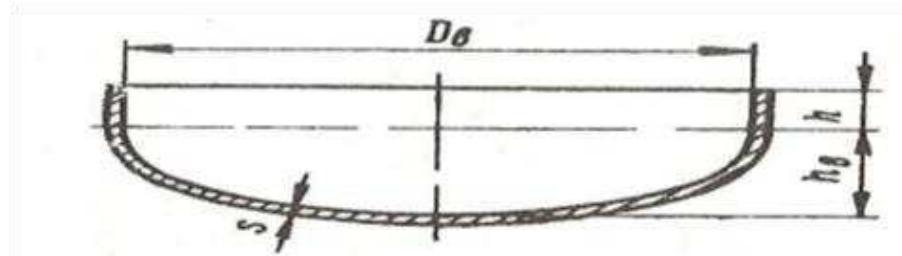


Рисунок 14 - Схема днища по ГОСТ 1235 – 67

Параметры данного днища приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры днища (крышки)

Dв, мм	s, мм	hн, мм	h, мм	F, м <sup>2</sup>	V, м <sup>3</sup>	Масса, кг
3000	12	750	400	10,1	3,817	970

Соединение обечайки с днищем и крышкой можно выполнить цельносварным либо на фланцах. Выбираем стальной плоский приварной фланец для присоединения крышки и днища к корпусу (ГОСТ 1235-67). Внешний вид фланца приведен на рисунке 15.

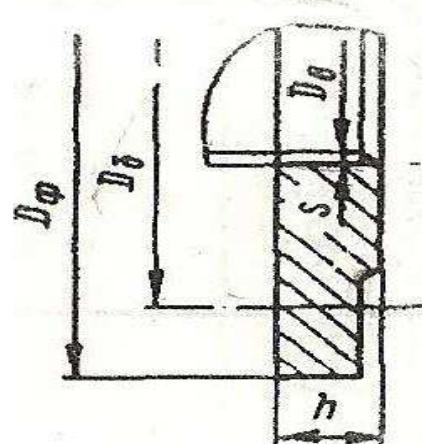


Рисунок 15 – Тип фланца

Размеры фланца представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Размеры фланца для днища и крышки.

D, мм	s <sub>min</sub>	Dб, мм	Dф, мм	h, мм	болты		Масса, кг
					dб	z	
3000	12	3110	3150	80	20	96	390

Подбор штуцеров.

Штуцеры должны соответствовать по конструкции и прочности рабочему давлению внутри аппарата, при этом должны обеспечивать высокую герметичность.

Штуцеры изготавливают из стальных труб необходимого размера. В зависимости от рабочего давления внутри аппарата выбирают размеры фланцев. Толщина стенок штуцеров должна определяться расчетом на плотность по рабочему давлению в аппарате и нагрузкам, возникающим от присоединенных деталей трубопроводов и арматуры, однако она не должна быть меньше половины толщины стенки аппарата, к которому они привариваются. При выборе высоты штуцеров необходимо исходить из условий закладки болтов во фланцы со стороны сосуда, а также с учетом толщины слоя изоляции, закрепляемой на поверхности аппарата.

Расчет внутренних диаметров входного и выходных патрубков.

1. Расчет входного патрубка сырья ( $d_1$ ):

Примем скорость сырья  $\omega = 1,5 \text{ м/с}$ .

Расчет диаметра патрубка ведем по формуле (2):

$$d_{\text{патр}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G}{\pi \cdot \omega}} \quad (38)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,347}{3,14 \cdot 1,5}} = 542,85 \text{ мм.}$$

2. Расчет выходного патрубка воды:

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,00382}{3,14 \cdot 1,5}} = 56,96 \text{ мм.}$$

3. Расчет выходного патрубка нефти:

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,03472}{3,14 \cdot 2}} = 171,72 \text{ мм.}$$

4. Расчет выходного патрубка газа:

Скорость газа равна 1,05 м/с.

$$d_4 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000124}{3,14 \cdot 1,05}} = 12,27 \text{ мм.}$$

Рассчитанные диаметры округляются до ближайшего большего значения. Результаты расчета и подбора штуцеров приведены в таблице 7.

Исходя из диаметров патрубков подбираем стандартные стальные фланцы по таблице 7 с размерами: ( ГОСТ 1235 – 67) (рисунок 16).

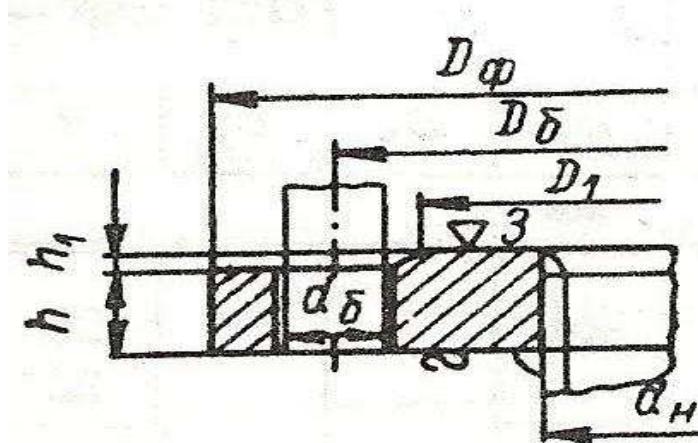


Рисунок 2 - Схема фланца по ГОСТ 1235-67

Таблица 7 - Результаты расчета и подбора штуцеров.

