

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

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э.А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

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

**Модернизация конструкции вакуумного дегазатора буровой установки**

Руководитель \_\_\_\_\_ к.т.н., доцент Е.А. Соловьёв

Выпускник \_\_\_\_\_ А.И. Феоктистов

Красноярск 2017

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

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Красноярск 2017

Студенту Феоктистову Александру Игоревичу

Группа ГБ 13-04

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация конструкции вакуумного дегазатора буровой установки»

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

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Объектом модернизации является аппарат для вакуумной очистки бурового раствора от попутного нефтяного газа. Главным критерием модернизации является повышение надёжности аппарата и степени очистки бурового раствора от газа. Требуемая производительность: 12 м<sup>3</sup>/ч. Рабочее давление: 0,061 МПа. Рабочая температура: 20 °С. Требуемое значение остаточного газосодержания: 2 % об.

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

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников и научных статей по существующим способам очистки бурового раствора от попутного нефтяного газа и соответствующего оборудования. Анализ существующих конструкций вакуумных дегазаторов для очистки бурового раствора от попутного нефтяного газа, выявление недостатков конструкции. Заключение к литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить по ГОСТ отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка технического задания на модернизацию конструкции вакуумного дегазатора. Расчёт основных параметров аппарата. Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура, клапаны, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка технологических режимов работы установки. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту аппарата.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Чертёж общего вида вакуумного дегазатора (1 лист формата А3), чертёж фланца (1 лист формата А3), презентация (15 страниц).

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ А.И. Феокистов

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация конструкции вакуумного дегазатора буровой установки» содержит 87 страниц текстового документа, 20 рисунков, 6 таблицы, 2 приложение, 19 использованных источников, 2 листа графического материала.

**ВАКУУМНЫЙ ДЕГАЗАТОР, ВАКУУМНЫЙ НАСОС, ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ДЕГАЗАТОРА, ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА.**

Цель работы: Проанализировать конструкции вакуумных дегазаторов для очистки бурового раствора. Разработать модернизацию вакуумного дегазатора буровой установки. Разработать мероприятия по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту установки.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ конструкций вакуумных дегазаторов буровой установки;
- проведение патентно-информационного обзора;
- исследование результатов по проведению антикоррозийной обработки.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о конструкциях вакуумных дегазаторов. Разработана модернизация конструкций вакуумного дегазатора буровой установки.

Разработаны мероприятия по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту установки.

## Содержание

Введение.....	8
1. Литературный обзор .....	9
1.1. Циркуляционная система буровой установки.....	9
1.1.1 Очистные устройства циркуляционной системы.....	10
1.1.2. Всасывающие линии и манифольд.....	14
1.1.3 Промывка скважин и буровые растворы .....	14
1.1.4 Параметры буровых растворов и методы их измерения.....	16
1.2. Газирование бурового раствора.....	17
1.3. Регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе .....	20
1.4. Технология химической обработки бурового раствора .....	22
1.5. Методы утилизации отработанных буровых растворов и бурового шлама .....	23
1.6. Заключение к литературному обзору.....	24
2. Конструкторско-технологический раздел .....	27
2.1 Разработка технического задания на модернизацию конструкции вакуумного дегазатора.....	27
2.2. Расчёт основных параметров дегазатора .....	30
2.2.1. Расчёт толщины стенки корпуса вакуумного дегазатора.....	30
2.2.2. Расчёт конструктивных устройств внутри камеры дегазатора.....	32
2.2.3. Расчёт фланцевого соединения.....	37
2.4. Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата.....	45
2.5. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования.....	48
2.5.1. Выбор вакуумного насоса.....	49
2.6. Вывод по второй главе.....	50
3. Эксплуатация и ремонт.....	52
3.1. Разработка технологических режимов работы установки.....	52

3.2. Требования к технологическому оборудованию.....	53
3.3. Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту.....	54
3.3.1 Подготовка к ремонту.....	55
3.3.2. Промывка дегазатора.....	55
3.3.3.Ремонт корпуса дегазатора.....	57
3.3.4.Ремонт запорной арматуры.....	60
3.4. Вывод по главе.....	61
Заключение .....	62
Список используемой литературы.....	63
Приложение А. Отчёт о патентных исследованиях.....	65
Приложение Б. Графические материалы.....	87

## Введение

Процессы очистки, приготовления и дегазации буровых промывочных жидкостей (буровых растворов) занимают одно из основных мест среди других процессов строительства и ремонта глубоких скважин. Современную буровую установку невозможно представить без эффективной системы удаления выбуренной породы и газа из бурового раствора. Длительное и многократное воздействие на буровой раствор высоких температур, сдвиговых напряжений, пластовых флюидов требуют не только глубокой очистки раствора от механических примесей, но и непрерывной обработки раствора соответствующими материалами и реагентами, что в свою очередь предполагает оснащение наземной части бурового комплекса соответствующими техническими средствами. Повышение требований к качеству строительства скважин, в связи с истощением месторождений, ужесточение природоохранного законодательства, выход в нефтедобывающие районы со сложными климатическими и геолого-техническими условиями серьёзно повысили в последние годы уровень требований к технике и технологии очистки, приготовления и утилизации буровых растворов. Поддержание свойств промывочной жидкости в заданных пределах играет главную роль при вскрытии продуктивных пластов. Огромные затраты, вложенные при строительстве скважины, могут оказаться напрасными, если при вскрытии продуктивного пласта не был приготовлен буровой раствор с нужными свойствами и не было уделено достаточно внимания работе системе очистки от шлама и газа. Нельзя недооценивать роль системы очистки в обеспечении экологической безопасности процесса бурения. Именно средства очистки и эффективная технология химической обработки раствора обеспечивают минимизацию объема старого бурового раствора и позволяют перейти к прогрессивной безамбарной технологии сооружения нефтяных и газовых скважин.

# 1. Литературный обзор

## 1.1. Циркуляционная система буровой установки

Циркуляционная система буровых установок играет одну из главных ролей в процессе бурения. Она содержит в себе различные наземные сооружения и устройства, которые обеспечивают промывку скважин с помощью многократной принудительной циркуляции бурового раствора по замкнутому кругу насос — забой скважины — насос. При этом использование такой циркуляции позволяет увеличить существенную финансовую выгоду за счёт снижения затрат на химические реагенты и иные ценные материалы, входящих в состав бурового раствора. Также следует отметить, что замкнутая циркуляция позволяет предотвратить загрязнение природной среды стоками бурового раствора, который содержит химически агрессивные и токсичные частицы.

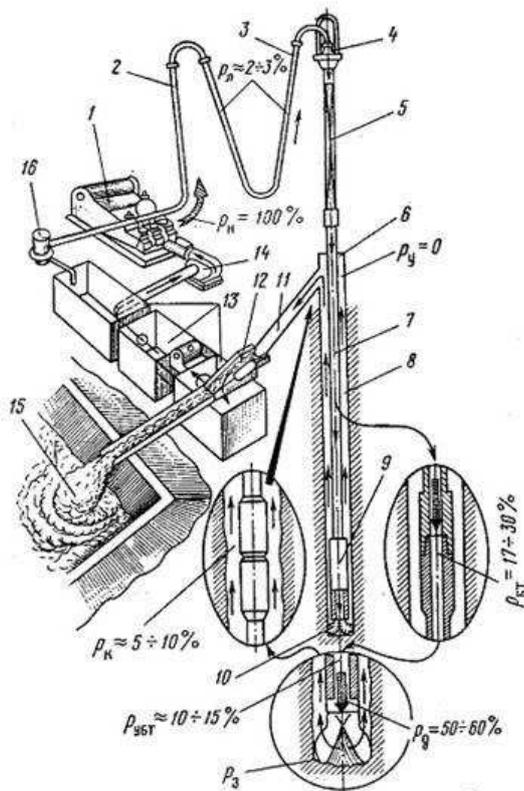


Рисунок 1 – Схема циркуляции бурового раствора

Главные требования, которые предъявляются к циркуляционным системам буровых установок, — использование качественного изготовления, контроль и сохранение нужных для этих геолого-технических условий состава и физико-механических качеств бурового раствора. Во время выполнения данных требований достигаются довольно высокие скорости бурения и в существенной степени предотвращаются различные аварии и осложнения в скважине.

Опыт демонстрирует, что для поддержания оптимального состава и свойств бурового раствора, в нём не должны содержаться различные частицы выбуренной породы, песка и ила величиной 5 мкм и больше. Пропускная способность различных очистных устройств должна быть не меньше максимальной подачи насосов.

### **1.1.1 Очистные устройства циркуляционной системы**

Очистка бурового раствора совершается с помощью последовательного удаления мелких и крупных частиц выбуренной породы и других примесей, имеющих в поступающей из скважины промывочной жидкости. Для проведения полной очистки бурового раствора, в циркуляционные системы содержится совокупность очистных устройств.

Первичная очистка производится вибрационными ситами, с помощью которых удаляются крупные частицы (величиной свыше 75 мкм). Мелкие частицы различных вредных примесей будут удаляться с помощью пескоотделителя (40 мкм), илоотделителя (25 мкм) и центрифуги (5 мкм), применяемых на следующих степенях очистки.

По количеству вибрирующих рам выделяют одинарные, сдвоенные и строенные вибросита с одно-, двух- и трехъярусными горизонтально или наклонно размещёнными ситами. Вибрирующие рамы содержат персональные вибраторы и выравниватели для получения равномерного

распределения раствора по всей ширине сита. В многоярусных виброситах буровой раствор из скважины направляется на верхнее сито с более крупными ячейками, а потом на нижние с меньшими ячейками. В итоге увеличивается производительность на одну единицу поверхности сита и вместе с тем сокращается его износ.