Назначение штуцера	D_y, мм	d_h, мм	D_phi, мм	h, мм	D_6, мм	D_1, мм	m, кг	болты	
								d_6	z
Вход смеси	600	630	780	31	725	685	39,4	M27	20
Выход газа	20	18	95	12	65	45	0,51	M12	4
Выход воды	250	273	390	25	350	320	10,7	M20	12

Выход нефти	600	630	780	31	725	685	39,4	M27	20
-------------	-----	-----	-----	----	-----	-----	------	-----	----

Выберем люк (рисунок 17) с плоской фланцевой крышкой и откидными болтами для обслуживания аппарата.

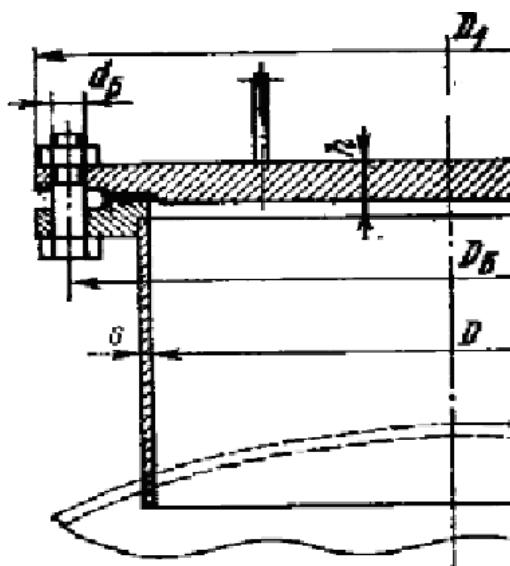


Рисунок 17 - Люк.

Характеристики люка внесём в таблицу 8.

Таблица 8 - Характеристики люка.

$D_e$ , ММ	$D_\phi$ , ММ	$D_\delta$ , ММ	$h$ , ММ	$s$ , ММ	$s_l$ , ММ	$L$ , ММ	$l$ , ММ	$l_l$ , ММ	Болты		Масса, КГ
									$d_\delta$ , ММ	$z$	
400	610	540	63	590	50	16	440	260	M36	16	230

Проведем расчет опор. Опоры для аппаратов в химической промышленности выбираются из расчёта максимальной нагрузки, которую опора должна выдержать во время испытания. Для выбора опоры аппарата необходимо определить вес аппарата в случае его полного заполнения водой.

Масса аппарата 25900 кг. Объем аппарата 100 м<sup>3</sup>.

Масса жидкости будет равна:

$$M_{ж} = \rho \cdot V = 1000 * 100 = 100000 \text{ кг} \quad (39)$$

Масса аппарата при полном наполнении жидкостью

$$M = M_{ж} + M_{апп} = 100000 + 25900 = 125900 \text{ кг} \quad (40)$$

Тогда вес аппарата равен 1,26 Мн или 1260 кН. Примем 2 опоры. Нагрузка на каждую будет составлять 630 кН. Примем опоры П 630-1520-1 ОСТ 26-2091-93 (рисунок 18). Основные размеры представлены в таблице 9.

Таблица 10 - Основные размеры опоры.

$R$ , мм	$L$ , мм	$L_1$ , мм	$l_1$ , мм	$h$ , мм	$h_1$ , мм	$s_2, \text{мм}$	$s_1$ , мм	$m$ , кг
1520	2640	2660	1246	880	320	20	14	316,0

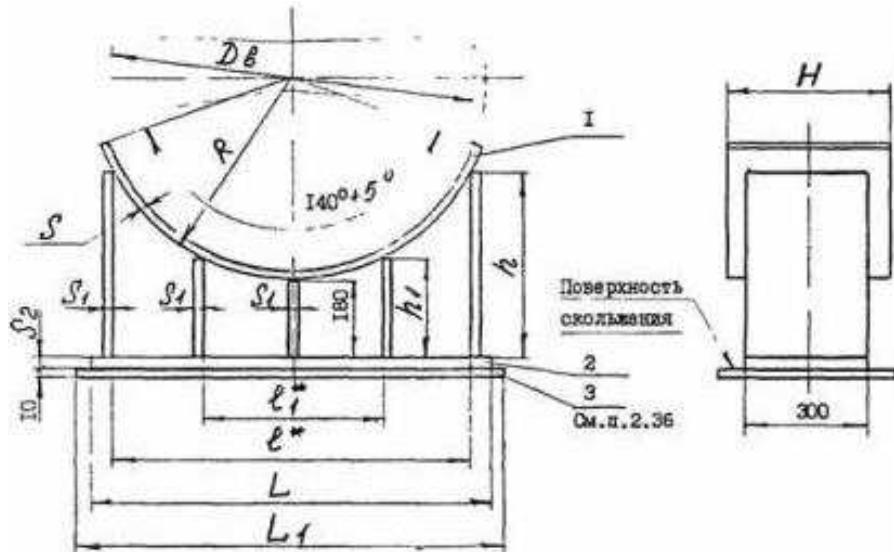


Рисунок 18 Опора П 630-1520-1

Подберем стандартные штуцера (таблица 10)

Вход	Выход	Выход	Выход	Для предох-	Для	Для
------	-------	-------	-------	-------------	-----	-----

аб	смеси, Dy,мм	газа Dy,мм	нефти Dy,мм	воды Dy,мм	го клапана Dy,мм	дренажа Dy,мм	пропарок Dy,мм
ли	600	400	300	300	200	150	50

ца

## 10 – Параметры штуцеров

Выберем стандартные штуцера для датчиков автоматизации (таблица 11).

Таблица 11 – Параметры штуцеров для датчиков автоматизации

Для датчиков ур-ня Dy,м	Для датчиков ур-ня Dy,мм	Для регуляторов ур-ня Dy,мм	Для сигнализатора ур-ня Dy,мм	Для термометра Dy,м	Для дифманометра Dy,мм	Для манометра Dy,мм	Для термометра сопротивления Dy,мм	Для указателя ур-ня Dy,мм
150	65	50	50	50 M27x 2	25 M20x1., 5	25 M20x1., 5	25 M20x1.,5	25

## 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, несмотря 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 + 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;
- надежность 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. [17]

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. [17]

### **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**

Типичными дефектами корпуса сепараторов, которые проявляются в ходе эксплуатации, являются:

- образование трещин любых видов в самом металле, на сварочных швах и в зоне около швов;
- повреждения от коррозии в сварных швах, а также самого металла в виде неравномерной или сплошной коррозии;
- эрозионный износ;
- различные виды корпусной деформации;
- расслоение металла.[16]

Ремонт корпуса проводится ремонтными подразделениями предприятий или спец. организациями, которые располагают особым техническим оборудованием и работниками, что способно обеспечивать качественное выполнение работы.

Специалисты по сварным работам и руководящие инженера, которые непосредственно заняты ремонтом и монтажом объектов, должны иметь соответствующие аттестации, позволяющие им работать со сварочным оборудованием на опасных производственных объектах.

При ремонте корпусов обязан применяться материал, который указан в паспорте на сепаратор. Характеристики и качество предложенного

материала обязаны согласовываться с должностными сертификатами предприятия-поставщика.

При возможной замены марки стали необходимо достижение соответствия расчетом на прочность согласование со специализированной организацией.

Для того чтобы выбрать ремонтный материал следует учитывать расчёты на давление, температурные показатели, характер и химический состав среды, а также коррозийные и технологические свойства материала.

Ремонт корпусов аппаратов проводится тремя способами:

- применение заварки трещины или наплавка всего участка с дефектом;
- полная замена участка с дефектом (замена листа, корпусных деталей, обечайки);
- ликвидация дефекта, но при этом толщина стенки после удаления должна соответствовать заданной прочности и надёжности. [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 внешнего 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 выполнения визуального контроля необходимо применять оптические приборы с показателями увеличения до 11. Примером таких приборов служит лупы ЛИП-3-11х ГОСТ 25706-83.

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

Для НК ультразвуковым методом используются дефектоскопы ультразвуковые типа «УД4-Т» фирмы «Votum», «СКАРУЧ» (рисунок 19) фирмы «Алтес» и т.д. Кроме того, применяют ультразвуковые толщиномеры типа «УТ-65М», «СКАТ-4000» (рисунок 20). [17]



Рисунок 19 – Ультразвуковой дефектоскоп «СКАРУЧ»



Рисунок 20 - Ультразвуковой толщиномер «СКАТ-4000»

Данный порядок работы с приборами представлен в техническом описании и инструкции по применению устройств и аппаратов.

Для НК сварных швов сепаратора ультразвуковым методом используются наклонные преобразователи с углом призмы 45°, 50°, 55° и с частотой 1,5-6 МГц.

Для достижения НК ультразвуковым методом нужно произвести проверочные образцы элементов проверяемых швов сепаратора.

Для калибровки ультразвукового толщиномера нужно произвести образцы с толщиной 10, 14, 20 мм. [17]

Рисунок 18 - Ультразвуковой толщиномер «СКАТ-4000»

Настройку ультразвуковой аппаратуры при проверке сварных швов сепаратора проводят по проверочным образцам с контрольным искусственным дефектом в виде зарубки.

### **3.4.2 Подготовка к контролю**

На месте проведения НК должны присутствовать:

- подвод от электрической сети переменного ток с напряжением от 120 В до 220 В.

Колебания напряжения не могут превышать 4%. В случае, когда колебания напряжения становятся выше, должны применяться стабилизаторы;

- подвод заземления;
- обезжижающие вещества и вода для обеспечения промывки;
- материал обтирочный;
- набор приборов для обеспечения визуального контроля и замера линейных размеров;
- аппаратура с набором приспособлений;
- приспособления, которые необходимы для изготовления контактной среды;

- комплект средств для разметки и маркировки.

Перед внешним и внутреннем осмотре 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 проверке сварных соединений необходимо проводить зачистку поверхности шва и примыкающих к нему участков основного металла. [17]

Острые изрезанности и выпуклости на поверхности, подвергнутые контролю, ликвидируют с помощью ручной шлифовальной машинки с небольшим наждачным камнем, напильником и наждачной бумагой.

При зачищении проверяемых поверхностей нужно наблюдать за тем, чтобы размеры поверхности не выходили за границы допусков размеров деталей.