В виброситах используются сетки, у которых параметры ячеек в свету образуют: 0,16X0,16; 0,2x0,2; 0,25X0,25; 0,4X0,4; 0,9X X0,9 мм. В некоторых государствах сортамент сеток определяется по количеству отверстий, которые приходятся на одну единицу длины или площади сетки. Во время выбора величины ячеек сетки учитывается нужная степень очистки, пропускная способность вибросита и плотность бурового раствора.

Более тонкая очистка различных буровых растворов производится гидромеханическим методом. Для этих целей в песко- и илоотделителях используются конические гидроциклоны.

В гидроциклон (рис. 2) буровой раствор будет подаваться под давлением по питающей насадке 4. За счёт тангенциального расположения питающей насадки и высокоскоростного истечения буровой раствор интенсивно вращается относительно оси гидроциклона. Самые тяжёлые и крупные частицы, имеющиеся в буровом растворе, будут отбрасываться центробежными силами во внешний поток раствора, формирующийся в пристенной зоне конуса 2. Сходя по винтообразной траектории до верхушки конуса, частицы будут удаляться через шламовую насадку 3 в имеющийся под гидроциклоном шламоборник. Мелкие частицы, которые обладают малой для преодоления сопротивления среды центробежной силой, будут оказываться во внутреннем восходящем потоке, формируемом в ходе образования вдоль оси гидроциклона воздушно-жидкостного столба пониженного давления. Восходящий поток прошедшего очистку бурового раствора отправляется к сливной насадке и по патрубку 5 идёт в приёмную ёмкость циркуляционной системы.

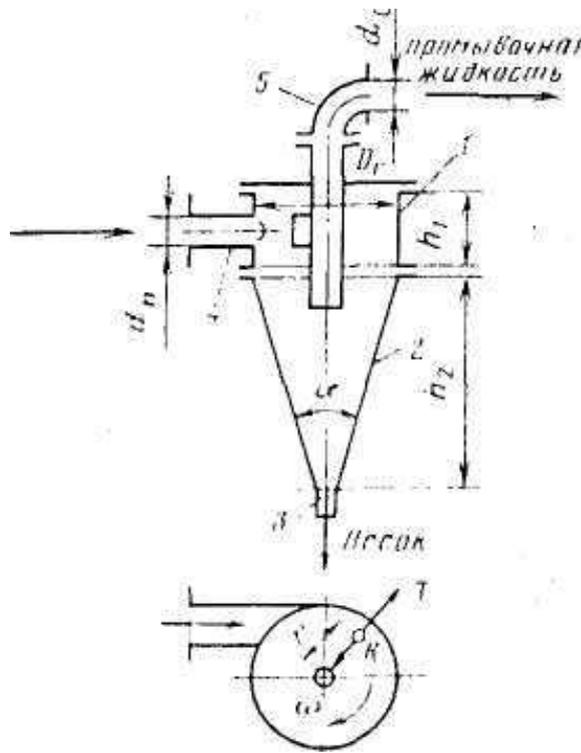


Рисунок 2- Гидроциклон

На качество очистки значительно воздействуют диаметры питающей, шламовой и сливной насадок, высота цилиндрической части и угол конуса гидроциклона.

По опытным данным приняли такие оптимальные соотношения:

диаметр питающей насадки  $d_n = (0,125—0,25)D$ ;

диаметр сливной насадки  $d_c = (0,25—0,50)D$ ;

диаметр шламовой насадки  $d_m = (0,15—0,45)J_c$ ;

высота цилиндрической части гидроциклона  $h_1 = (1 — 1,2)Z_г$ ;

высота конической части гидроциклона  $h_2 = D_r/2ig$

На эффективность очистки значительно воздействует соотношение диаметров сливной и шламовой насадок, а также давление на входе в гидроциклон. Подходящее соотношение диаметров сливной и шламовой насадок определяется в соответствии с физико-химическими качествами бурового раствора и удаляемых частиц. Давление на входе в гидроциклон находится в зависимости от подачи шламовых насосов, которые нагнетают

буровой раствор в песко- и илоотделитель, и диаметра питающей насадки. Давление на входе в гидроциклон должно оказываться в районе 0,4—0,5 МПа. В то же время обеспечиваются нужный уровень очистки и наименьшие потери бурового раствора, появляющиеся в ходе его утечки через шламовую насадку гидроциклона.

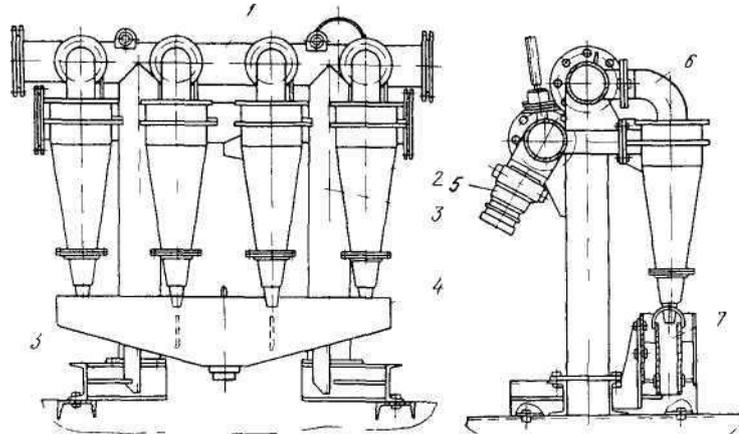


Рисунок 3- Пескоотделитель ПГ 50

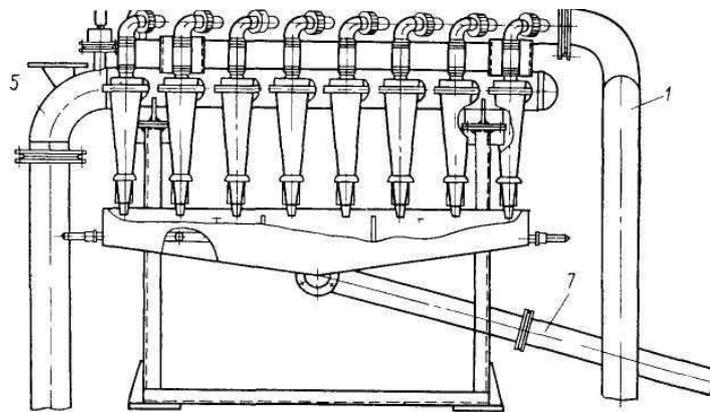


Рисунок 4 - Илоотделитель ИГ-45

Центрифугинеобходимы для извлечения тонкодисперсных частиц утяжелителя из буровых растворов. Главная рабочая часть центрифуги — барабан (ротор) с дырчатыми фильтрующими стенками, который вращается в неподвижном кожухе.

### **1.1.2. Всасывающие линии и манифольд**

Очищенный буровой раствор с помощью подпорных насосов или самовсасыванием будет подаваться из приёмных резервуаров циркуляционной системы в буровые насосы. Всасывающим трубопроводом или линией всасывания считают участок трубопровода, по которому будет подводиться раствор из опорожняемой ёмкости к насосу.

Надо учитывать, что во время отрыва всасываемой жидкости от поршня в рабочих камерах насоса формируется вакуум, в ходе которого появляется кавитация, которая способна приводить к полному срыву подачи. В связи с этим с целью обеспечения безотрывного перемещения всасывающей жидкости за поршнем и предотвращения кавитации давление на входе в насос должно оказываться выше давления насыщенных паров жидкой среды:  $p_в > p_п$ .

Длина всасывающей линии должна оказываться минимально возможной, а диаметр применяемых труб — не меньше диаметра приёмного коллектора бурового насоса. На свободном конце всасывающей линии ставят сетчатый фильтр.

### **1.1.3 Промывка скважин и буровые растворы**

Во время бурения вращательным способом в скважине непрерывно циркулирует поток жидкости, которая до этого изучалась лишь в виде средства для удаления продуктов разрушения (шлама). Сейчас она воспринимается в виде одного из основных факторов которые обеспечивают успешность всего процесса бурения.

Во время проведения буровых работ циркулирующую в скважине жидкость называют буровым раствором либо промывочной жидкостью.

Буровой раствор кроме удаления шлама призван осуществлять иные, в равной мере важные функции, нацеленные на успешное, экономичное, и безопасное осуществление, и окончание процесса бурения. По данной причине, состав буровых растворов и оценивание его качеств, оказывается темой большого объёма различных научно-практических исследований и проведения анализа.

Способы промывки.

Во время бурения скважин промывочная жидкость должна проходить по замкнутому гидравлическому контуру. В соответствии с видом гидравлического контура все имеющиеся системы промывки подразделяются на две группы:

- 1) системы промывок с выходом раствора на поверхность;
- 2) системы промывок с внутрискважинной циркуляцией.

В соответствии с направлением движения промывочной жидкости относительно бурового инструмента промывка с выходом её на поверхность производится по одной из указанных на рисунке схем.

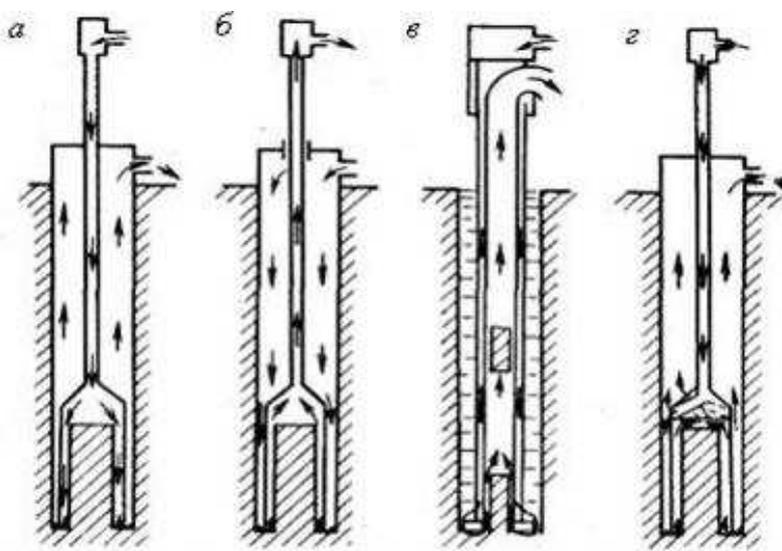


Рисунок 5- Схемы промывки скважины

Функции бурового раствора

1. Обеспечение удаления продуктов разрушения из скважины;
2. Охлаждение породоразрушающего инструмента и бурильных труб;

3. Сохранение частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии;
4. Формирование особого гидростатического равновесия в системе "ствол скважины - пласт";
5. Обеспечение сохранности проницаемости продуктивных горизонтов;
6. Перенос энергии от насосов к забойным механизмам;
7. Обеспечение осуществления геофизических исследований;
8. Предохранение бурового инструмента и техники от возникновения коррозии и абразивного износа;
9. Закупоривание каналов для уменьшения поглощения бурового раствора и водопритоков;
10. Предотвращение газо-, нефте-, водо проявлений;
11. Уменьшение коэффициента трения.