При достижении акустического контакта между искателем и поверхностью, перед контролем необходимо тщательно протирать поверхность ветошью, в дальнейшем нужно нанести слой контактной смазки.

Для получения надежного акустического контакта преобразователь - контролируемое изделие следует использовать масла с различной вязкостью.

Выбор масла по вязкости напрямую зависит от чистоты проверяемой поверхности и температуры окружающей среды. Если поверхность грубая, то и температура будет выше, при этом вязкие масла следует использовать в качестве контактной жидкости.

Повышение вязкости контактной жидкости уменьшает чувствительность к обнаружению дефектов. Отчего в каждом эпизоде следует избирать контактную жидкость с наименьшей вязкостью, обеспечивающей надежный акустический контакт преобразователь - контролируемая деталь.

Настройку дефектоскопа на заданную чувствительность вырабатывают по образцам, которые входят в его набор, а затем по испытательным образцам, для чего на поверхность ввода наносят контактную жидкость и устанавливают ультразвуковой преобразователь.

[17]

### **3.4.3 Порядок контроля**

Сепаратор подвергают визуальному контролю невооруженным глазом и при помощи оптического средства. При этом идёт выявление крупных трещин, надрывов, отдулин, выпучин на внешней и внутренней поверхности сепаратора, а также всевозможные нарушения плотности и прочности сварных соединений.

При УЗК сварных швов рабочую настройку ультразвукового дефектоскопа для проверки спаек толщиной менее 25 мм производят по стандартным и испытательным образцам.

Ультразвуковой преобразователь с углом призмы 45-55° и рабочей частотой 3 МГц закрепляют на поверхности образца, с заранее нанесенной контактирующей жидкостью.

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

Во время контроля сварных швов сепаратора методом УЗК их отбраковывают в следующих эпизодах:

- когда амплитуда эхо-импульса дефекта равна амплитуде импульса от **искусственного** дефекта или больше ее;
- когда найденный на поисковой чувствительности дефект оказывается протяженным, то есть когда дистанция передвижения преобразователя-искателя между точками, которые соответствуют моментам пропадания сигнала от дефекта, является более 25 мм. [24]

Спустя 0,5 часа после начала контроля, а далее каждые 1-1,5 часа работы проверяют настройку дефектоскопа по проверочному образцу.

Перед проверкой толщины стенки сепаратора при помощи толщинометра, его нужно откалибровать. [24]

Действительная 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 пишется акт в двух экземплярах, один из которых идёт в комплект к паспорту на сепаратор, второй держится в службе НК.

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

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

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной работы:

- проанализирован состав скважинной продукции;
- изучен процесс сепарации нефти и газа;
- проанализированы конструкции существующих нефтегазовых сепараторов, в результате был выбран горизонтальный трёхфазный сепаратор первой ступени.
- разработана технологическая схема сепарационной установки, включающая в себя три последовательно соединённых трёхфазных сепаратора, одного дегазатора и 6 центробежных насоса.
- разработана конструкция нефтегазового сепаратора, в котором было выдвинуто решение установить полочную коалесцирующую насадку;
- выполнены прочностной расчет сепаратора и расчет материального баланса сепарации. По исходным данным был рассчитан корпус сепаратора с внутренним диаметром  $D = 3,0$  м и длиной  $L = 13,0$  м.
- разработаны мероприятия по эксплуатации и ремонту нефтегазового сепаратора.

Таким образом, все задачи выпускной работы выполнены и цель достигнута.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Персиянцев М.Н., Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях-М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999-283 с:
2. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промысловой 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. Дащевский А.В. Справочник инженера по добыче нефти: учебное пособие / Дащевский 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.
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](http://gazovik-pgo.ru/cat/separatory/separatori_so_sbrosom.html)
9. Лутошкин Г. С.. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983.—224 с.
10. Тронов В. П.. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: «Фэн», 2002.—408 с.
11. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1984, 464 с.

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. .
16. ОТУ 3-01. Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов. - 90 с.
15. Мильштейн Л. М., к.т.н. (ООО «МНТК Топэнергомашпром»): Опыт применения и перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов. Нефтяное хозяйство 03'2009. – с. 88-91.
17. Методика проведения неразрушающего контроля сепаратора нефтегазового НГСВ1-10-3000-09Г2СН - Введ. 19.07.1999. - Уфа : Специальное проектное конструкторско-технологическое бюро нефтяного и газового машиностроения СПКТБ «НЕФТЕГАЗМАШ». - 20 с.
18. Инструкция по техническому надзору и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на которые не распространяются Правила Госгортехнадзора ИНТЭ-93;
19. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. - М,: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 320с.
20. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции.: Учебное пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 2004. - 268 с.
21. Торопов К.В. Выбор оптимального давления на первой ступени сепарации / К.В. Торопов, В.А. Павлов, В.А. Суртаев, А.О. Карапетян // Нефтяное хозяйство. 2008. - №11. - с.89-92.
22. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. М.: Нефть и газ, 2002, 768 с.;
23. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 2. М.: Нефть и газ, 2003, 806 с.;

24. Беляев В. М., Миронов В. М. Конструирование и расчёт элементов оборудования отрасли. Часть I: Тонкостенные сосуды и аппараты химических производств: Учебное пособие / Том. политех. ун-т. – Томск,

2003. – 168 с

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ТРЁХФАЗНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СЕПАРАТОРЫ**

#### **Отчёт о патентных исследованиях**

Руководитель \_\_\_\_\_

B.C.