#### **1.1.4 Параметры буровых растворов и методы их измерения**

Буровой раствор не способен в равной степени осуществлять все функции. В связи с этим для определённых условий бурения выбирается перечень главных функций бурового раствора и те качества, которые смогут обеспечить их выполнение. Задаче получения упомянутых качеств должны подчиняться все работы по выбору рецептур (состава) раствора и их регулированию. В то же время следует сохранить на приемлемом уровне другие характеристики промывочного агента.

Потребность в регулировании качеств бурового раствора появляется в таких случаях:

1. во время приготовления – с целью получения раствора с выбранными качествами;
2. в ходе бурения – с целью поддержания нужных функций;
3. в ходе бурения – с целью смены параметров применительно к меняющимся геологическим условиям.

Качества бурового раствора регулируют:

1. химической обработкой;
2. физическими методами;
3. физико-химическими методами.

## **1.2. Газирование бурового раствора**

Газ в буровом растворе мешает ведению нормального процесса бурения. Во-первых, снижается эффективность гидравлической мощности, поэтому уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах. Во-вторых, снижается плотность бурового раствора, а это прямой путь к возникновению осыпи, обвала и флюидопроявления. В-третьих, увеличивается шанс взрыва или отравления ядовитыми газами, такими как сероводородом. Из-за наличия пузырьков газа в буровом растворе снижается эффективность оборудования для очистки от шлама. Кислые газы, такие как  $\text{CO}_2$ , могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Уменьшение гидравлической мощности из-за присутствия в буровом растворе газа оказывает негативное влияние на весь процесс бурения. Стандартная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 6

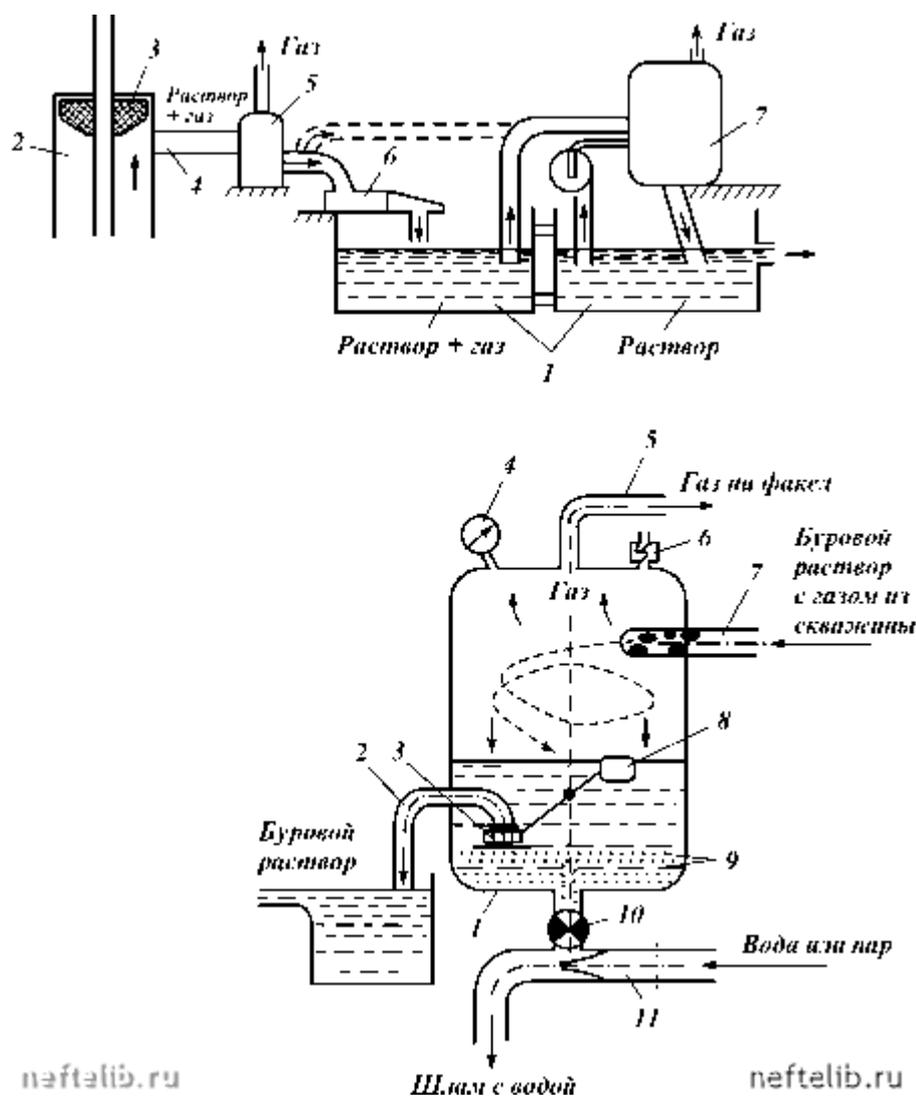


Рисунок 6- Схема дегазации бурового раствора

В отечественном бурении применяются вакуумные дегазаторы типа ДВС (дегазатор вакуумный самовсасывающий). К примеру, известен вакуумный дегазатор Каскад-40. В зарубежном бурении большой популярностью славятся вакуумные дегазаторы фирмы MISWACO.

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом.

Центробежно-вакуумный аппарат (ЦВА), или центробежно-вакуумный дегазатор (рис. 7) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором

10, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками.

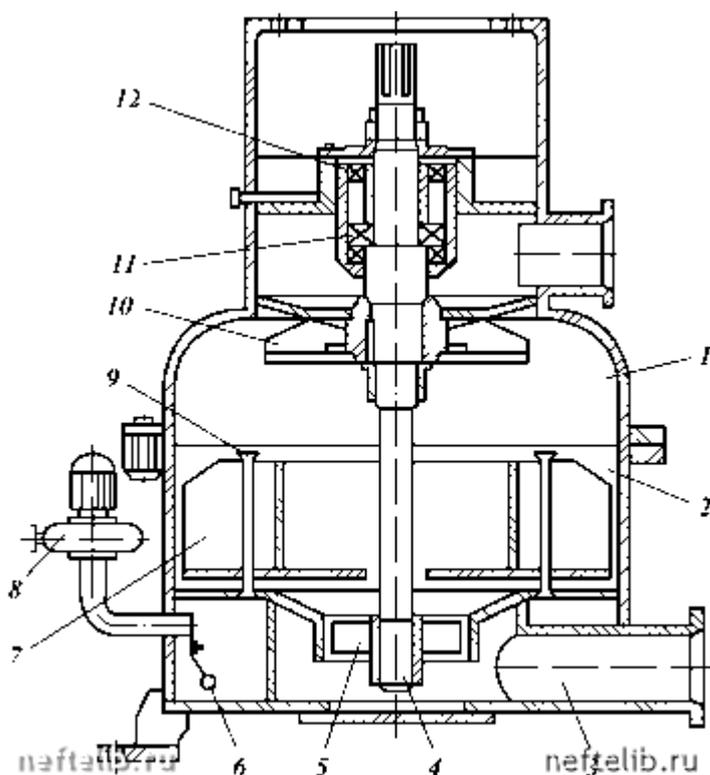


Рисунок 7 - Центробежно-вакуумный дегазатор

1, 2 - части корпуса; 3 - труба; 4 - вал; 5 - осевая турбина; 6 - клапан; 7 - пластинчатый деструктор; 8 - вентилятор; 9 - патрубки для отвода газа; 10 - ротор; 11, 12 – подшипники;

Центробежно-вакуумный дегазатор обеспечивает эффективную дегазацию буровых растворов. Также, благодаря своей конструкции, данный аппарат обеспечивает интенсивное перемешивание поступающих в него жидких и твердых частей.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 8). Сначала буровой раствор с газом из скважины проходит грубую очистку на вибросите от шлама и газа. После поступает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора рис. 8.

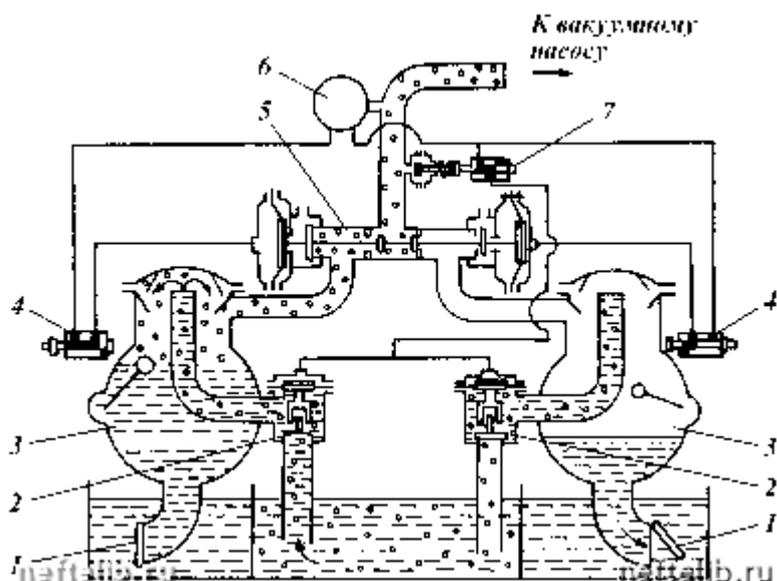


Рисунок 8 - Схема двухкамерного вакуумного дегазатора

1, Г - сливные клапаны; 2, 2 - всасывающие клапаны; 3, 3 - дегазационные камеры; 4, 4 -золотники регуляторов уровня; 5 - клапан-разрядник; 6 - вакуумный ресивер; 7 - регулятор вакуума

В соответствии с газонасыщенностью буровые растворы условным образом подразделяются на 4 категории:

- 1) интенсивно вспенивающиеся;
- 2) умеренно вспенивающиеся;
- 3) газированные со стойкой фазой газа;
- 4) газированные с нестойкой фазой газа.