Тынченко

\_\_\_\_\_

A.A.

Исполнитель \_\_\_\_\_

Кокарев

Красноярск 2017

## **Общие данные об объекте исследования**

Объектом исследования является горизонтальный трёхфазный 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](http://www.fips.ru)) с использованием ключевых слов: сепарация нефти, нефтяной сепаратор, нефтегазовый сепаратор.

Глубина патентного поиска - 15 лет. Начало поиска: июль 1998 г., окончание поиска: декабрь 2013 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.

В данном отчёте представлен анализ патентов (по данным на март 2017 г.), описывающих устройства нефтяных сепараторов.

При проведении анализа патентных документов нами ставились следующие задачи:

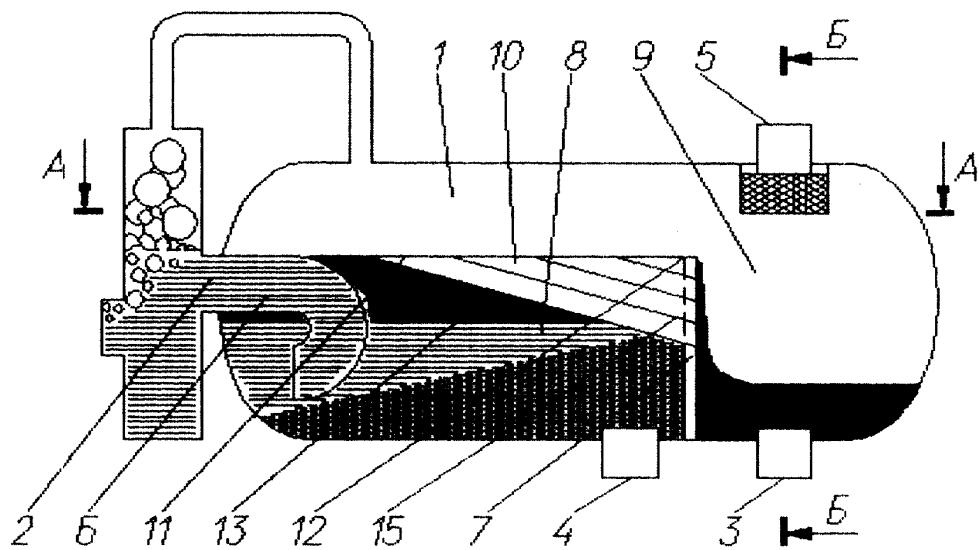
- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- определение патентной чистоты разработанного в рамках выполнения бакалаврской работы нефтегазового сепаратора.

## **Технический уровень и тенденции развития объекта исследования**

Прежде всего, хотелось бы отметить, что исполнителем данной работы, разработана конструкция горизонтального трёхфазного сепаратора, позволяющая повысить производительность аппарата по газу. Данный сепаратор обладает производительность по сырью 100 т/ч.

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных нефтегазовых сепараторов.

1) Известная сепарационная установка (рисунок А.1), включающая трехфазный сепаратор, содержит емкость 1 с штуцерами ввода нефтяной эмульсии 2, вывода отстоявшихся нефти 3, воды 4, газа 5. К штуцеру ввода эмульсии перед емкостью сепаратора подсоединен депульсатор, а внутри емкости - патрубок 6. Перегородка 7 отделяет отстойную камеру 8 от нефтеуборной камеры 9. В отстойной камере 8 вдоль емкости 1 установлен лоток 10 для сбора отделившейся легкой фазы - нефти. Верхняя образующая 11 лотка 10 расположена в горизонтальной плоскости на уровне сливной кромки 12 перегородки 7, а дно 13 наклонено в сторону нефтеуборной камеры 9. Нижний торец лотка 10 выполнен открытым и подсоединен к вырезу 14 в перегородке 7. Внутри лотка параллельно его дну установлены полки 15, прикрепленные боковыми кромками к стенкам лотка, а нижним краем - к вырезу 14, т.о., что образуют в вырезе сливные щели 16.



Фиг. 1

Рисунок А.1 – Сепарационная установка

Сепаратор работает следующим образом. Газонасыщенная эмульсии нефти и воды, пройдя депульсатор, через штуцер 2 и патрубок 6 поступает в отстойную камеру 8. В камере 8 идет разрушение эмульсии с отделением из нее газа, нефти и воды. Газ собирается в верхней части сепаратора и выводится через штуцер 5, вода оседает на дно отстойной камеры 8 и выводится из нее через штуцер 4, а нефть собирается в верхней части камеры 8. Уровень нефти в емкости 1 трехфазного сепаратора поддерживается высотой перегородки 7. По мере отстаивания наиболее обезвоженная нефть сосредотачивается в тонком верхнем слое и перетекает через кромки 12 перегородки 7 в нефтесборную камеру 9, а через верхнюю образующую 11 лотка 10 - на его дно 13 и полки 15. На них происходит дополнительное газовыделение и отсепарированная обезвоженная нефть через щели 16 сливаются в нефтесборную камеру, из которой выводится через штуцер 3.