### 1.3. Регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе

Изначально, твердые частицы в буровом растворе необходимы, но они очень сильно осложняют процесс бурения скважины. Частицы приводят к повышению вязкости бурового раствора, увеличению гидравлических сопротивлений, усиленному износу деталей оборудования циркуляционной

системы, особенно буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб, а также к увеличению расхода топлива и (или) электроэнергии.

В процессе очистки бурового раствора возникает момент, когда в растворе, в результате его зашламливания, остаётся слишком много твёрдых частиц, которые удалить очистным оборудованием не представляется возможным. Тогда буровой раствор просто заменяют свежеприготовленным.

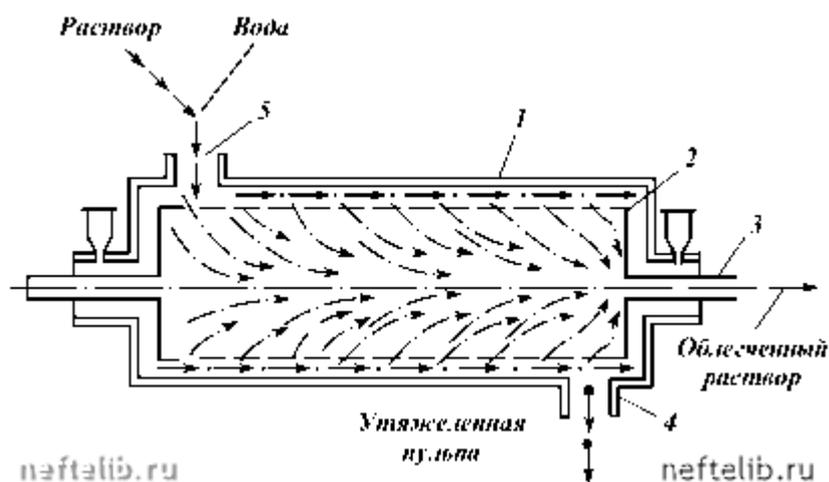


Рисунок 9 - Центробежный сепаратор для буровых растворов

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 9) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1.

С помощью данного сепаратора можно выполнять следующие функции:

- 1) тонкую очистку раствора от шлама;
- 2) регенерацию;
- 3) регулирование содержания и состава твердой фазы;
- 4) сгущение пульпы из песков и илов.

Центрифуга в 10-11 раз дороже песко- и илоотделителей.

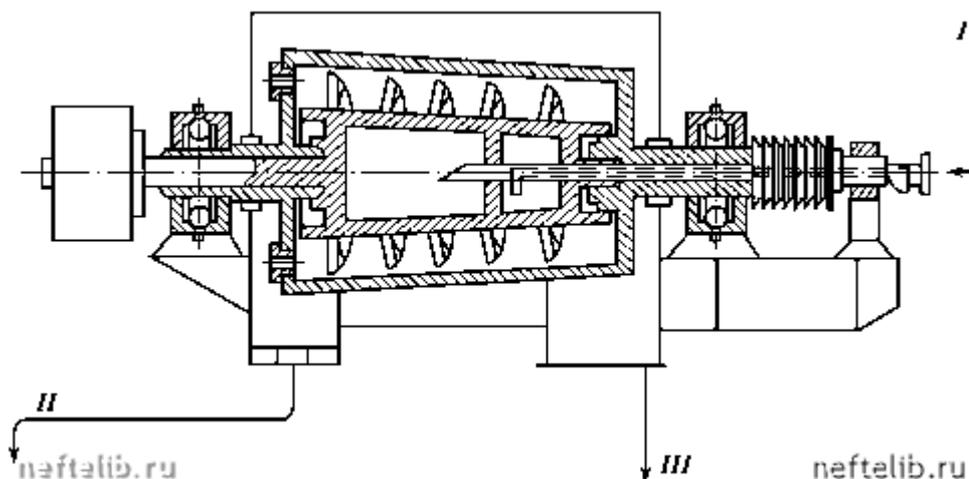


Рисунок 10 - Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя  
 I - подача раствора; II - выход утяжеленной пульпы; III - слив раствора

В последнее время появилась тенденция к использованию для регулирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов – флокулянтов. Они используются в сочетании с широко известными средствами очистки, такими как отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламоотделителями.

#### 1.4. Технология химической обработки бурового раствора

Геологические условия процесса бурения изменяются по мере углубления ствола скважины. В связи с этим необходимо изменять свойства бурового раствора. Существует множество химических реагентов для бурового раствора. Они способны изменять как в лучшую, так и в худшую сторону фильтрационные и реологические параметры раствора.

Обычно промывочную жидкость обрабатывают химическими реагентами в процессе обработки скважины либо в остановках между долблениями. Существует два способа ввода хим. реагентов:

- 1) В начало циркуляционной системы;
- 2) В ёмкость циркуляционной системы.

До начала химической обработки бурового раствора, хим. реагенты должны пройти стадию подготовки в глиномешалках и гидромешалках, в специальных блоках химической обработки и в гидросмесителях.

### **1.5. Методы утилизации отработанных буровых растворов и бурового шлама**

Одна из самых главных проблем является утилизации отработанных буровых растворов (ОБР) и шлама (БШ), а также нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды. Особое внимание по её решению принадлежит разработке методов, специальной технике и технологии утилизации и обезвреживания указанных отходов бурения.

Самое доступное и простое решение проблемы утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. В данной сфере имеется богатый опыт зарубежных фирм, а также отечественного бурения. Благодаря этому решению загрязнение экологии происходит с минимальной скоростью, а также обеспечивается максимальное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

В России повторное использование буровых растворов нашло широкое применение при кустовом бурении и в районах с развитой транспортной сетью.

Кроме повторного использования, известен перспективный путь утилизации ОБР, а именно использование для крепления скважин. В этом случае возможны два варианта использования:

1) ОБР используется в качестве присадок к известным тампонажным материалам, обычно применяемым при цементировании скважин;

2) ОБР используется в качестве основного тампонажного материала. В США разработан тампонажный материал, для приготовления которого использован ОБР на водной основе. Ещё одним плюсом является то, что в

составе ОБР допускается некоторое количество нефти и нефтепродуктов (например дизтоплива) и утяжелителя.

Испытания тампонажного материала с добавкой ОБР на нескольких скважинах прошли успешно.

Самым простым и доступным методом ликвидации отходов бурения несомненно остаётся захоронение, даже несмотря на очевидные плюсы утилизации отходов бурения. Захоронение ОБР и БШ происходит в специально отведенных местах, таких как:

- глубокозалегающие подземные горизонты;
- земляные амбары, находящиеся на территории буровой.

Стоит отметить, что в современное время проблемам приготовления, очистки и ликвидации буровых растворов в специальной литературе отводится слишком мало внимания. В ней описана информация об устаревшем и снятом с производства оборудовании. В имеющейся литературе агрегаты и использование средств очистки и приготовления никак несвязаны с проблемами регулирования компонентного состава буровых растворов и в целом с технологией промывки скважин.

## **1.6. Заключение к литературному обзору**

Для сохранения оптимального состава бурового раствора в нём не должны иметься различные частицы выбуренной породы, песка и ила величиной 5 мкм и больше. Пропускная способность различных очистных устройств должна оказываться не меньше максимальной подачи насосов.

С целью обеспечения безотрывного перемещения всасывающей жидкости за поршнем и предотвращения кавитации давление на входе в насос должно оказываться выше давления насыщенных паров жидкой среды:  $p_v > p_{п.}$

Функции бурового раствора:

1. Обеспечение удаления продуктов разрушения из скважины;
2. Охлаждение породоразрушающего инструмента и бурильных труб;
3. Сохранение частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии;
4. Формирование особого гидростатического равновесия в системе "ствол скважины - пласт";
5. Обеспечение сохранности проницаемости продуктивных горизонтов;
6. Перенос энергии от насосов к забойным механизмам;
7. Обеспечение осуществления геофизических исследований;
8. Предохранение бурового инструмента и техники от возникновения коррозии и абразивного износа;
9. Закупоривание каналов для уменьшения поглощения бурового раствора и водопритоков;
10. Предотвращение газо-, нефте-, водо проявлений;
11. Уменьшение коэффициента трения.

Качества бурового раствора регулируют:

1. химической обработкой;
2. физическими методами;
3. физико-химическими методами.

В соответствии с газонасыщенностью буровые растворы условным образом подразделяются на 4 категории:

- 1) интенсивно вспенивающиеся;
- 2) умеренно вспенивающиеся;
- 3) газированные со стойкой фазой газа;
- 4) газированные с нестойкой фазой газа.

В последние годы замечается тенденция к использованию для регулирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов - флокулянтов в сочетании с известными и широко

применяемыми средствами очистки: отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламоотделителями.

Химическую обработку бурового раствора проводят в процессе промывки скважины либо в перерывах между долблениями. В первом случае химические реагенты вводят в начале циркуляционной системы. Во втором случае химические реагенты подают в емкость циркуляционной системы.