Данное решение позволяет повысить качество нефти за счет сбора наиболее обезвоженной ее части, предотвратить загрязнение воды нефтью за счет ликвидации застойной зоны у перегородки отстойной камеры, повысить качество газа путем предотвращения уноса им капельной нефти,

повысить производительность сепаратора за счет рационального распределения нефти и воды в отстойной камере.

2) Известный трехфазный сепаратор (Рисунок А.2) состоит из горизонтального цилиндрического корпуса 1 со штуцерами ввода нефтеводогазовой эмульсии 2, вывода газа 3, вывода обезвоженной нефти 4, вывода отделившейся воды 5. Перегородка 6 разделяет конструкцию сепаратора на два отсека: сепарационный и отсек гидростатического отстоя. Штуцер 2 ввода нефтеводогазовой эмульсии оснащен устройством 7 приема нефтеводогазовой смеси. Штуцер вывода отделившегося газа оснащен устройством для улавливания капельной жидкости 15.

В отсеке для гидростатического отстоя установлен короб 8, образующий камеру для подготовки эмульсии к расслоению и отделению свободной воды. Внутри короба, вдоль его стенок смонтированы продольные перегородки 9, увеличивающие время пребывания эмульсии. В нижней части перегородок 9 и боковых стенках короба 8 выполнены прорези 10 и 11. Над прорезями в стенках короба 8 установлены распределители 12. Торцы короба 8 перекрывают перегородки 6 и 13. В верхней части короба у перегородок 6 и 13 смонтированы газоотводные устройства 14, соединяющие через отверстия в коробе 8 пространство под ним с верхней частью сепаратора и предотвращающие скопление образовавшегося газа при гидростатическом отстой эмульсии.

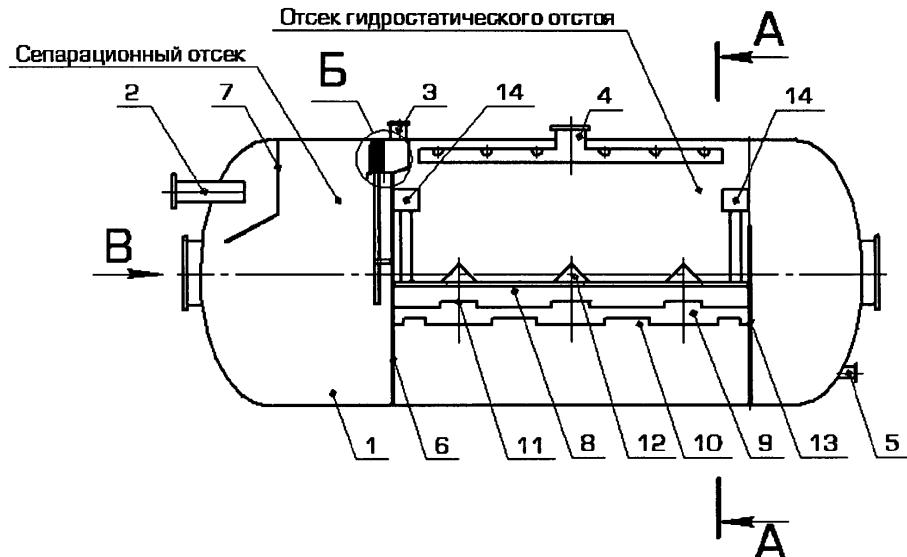


Рисунок А.2 – Трёхфазный сепаратор

Трёхфазный сепаратор работает следующим образом.

Нефтяная газожидкостная эмульсия с высокой обводненностью, обработанная деэмульгатором, из добывающих скважин поступает в сепаратор через штуцер 2, оснащенный устройством 7 приема нефтеводогазовой смеси, например, наклонным полочным элементом. Устройство 7 принимает на себя струю жидкости из штуцера ввода 2, эмульсия распределяется по его поверхности и стекает по наклонной части. Назначение устройства 7 приема нефтегазовой смеси - интенсификация газовыделения из эмульсии и ослабление действия ударных нагрузок при пульсирующем режиме подачи эмульсии в сепаратор.

Газосепарация нефти происходит в сепарационном отсеке перед разделительной перегородкой 6. Отделившийся газ выводится через штуцер 3, совмещенный с устройством 15 улавливания капельной жидкости, представляющим собой коалесцирующий блок, состоящий из перфорированных решеток, установленных последовательно в наклонном лотке. Конденсат, образующийся при прохождении газа через устройство улавливания капельной жидкости, стекает по наклонной плоскости лотка и через отводной патрубок поступает самотеком в сепарационный отсек аппарата. Разгазированная при давлении сепарации нефтеводяная эмульсия

через отверстие 16 разделительной перегородки 6 поступает под короб 8 в отсек для гидростатического отстоя, в результате обеспечиваются равные условия разделения всего потока поступающей на разделение эмульсии. Нефтяная эмульсия поступает в пространство между продольными перегородками 9. Далее через прорези 10 в перегородках 9 эмульсия поступает под боковые стенки короба 8 и через прорези 11 под распределители 12.

Через боковые стенки распределителей 12 эмульсия равномерно распределяется по сечению сепаратора, что обеспечивает эффективное разделение ее в отстойном объеме на нефть и воду. Отделившаяся вода движется вниз аппарата и выводится через штуцер 5 вывода воды. Отделившаяся нефть поднимается в верхнюю часть сепаратора и выводится через штуцер 4 вывода нефти.

3) Известен трехфазный сепаратор (рисунок А.3), включающий горизонтальную камеру дегазации 1 со штуцерами для ввода смеси 2 и вывода газа 3 и горизонтальную камеру обезвоживания 4 с устройством для ввода нефтеводяной смеси 5, устройствами для вывода нефти 6 и воды 7. Камера дегазации 1 установлена над камерой обезвоживания 4 и опирается на нее при помощи опор 8. Обе камеры связаны жидкостным стояком 9, соединяющим нижние части камер 1 и 4, и газовым стояком 10, соединяющим верхние части камер 1 и 4. Для удобства изготовления, транспортировки и монтажа стояки 9 и 10 выполнены с фланцевыми разъемами 11 и 12 соответственно, разделяющими их на приваренные к корпусам штуцера и соединяющие их съемные участки трубопроводов.

Двухкамерный трехфазный сепаратор, работает следующим образом. Исходную нефтеводогазовую смесь вводят в верхнюю камеру 1 через штуцер 2. В этой камере за счет поддержания постоянного уровня жидкости и давления в газовом объеме происходит дегазация нефти. Газ отводят через штуцер 3, а жидкость (нефтеводяная смесь) по стояку 9

перетекает в нижнюю камеру 4, где в процессе движения от распределителя 5 до устройств вывода нефти 6 и воды 7 эта смесь расслаивается на нефть и воду.

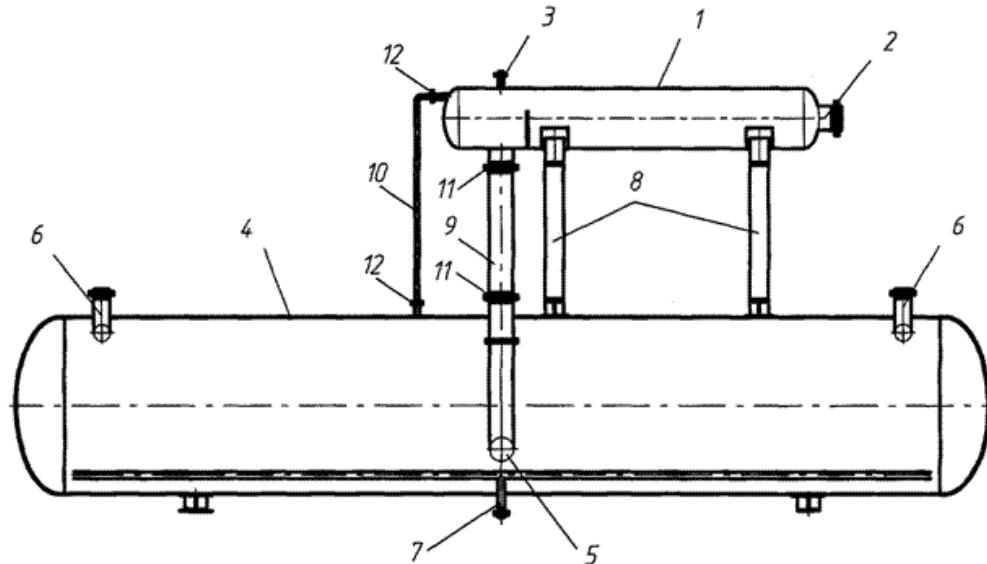


Рисунок А.3 – Трёхфазный сепаратор

Газовый стояк 10 необходим для нормального функционирования устройства, исключения образования газовых пробок при колебаниях давления или температуры в системе, при заполнении аппарата жидкостью, для исключения создания вакуума при опорожнении отстойной камеры. Кроме того, газовый стояк 10 может быть приспособлен для установки уровнемера. Условия его работы при размещении в этом стояке лучше, чем при размещении непосредственно в камере обезвоживания 1, поскольку в стояке 10 отсутствует движение жидкости, вносящее возмущение и искажающее показания прибора.

Преимущественная область применения предлагаемого устройства - разделение высокообводненных эмульсий на начальном этапе подготовки нефти или малоустойчивых эмульсий.

4) Известный трехфазный сепаратор (рисунок А.4) состоит из горизонтального цилиндрического корпуса 1 со штуцерами ввода нефтеvodогазовой смеси 2, вывода обезвоженной нефти 3, вывода

отделившейся воды 4, вывода газа 5. В корпусе сепаратора расположена поперечная переливная перегородка 6, не доходящая до верха обечайки. За перегородкой расположена секция приема нефти 7.

В отстойной зоне сепаратора перед переливной перегородкой 6 установлена полочная коалесцирующая насадка 8. Она состоит из гофрированных листов вертикально установленных вдоль корпуса сепаратора. Гофры листов имеют трапециевидный профиль. Листы в насадке установлены с зазором друг относительно друга с совмещением положения гофр. При этом в насадке между смежными гофрами образованы извилистые каналы, ширина которых между боковыми сторонами 9 гофр уже, чем между их вершинами 10.