Предварительно химические реагенты или их смесь готовят в специальных устройствах: глино- и гидромешалках, блоках химической обработки, гидросмесителях и др.

Вопросам приготовления и очистки буровых растворов в специальной литературе уделяется недостаточно внимания. Справочные пособия содержат сведения об устаревшем и снятом с производства оборудовании. В имеющихся публикациях устройство и использование средств очистки и приготовления слабо увязывается с вопросами регулирования компонентного состава буровых промывочных жидкостей и в целом с технологией промывки скважин.

Модернизация дегазатора и струйного насоса буровой установки позволит увеличить КПД и производительность работы оборудования, а также улучшить качество промываемой жидкости, сократить расходы на потребление электроэнергии, топлива, транспортные затраты.

## **2. Конструкторско-технологический раздел**

### **2.1 Разработка технического задания на модернизацию конструкции вакуумного дегазатора**

Объектом модернизации является аппарат для вакуумной очистки бурового раствора от попутного нефтяного газа. Главным критерием модернизации является повышение надёжности аппарата и степени очистки бурового раствора от газа.

В ходе выполнения работы была разработана конструкция дегазатора для вакуумной очистки бурового раствора от попутного нефтяного газа. В качестве прототипа при разработке был принят аппарат описанный в [4].

Принципиальная схема аппарата приведена на рисунке 11. Дегазатор работает следующим образом. Внутри корпуса 1 насосами 16, 17 создается разрежение. При достижении необходимой величины вакуума, которая определяется усилием прижатия клапана 4 пружинной 5, клапан поднимается и газированный раствор из емкости (трубопровода) поступает веерообразно на изогнутые пластины 7. Происходит первичная дегазация раствора, т.е. он освобождается от крупных пузырьков газа. Газ по перепускным патрубкам 8 из промежуточной рабочей камеры А поступает в камеру Б, а раствор с мелкими пузырьками газа тонким слоем растекается по коническим тарелкам 9 и далее стекает вниз корпуса 1 дегазатора. Под действием архимедовой силы поплавковый элемент 12 поднимается вверх и дегазированный раствор насосом 16 транспортируется в емкость циркуляционной системы. Газ, выделившийся из раствора, по каналам, образованным полыми бобышками 10, поступает вниз и через патрубок 18 насосом 17 транспортируется по трубопроводу с тангенциальным входом на любую цилиндрическую поверхность, где происходит окончательная сепарация газа из раствора (рисунок 11).

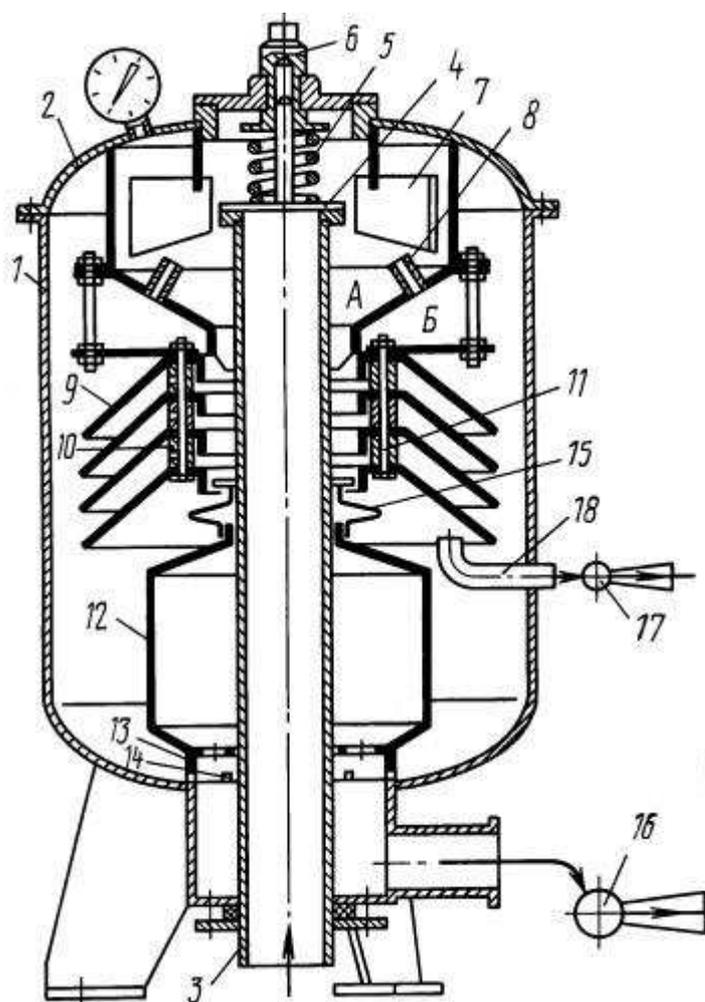


Рисунок 11 – Дегазатор[4]

Особенности работы предложенного дегазатора следующие. Величина вакуума внутри поплавкового элемента 12 и корпуса дегазатора практически одинакова, поэтому его положение определяется только величиной архимедовой силы при его нахождении в дегазированном растворе.

Объем раствора, отсекаемый поплавковым элементом 12 при его нахождении в крайнем нижнем положении, стекает через отверстия в емкость. Поэтому в зимнее время дегазатор сухой и исключается замерзание жидкости в нем.

Установка патрубка отвода газа 18 под нижней конической тарелкой автоматически полностью исключает переполнение корпуса дегазатора раствором. В том случае, если уровень дегазированного раствора достигнет

патрубка инжекционного вакуумного насоса 16, то он автоматически переключается на откачку раствора. При этом исключается применение клапанно-золотниковой системы, как это выполнено в известных дегазаторах.

Таким образом, совместная работа тарельчатого клапана, поплавкового элемента и двух инжекционных вакуумных насосов обеспечивает автоматическое поддержание заданной величины вакуума на входе раствора в дегазатор, автоматическое исключение переполнения корпуса дегазатора, при этом автоматически достигается слив раствора после остановки дегазатора, исключается его замерзание, а дегазатор всегда находится в рабочем состоянии.

Известно, что самые маленькие пузырьки газа образуются в скважине при его переходе из растворенного в свободное состояние. Поэтому сепарация газа из раствора происходит на конических тарелках 9 под действием вакуума из тонкого слоя раствора[2].

При транспортировке газа инжекционным вакуумным насосом исключается образование мелких пузырьков газа. Поэтому тангенциальное поступление смеси газа с раствором на какую-либо криволинейную поверхность, например, цилиндрическую, обеспечивает окончательное выделение газа из раствора.

Пуск в работу дегазатора осуществляется нажатием пусковой кнопки центробежного насоса.

Вакуумный дегазатор, включающий цилиндрический корпус с приемным трубопроводом, патрубок отвода газа, размещенный внутри корпуса узел отделения газа, выполненный в виде набора конических тарелок, патрубок отвода жидкой среды или раствора, очищенных от газа, с клапанным узлом и откачивающим насосом, отличающийся тем, что клапанный узел выполнен в виде установленного коаксиально на приемном трубопроводе с возможностью осевого перемещения поплавкового полога

элемента, имеющего выполненные в его нижней части перепускные отверстия, патрубок отвода газа расположен под нижней конической тарелкой узла отделения газа, откачивающий насос выполнен в виде инжекционного вакуумного насоса, при этом дегазатор Снабжен дополнительным инжекционным вакуумным насосом, подключенным к патрубку отвода газа, причем основной и дополнительный насосы имеют общий привод.

Согласно проведенным исследованиям [4], данная конструкция позволит достичь 2% остаточного газосодержания в буровом растворе после выхода его из камеры дегазации.

## **2.2. Расчёт основных параметров дегазатора**

### **2.2.1 Расчёт толщины стенки корпуса вакуумного дегазатора**

Определим толщину стенку корпуса дегазатора. Исходные данные:

- 1) Диаметр корпуса  $D = 800\text{мм}$  (0,8м);
- 2) Давление в корпусе  $P = 0,061\text{ МПа}$ ;
- 3) Рабочая температура  $t_0 = 20^\circ\text{C}$ ;
- 4) Скорость коррозии  $\Pi = 0,2\text{мм/год}$ ;
- 5) Срок службы  $t_{\text{в}} = 7\text{лет}$ ;
- 6) Высота корпуса  $H = 1200\text{мм} = 1,2\text{ м}$ ;
- 7) Корпус выполнен из стали Ст3 [ $\sigma_{20} = 140\text{ МПа}$ ];
- 8) Плотность бурового раствора с газом  $\rho = 916\text{ кг/м}^3$

Определим расчётное давление:

$$P_{\text{расч}} = P + P_{\text{гидр}} = P + \rho \cdot g \cdot H \quad (1)$$

$$P_{\text{расч}} = 0,061 + 916 \cdot 10 \cdot 1,2 = 10992,061\text{ Па} = 0,011\text{ МПа}$$

Определим пробное давление (давление испытаний):

$$P'_u = 1,5 \cdot P \cdot \frac{[G]_{20}}{[G]_t} \quad (2)$$

$$P''_u = 0,2 \text{ МПа} \quad (3)$$

$$P'_u = 1,5 \cdot 0,061 \cdot \frac{140}{140} = 0,0915 \text{ МПа}$$

$P''_u > P'_u$ , из этого следует принимает давление испытаний равным 0,2 МПа.

Для дальнейших расчётов принимаем давление  $P''_u = 0,2$  МПа, так как  $P''_u > P_{\text{расч}}$

Определим расчётную толщину стенки корпуса:

$$s_p = \frac{P_u \cdot D}{2[G] \cdot \varphi - P_u} \quad (4)$$

$$s_p = \frac{0,2 \cdot 800}{2 \cdot 140 \cdot 1 - 0,2} = 0,57 \text{ мм}$$

где  $\varphi$  - коэффициент прочности сварного шва, принимает равным 1

Определим прибавку к расчётной толщине стенки корпуса:

$$c = c_1 + c_2 \quad (5)$$

где  $c_1$  – коррозия; эрозия,  $c_2$  – коэффициент технической прибавки

$$c_1 = \Pi \cdot r_b + c_3 \quad (6)$$

где  $c_3$  – коэффициент эрозии, принимаем равным 0,5 мм/год

$$c_1 = 0,2 \cdot 7 + 0,5 = 1,9 \text{ мм/год}$$

Определим реальную толщину стенки корпуса дегазатора:

$$s = s_p + c + c_0 \quad (7)$$

где  $c_0$  – толщина листа, которую округляют до ближайшего большего значения

$$s = 0,57 + 1,9 + c_0 = 2,47 + c_0 = 3 \text{ мм}$$

Рассчитаем допускаемое давление на стенку корпуса:

$$[p] = \frac{2[G] \cdot \varphi \cdot [s-c]}{D+s-c} \quad (8)$$

$$[p] = \frac{2 \cdot 140 \cdot 1 \cdot [3 - 1,9]}{800 + 3 - 1,9} = \frac{308}{801,1} = 0,38 \text{ МПа}$$

### 2.2.2 Расчёт конструктивных устройств внутри камеры дегазатора

Проведем расчет размеров внутренних конструктивных устройств камеры дегазации и параметров движения в нем промежуточного эмульсионного слоя при работе модернизированного дегазатора.

Исходные данные:

1. Количество бурового раствора, проходящего через дегазатор:

$$Q_{\text{ж}} = 105120 \text{ м}^3/\text{год} = 288 \text{ м}^3/\text{сут} = 12 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Плотность бурового раствора с газом  $\rho = 916 \text{ кг/м}^3$ .

Расчеты камеры дегазации выполнены с использованием исходных данных, полученных в лабораторных условиях и представленных предприятием.

1. Время отстоя бурового раствора принимается равным  $\tau_{\text{отс}} = 15$  мин, отсюда определяется минимальный объем камеры дегазации по формуле [9]:

$$V = Q_{\text{ж}} \cdot \tau_{\text{отс}} \quad (9)$$

$$V = 12 \cdot 0,25 = 3 \text{ м}^3.$$

Принимаем объём камеры дегазатора равным  $3 \text{ м}^3$

2. Скорость ввода бурового раствора с газом в отстойник через сопла с учетом гидродинамического движения эмульсии принимается равной:

$$v_0 = 0,95 \text{ м/с}.$$

3. Площадь сечения внутреннего диаметра трубы коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$S_k = \frac{Q_{жс}}{v_0} \quad (10)$$

$$S_k = \frac{0.003}{0,95} = 0.0032 \text{ м}^2$$

4. Внутренний диаметр трубы горизонтального коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$d_k = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{кол}}{\pi \cdot v_0}} \quad (11)$$

$$d_k = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,0032}{3,14 \cdot 0,95}} = 0,063 \text{ м} = 63 \text{ мм}$$

Внутренний диаметр коллектора принимается равным  $d_k = 65 \text{ мм}$ .

5. Опираясь на исследования описанные в [17], для улучшения процесса отделения газа, внедряем в камеру дегазатора сопла, через которые будет подаваться буровой раствор. Они имеют следующие размеры:

- диаметр патрубков сопла,  $d_c = 25 \text{ мм} = 0,025 \text{ м}$ ;
- длина горизонтального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии,  $l = 40 \text{ мм} = 0,04 \text{ м}$ ;
- высота вертикального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии,  $h = 15 \text{ мм} = 0,015 \text{ м}$ .

6. Живое сечение сопла в форме эллипса на выходе эмульсии в объемную полость отстойника определяется по формуле:

$$s_c = \pi \cdot \frac{\ell \cdot h^2}{4} \quad (12)$$

$$s_c = 3.14 \cdot \frac{0.04 \cdot 0.015^2}{4} = 0.0005 \text{ м}^2$$

7. Количество сопел определяется по формуле:

$$n_c = \frac{S_k}{S_c} \quad (13)$$

$$n_c = \frac{0.0032}{0.0005} = 7 \text{ шт.}$$

Количество сопел получилось равным 7 шт., но стоит учесть коэффициент запаса металла на коррозию и вероятность скопления осадков из продукции скважин на внутренней стенке сопел, что вероятно приведёт к уменьшению их проходного сечения. Исходя из этого с целью сохранения пропускной способности сопел, примем их количество равным 8 шт.

8. Суммарное живое сечение сопел для ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник определяется по формуле:

$$\sum S_c = S_c \cdot n_c \quad (14)$$

$$\sum S_c = 0.0005 \cdot 10 = 0.005 \text{ м}^2$$

Известный прототип сопла для дегазатора бурового раствора приведён на рисунке 12 [17].

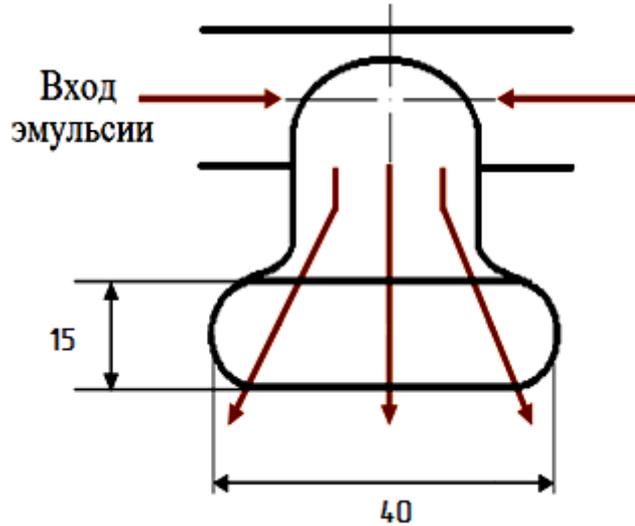


Рисунок 12 – Конструктивная схема сопла

9. Сечение трубы распределителя определяется по формуле (7).

Диаметр горизонтальных поперечных распределителей  $d_p$  равен 10 мм, то есть 0,01 м.

$$S_p = \frac{\pi \cdot d_p^2}{4} \quad (15)$$

$$S_p = \frac{3.14 \cdot 0.01^2}{4} \approx 0.0008 \text{ м}^2$$

10. Количество поперечных распределителей определяется по формуле:

$$n_p = \frac{S_K}{S_p} \quad (16)$$

$$n_p = \frac{0.0032}{0.0008} \approx 4 \text{шт.}$$

Количество поперечных распределителей получилось равным 4шт. (рис. 13). На боковых образующих вертикальной камеры для ввода обрабатываемой эмульсии установлены 2 параллельных ряда горизонтальных поперечных распределителей. В одном ряду расположено 4 сопла.

На рис. 13 приведена схема расположения горизонтальных поперечных распределителей и сопел.

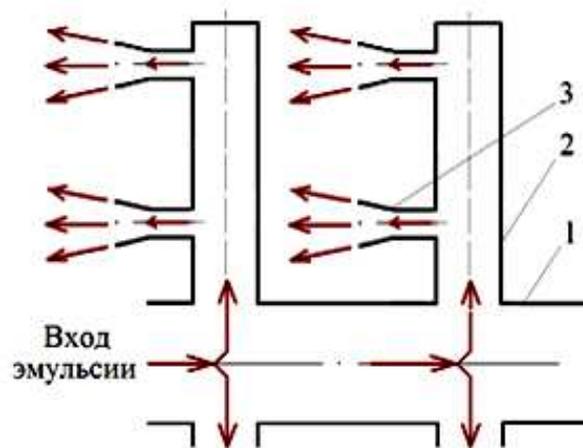


Рисунок 13 – Схема расположения горизонтальных поперечных распределителей и сопел на коллекторе для ввода эмульсии[17]:

1 – коллектор для ввода эмульсии; 2 – поперечные горизонтальные распределители; 3 – сопла.

11. Режим движения вводимого в камеру дегазатора бурового раствора определяется через число Рейнольдса ( $Re$ ), которое определяется по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot \rho \cdot d_k}{\mu} \quad (17)$$

$$Re = \frac{0,95 \cdot 916 \cdot 0,0032}{0,051} = 55$$

где  $v$  – скорость ввода бурового раствора в камеру дегазатора

$\rho$  – плотность бурового раствора с газом

$d_k$  – гидравлический параметр-диаметр коллектора

$\eta$  – динамическая вязкость бурового раствора с газом – 51 кг/с·м<sup>2</sup>.

Полученное число Re характеризует ламинарный режим движения промежуточного эмульсионного слоя в камере. Это обеспечивает процесс взаимодействия и увеличения освобожденных от бронирующих оболочек глобул пластовой воды и оседание их на дно камеры дегазации. Если бы число Re характеризовало турбулентный режим движения, то происходило бы передиспергирование эмульсионной системы за счет раздробления уже увеличенных капель воды.

Благодаря внедрению горизонтальных поперечных распределителей и сопел в камеру дегазации выбранного прототипа [4], остаточное количество газа в буровом растворе на выходе из вакуумного дегазатора составит 2% и менее.

### 2.3. Расчет фланцевого соединения

Рассчитаем геометрические характеристики фланцевого соединения.

Исходные данные:

Рабочее давление  $P = 0,6 \text{ атм} = 0,061 \text{ МПа}$

Внутренний диаметр трубы  $D = 65 \text{ мм}$ .

Определим диаметр окружности болтов:

$$D_B = D + 2 \cdot (s + d_B + u) \tag{18}$$

где:  $s$  - толщина стенки корпуса (трубы),

$d_b$  - диаметр болтов (во фланцах используют болты  $d_b = 10, 12, 16, 20, 24, 30, 36, 42, 48, 56$  мм) [18],

$u$  - нормативный зазор между гайкой и обечайкой  $u = 4 \div 6$  мм.