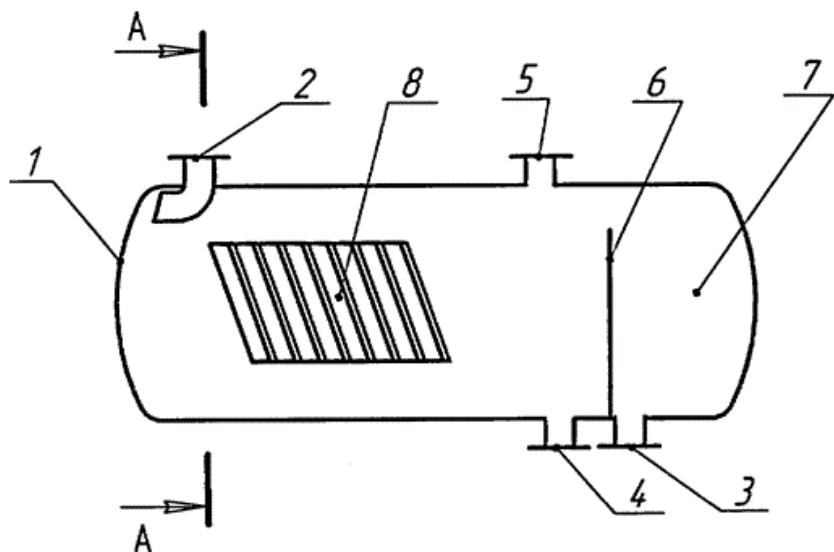


Рисунок А.4 – Трёхфазный сепаратор

Насадка может быть выполнена из листов с гофрами наклоненными по отношению к горизонтали. Это позволяет образовать в насадке полочную систему с более высокой эффективностью разделения за счет ограничения высоты гравитационного осаждения капель между гофрами.

Нефтяная газосодержащая эмульсия с обводненностью более 50%, обработанная деэмульгатором, из добывающих скважин поступает через штуцер 2 в сепаратор, оборудованный устройством приема нефтеvodогазовой смеси, например, наклонным лотком (полкой).

Газосепарация нефти осуществляется непосредственно перед коалесцирующей насадкой 8. Выделившийся газ выводится через штуцер 5, а разгазированная при давлении сепарации нефтеводяная эмульсия поступает в насадку 8 расположенную между уровнями раздела фаз в сепараторе. Эмульсия движется по извилистым каналам насадки, образованным ее гофрами. Вследствие изменения направления потока эмульсии и скорости ее движения появляются центробежные силы, направленные от центра кривизны к внешней стенке канала.

Этим обуславливается разность давлений в потоке при переходе его с поворотом последовательно из узкого канала в широкий канал, вследствие чего в жидкости возникают мелкомасштабные вихревые образования. Это интенсифицирует столкновение капель (например, воды в нефти) друг с другом и их слияние.

При поступлении эмульсии с укрупненными каплями воды из широких в узкие участки каналов, образованные между боковыми сторонами гофров, капли воды коалесцируют на их стенках, сливаются и вода стекает в водяную зону сепаратора. При выполнении насадки из листов с наклонными гофрами (к горизонтали) образуются в насадке наклонные полки, в результате чего при прохождении между ними нефтеводяной эмульсии из-за малой высоты отстаивания интенсифицируется гравитационное выпадение укрупненных капель воды на поверхность полок и вывод ее из насадки.

Вода из водяной зоны сепаратора выводится через штуцер 4.

Обезвоженная до 5-15% остаточной воды нефть через переливную перегородку поступает в секцию приема нефти 7 и выводится через штуцер 3 из сепаратора.

## **Заключение**

Таким образом, в ходе патентного исследования установлено, что среди российских изобретений за 15 лет можно выделить три изобретения, близких по сути к разработанному аппарату.

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

- повышения производительности;
- повышения эффективности раздела фаз;
- снижения или сохранения массогабаритных размеров;
- интенсификации процесса пеноразрушения.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Пат. 2114678 Российская федерация, МПК B01D19/00. Трёхфазный сепаратор / Редькин И.И., Редькин В.И., Кулакова Т.А; заявитель и патентообладатель: Редькин Игорь Иванович; заявл. 23.07.1996; опубл. 10.07.1998.
2. Полезная модель 126618 Российская федерация, МПК B01D17/028. Трёхфазный сепаратор / Алфимов Михаил Геннадьевич, Сытдиков Рустам Салимжанович; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Контэкс"; заявл. 10.10.2012; опубл. 10.04.2013.
3. Полезная модель 139401 Российская федерация, МПК B01D17/028. Трёхфазный сепаратор / Гершуни Семен Шикович; заявитель и патентообладатель: Закрытое акционерное общество "ВНИИ Нефтяного машиностроения"; заявл. 06.12.2013; опубл. 06.12.2013.
4. Полезная модель 26440 Российской федерации, МПК B01D17/028. Трёхфазный сепаратор / Соколов А.Г., Шабашев Е.Ф.; заявитель и патентообладатель: Соколов Анатолий Георгиевич, Шабашев Евгений Фадеевич; заявл. 20.05.2002; опубл. 10.12.2002.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

### **ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ**

- 1) Чертёж общего вида сепаратора (1 лист формата А2)
- 2) Чертёж опоры сепаратора (1 лист формата А3)
- 3) Чертёж полочной коалесцирующей насадки (1 лист формата А4)

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

« 06 » июня 2017 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и  
технологических комплексов»

**Разработка сепараторов установки комплексной подготовки природного  
газа и нефти.**

Руководитель

к.т.н., доцент

В.С. Тынченко

Выпускник

А.А. Кокарев

Красноярск 2017