Для нашего фланца принимаем  $d_b = 20$  мм

$$D_B = 65 + 2 \cdot (3 + 20 + 5) = 121 \text{ мм}$$

Определим наружный диаметр фланца:

$$D_{\Phi H} = D_B + (1.8 \div 2.5) \cdot d_b \quad (19)$$

$$D_{\Phi H} = 121 + 2.0 \cdot 20 = 161 \text{ мм}$$

Определим диаметр отверстия под болт

$$d_{OB} = 1.15 \cdot d_b \quad (20)$$

$$d_{OB} = 1.15 \cdot 20 = 23 \text{ мм}$$

Определим наружный диаметр прокладки:

$$D_{\text{пн}} = D_B - e, \quad (21)$$

где  $e$  - нормативный размер, который выбирается как  $e = (1.5 \div 1.25) \cdot d_b$ , причём множитель 1.5 принимают при  $d_b \leq 20$  мм, а 1.25 - при  $d_b = 64$  мм.[18]

$$D_{\text{пн}} = 121 - 1.5 \cdot 20 = 91 \text{ мм}$$

Определим средний диаметр прокладки:

$$D_{\text{пс}} = D_{\text{пн}} - a, \quad (22)$$

где  $a$  - ширина прокладки, которая выбирается согласно рекомендациям: для не металлических плоских прокладок  $a = 12 \div 15$  мм, для плоских металлических -  $a = 10 \div 12$  мм [18].

$$D_{\text{ПС}} = 91 - 13 = 78 \text{ мм}$$

Определим расчётную ширину прокладки:

$$b = b_0, \text{ если } b_0 \leq 6 \text{ мм}; \quad (23)$$

$$b = 2.5 \cdot \sqrt{b_0}, \text{ если } b_0 \geq 6 \text{ мм}. \quad (24)$$

$$b_0 = \frac{a}{2}. \quad (25)$$

$$b_0 = \frac{13}{2} = 6,5 \text{ мм}$$

Исходя из значения, полученного по формуле (25), определяем расчётную ширину прокладки по формуле (24).

$$b = 2.5 \cdot \sqrt{6.5} = 6,37 \text{ мм}$$

Толщина плоских не металлических прокладок обычно  $\delta = 2$  мм [18].

Определим усилия во фланцевом соединении:

Для обеспечения герметичности усилие во фланцевом соединении должно быть не менее усилия предварительного обжатия прокладки:

$$Q_{\text{П}} = \pi \cdot D_{\text{ПС}} \cdot b \cdot q_0, \quad (26)$$

здесь  $q_0$  - минимальное давление обжатия прокладки, выбираем равным 2 из [18].

$$Q_{\text{П}} = 3.14 \cdot 78 \cdot 6.37 \cdot 2 = 3120,3 \text{ Н}$$

При эксплуатации во фланцевом соединении имеет место усилие  $Q_{\text{Э}}$ , которое складывается из следующих составляющих:

$$Q_{\text{Э}} = R_{\text{П}} + Q_{\text{Д}}, \quad (27)$$

где:  $R_{\text{П}}$  - сила осевого сжатия прокладки (реакция прокладки),

$Q_d$  - усилие от внутреннего давления,

$$R_{II} = 2 \cdot \pi \cdot D_{II} \cdot b \cdot m \cdot P_p, \quad (28)$$

где  $P_p$  - рабочее давление,  $m$  - модуль прокладки, равный 0,5 [18].

$$R_{II} = 2 \cdot 3.14 \cdot 78 \cdot 6.37 \cdot 0.5 \cdot 0.061 = 95 \text{ Н}$$

$$Q_d = \frac{\pi \cdot D_{II}^2}{4} \cdot P_p \quad (29)$$

$$Q_d = \frac{3.14 \cdot 78^2}{4} \cdot 0.061 = 291,3 \text{ Н}$$

$$Q_o = 95 + 291.3 = 386,3 \text{ Н}$$

Для того чтобы обеспечить герметичность соединения при заданном давлении и податливости выбранной прокладки при монтаже затяжкой болтов необходимо создать определённое усилие. Усилие затяжки болтов при монтаже:

$$Q_M = \xi \cdot (\beta \cdot Q_d + R_{II}), \quad (30)$$

где:  $\xi$  - коэффициент прочности, выбирается минимальным из двух значений:

$$\xi = \min \left\{ \frac{[\sigma]_{\Phi}^{20}}{[\sigma]_{\Phi}^t}; \frac{[\sigma]_{\text{Б}}^{20}}{[\sigma]_{\text{Б}}^t} \right\}, \quad (31)$$

здесь  $[\sigma]_{\Phi}^{20}$  и  $[\sigma]_{\Phi}^t$  - допускаемые напряжения материала фланцев при температуре 20 °С и при рабочей температуре соответственно,  $[\sigma]_{\text{Б}}^{20}$  и  $[\sigma]_{\text{Б}}^t$  - то же для материала болтов [18];

$\beta$  - коэффициент жёсткости соединения, выбирается в зависимости от рабочего давления и диаметра обечайки. Для  $D \leq 1000$  мм и  $P_p \leq 1.0$  МПа можно принять  $\beta = 1.1$  [18].

$$\xi = \left\{ \frac{[\sigma]_{\Phi}^{20}}{[\sigma]_{\Phi}^{20}} \right\} = 1$$

$$Q_M = 1 \cdot (1.1 \cdot 291.3 + 95) = 415,43 \text{ Н}$$

Проведём проверку прокладки на прочность:

$$[q] \geq \frac{Q_M}{\pi \cdot D_{\text{СП}} \cdot b}, \quad (32)$$

где  $[q]$  – предельно допускаемое давление, для нашего случая оно равно 18 МПа [18].

$$18 \geq \frac{415,43}{3,14 \cdot 78 \cdot 6,37}$$

$$18 \text{ МПа} \geq 0,27 \text{ МПа}$$

Условие прочности выполняется.

Определим толщину фланца:

$$h_{\text{ф}} = \lambda_{\text{ф}} \sqrt{D \cdot s}, \quad (33)$$

где  $\lambda_{\text{ф}}$  – коэффициент, зависящий от значения рабочего давления, для нашего случая он равен 0,43 [19].

$$h_{\text{ф}} = 0,43 \sqrt{65 \cdot 3} = 18,3 \approx 20 \text{ мм}$$

Определим количество шпилек во фланцевом соединении:

$$z_{\text{Б}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{Б}}}{l_{\text{Б}}}, \quad (34)$$

где  $l_{\text{Б}}$  – шаг болтов, который выбирают из условия герметичности соединения в зависимости от диаметра шпильки и рабочего давления, для нашего случая  $l_{\text{Б}} = 84$  [18].

$$z_{\text{Б}} = \frac{3,14 \cdot 121}{84} = 4,5$$

Полученное число округляют в большую сторону до кратного четырём [19]:

$$z_{\text{Б}} = 8$$

Расчет действующей нагрузки на шпильки произведем по формуле:

$$F = P \cdot S = P \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (35)$$

$$F = 0.061 \cdot 10^6 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.65^2}{4} = 1535.6 \text{ Н.}$$

Вычислим нагрузку на одну шпильку по формуле:

$$F_{\text{ш}} = \frac{F}{z \cdot k} \quad (36)$$

где  $z$  - количество шпилек;

$k$  – коэффициент неравномерности нагружения ( $k=0.75$ ).

$$F_{\text{ш}} = \frac{1535.6}{8 \cdot 0.75} = 510.8 \text{ Н}$$

В соответствии с таблицей 1 и ГОСТ 1769-87 принимаем группу материала. Для нашего расчета оптимальной является группа 21.

Таблица 1 - Механические свойства болтов, винтов и шпилек из коррозионно-стойких, жаропрочных, жаростойких и теплоустойчивых сталей при нормальной температуре.

Условное обозначение группы	Временное сопротивление $\sigma_{\text{в}}$ , Н/мм <sup>2</sup>	Предел текучести, $\sigma_{\text{т}}$ ( $\sigma_{0.2}$ ) Н/мм <sup>2</sup>	Относительное удлинение $\delta_5$ , %	Ударная вязкость КСУ, Дж/см <sup>2</sup>	Напряжение от пробной нагрузки $\sigma_{\text{п}}$ , Н/мм <sup>2</sup>	Сталь
Марка	Обозначение стандарта	Не менее				
21	510	195	35	Не регламентируется	175	12X18H10T 12X18H9T 10X17H13M2T 10X17H13M3T 06XH28MДТ ГОСТ 5632-72
22	590	345	20	60	310	12X13 08X21H6M2T
23	690	540	12	60	485	20X13 14X17H2
24	880	540	8	30	485	10X11H23T3MP
25	735	10	30	660	13X11H2B2MФ	
1MФ; 2M1Ф 1M1Ф1TP	ГОСТ 20072-74					
26	1080	835	10	50	750	07X16H6 ГОСТ 5632-72

Чертеж фланцевого соединения с вычисленными параметрами представлен на рисунке 14.

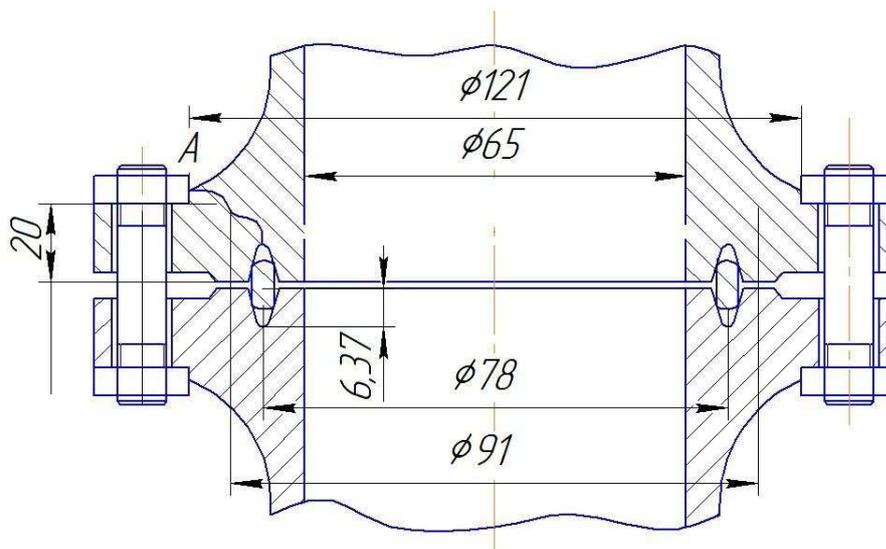


Рисунок 14 - Фланцевое соединение

По таблице 2 выбираем тип покрытия – 02.

Номинальный диаметр резьбы принимаем равным 4 мм, затем по таблице 3 определяем минимальную разрушающую нагрузку для группы 21. Она равна 1540 Н.

Таблица 2 - Виды покрытий

Вид покрытия по ГОСТ 9.306-85	Обозначение покрытия цифровое	
Цинковое, хромированное	Ц.хр	01
Кадмиевое, хромированное	Кд. хр	02
Многослойное: медь-никель	М.Н	03
Многослойное: медь-никель-хром	М. Н. Х. б	04
Окисное, пропитанное маслом	Хим. Окс. прм	05
Фосфатное, пропитанное маслом	Хим. Фос. прм	06
Оловянное	О	07
Медное	М	08
Цинковое	Ц	09
Окисное, наполненное хроматами	а н . О кс. нхр	10
Окисное из кислых растворов	Хим. Пас	11
Серебряное	Ср	12
Никелевое	Н	13

Таблица 4 - Пробные разрушающие нагрузки для болтов, винтов и шпилек с крупным шагом резьбы

Номинальный диаметр резьбы, $d$ , мм	Шаг резьбы $P$ , мм	Номинальная площадь поперечного сечения $A_s$ , мм <sup>2</sup>	Пробная нагрузка, Н, для условных обозначений групп				
			21	22	23; 24	25	26
4	0,70	8,78	1540	2720	4260	5790	6590
5	0,80	14,20	2490	4400	6890	9370	10700
6	1,00	20,10	3520	6230	9760	13300	16100
7	1,00	28,90	5068	8960	14000	19100	21700
8	1,25	36,60	6410	11300	17800	24200	27500
10	1,50	58,00	10200	18000	28100	38300	43500
12	1,75	84,30	14800	26100	40900	55600	63200
14	2,00	115,00	20100	35700	55800	75900	86300
16	2,00	157,00	27500	48700	76100	104000	118000
18	2,50	192,00	33600	59500	93100	127000	144000
20	2,50	245,00	42900	76000	119000	162000	184000
22	2,50	303,00	53000	93900	147000	200000	227000
24	3,00	353,00	61800	109000	171000	233000	265000
27	3,00	459,00	80300	142000	223000	303000	344000
30	3,50	561,00	98000	174000	272000	370000	421000
33	3,50	694,00	121000	215000	337000	458000	521000
35	4,00	817,00	143000	253000	396000	539000	613000
39	4,00	976,00	171000	303000	473000	644000	732000
42	4,50	1120,00	196000	347000	543000	739000	840000
45	4,50	1306,00	229000	405000	633000	862000	980000
48	5,00	1472,00	258000	456000	714000	972000	1104000

По условию прочности:

$$\delta < [\delta] / n$$

где  $n=1 \dots 3$ .

$$510,8 < 1540 / 3$$

Условие прочности соблюдается, запас прочности равен 3.

По результатам расчета принимаем:

Толщина фланца – 20 мм.

Прокладка резиновая шириной – 6,37 мм.

Количество шпилек – 8 шт.

Диаметр шпилек – 20 мм

Материал шпилек – Сталь 12Х18Н9Т

Материал покрытия – Кадмиевое, хромированное.

## **2.4. Разработка мероприятий по антикоррозионной защите аппарата**

Оценка коррозионной активности (коррозивности) фенольно-сульфидной воды проведена, но результатам ее прямого применения (испытаний) в процессе атмосферной ректификации продуктов каталитического крекинга/замедленного коксования на установках комбинированной переработки нефти комплекса ГК-3 и замедленного коксования 21-10/3М.

На указанных установках нефтяное сырье - тяжелый нефтяной дистиллят, выделенный из нефтей западно- и восточно-сибирских месторождений с содержанием общей серы 08-1,07%, подвергали каталитическому крекингу / замедленному коксованию, рабочие условия, которых способствуют разложению сераорганических соединений с образованием и выделением коррозионного агента - сероводорода в значительных количествах. При этом в реактор каталитического крекинга/замедленного коксования вводится водяной пар в количестве 85-98 кг/т нефтяного сырья. Фенольно-сульфидная вода (конденсационная дренажная вода) каталитического крекинга/замедленного коксования выводится с верха колонны атмосферной ректификации в составе бензинового дистиллята. Состав образующейся фенольно-сульфидной воды следующий: массовая концентрация сульфидов, в том числе гидросульфидов - до 4,5 г/дм<sup>3</sup>; массовая концентрация солевого аммония - до 3,5 г/дм<sup>3</sup>; массовая концентрация хлоридов - до 0,3 г/дм<sup>3</sup>; массовая концентрация фенолов - до 0,15%, массовая концентрация азотистых оснований - до 0,015%. Величина водородного показателя фенольно-сульфидной воды от 8,0 до 9,5 ед. рН.

Определение скорости коррозии оборудования выполнено методом гравиметрии косвенно и фактически. Для этого в полость технологического

оборудования: атмосферная колонна, шлемовый трубопровод колонны атмосферной ректификации, емкости сбора и хранения фенольно-сульфидной воды, колонны стабилизации - абсорбции, трубопроводы по тракту кубового продукта (бензиновый дистиллят) колонн стабилизации - абсорбции производилась закладка образцов из основных конструкционных материалов из углеродистых сталей: Ст3, 08Х13; 12Х18Н10Т. Образцы - пластины прямоугольной и круглой формы с площадью поверхности 0,0015 м<sup>2</sup>. Обработка образцов до и после испытаний проведена согласно. Взвешивание образцов выполнено на аналитических весах ВЛР-20 с погрешностью ±0,0005 г. Продолжительность испытаний косвенных - 30 суток, фактических - 730 суток. Результаты определений скорости коррозии образцов из основных конструкционных материалов из углеродистых сталей представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Результаты определений скорости коррозии образцов из основных конструкционных материалов из углеродистых сталей: характер коррозионного поражения: [1] - сплошной равномерный, [2] - сплошной неравномерный, [3] - сплошной равномерный, [4] - локальный (питтинг, язвы), [5] - локальный (язвы с глубиной поражения 0,15 мм, питтинг до сквозного поражения), [6] - локальный (питтинг, язвы с глубиной поражения до 0,08 мм). [6]

Наименование показателя	Марка углеродистой стали	До отделения технологического конденсата (фенольно-сульфидной воды)		После технологического конденсата (фенольно-сульфидной воды)	
		Косвенный	Фактический	Косвенный	Фактический
Скорость коррозии, мм/год	Ст3	0,0018/0,056 <sup>[1]</sup>	0,02/0,04 <sup>[2]</sup>	0,046/0,095 <sup>[4]</sup>	0,13/0,30 <sup>[5]</sup>
	08Х13	-	0,001/0,0001 <sup>[3]</sup>	-	0,005/0,008 <sup>[6]</sup>
	12Х18Н10Т				

Как видно из данных таблицы 1, по результатам промышленных (косвенных, фактических) испытаний образцов, прошедших испытания в оборудовании блоков ректификации продуктов каталитического крекинга/замедленного коксования и выделения, сбора, хранения фенольно-сульфидной воды, значения скорости коррозии углеродистой стали Ст3 соответствуют допустимым пределам качественной и количественной оценки коррозионной стойкости углеродистой стали. Значения скорости коррозии легированных сталей (08X13; 12X18H10T) - на уровне приемлемых величин. Отсутствие локальных коррозионных поражений на поверхности образцов указывает на их высокую коррозионную устойчивость.

После отделения фенольно-сульфидной воды по результатам промышленных (косвенных, фактических) испытаний образцов, прошедших испытания в оборудовании блока стабилизации - абсорбции, выделенного бензинового дистиллята каталитического крекинга/замедленного коксования, скорость коррозии углеродистой стали типа Ст3 превышает допустимые нормативы качественной оценки коррозионной стойкости углеродистой стали. Высоколегированные стали марки 12X18H10T подвержены образованию питтингов на поверхности. Хромистые стали марки 08X13 вне зависимости от места закладки также подвержены локальному коррозионному разрушению.

В соответствии с ГОСТ 9.502-82 в коррозионном отношении подвергнутая испытаниям фенольно-сульфидной вода процесса каталитического крекинга / замедленного коксования обеспечивает повышенную устойчивость от коррозии основных конструкционных материалов из углеродистых сталей. Из полученных результатов однозначно следует, что фенольная вода процесса каталитического крекинга/замедленного коксования оказывает значимое антикоррозионное действие на стальное оборудование.

## **2.5. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования**

Отделение газа от бурового раствора – процесс взрывопожароопасный, поэтому система управления (СУ) должна быть выполнена во взрыво- и пожаробезопасном исполнении. А также обеспечить достижение цели управления за счет заданной точности поддержания технологических регламентов в любых условиях производства при соблюдении надежной безаварийной работы оборудования. При этом важно, чтобы она была по возможности проста и легка в эксплуатации[7].

Главной задачей при разработке СУ является выбор параметров, участвующих в управлении, то есть тех параметров, которые необходимо регулировать, контролировать и анализировать. По которым можно определить предаварийное состояние технологического объекта управления (ТОУ).

Приборы и средства автоматики в основном электропневматические, это обусловлено тем, что на них постоянно действуют высокие температуры, большая концентрация паров нефтепродуктов, и многие другие факторы, влияющие на их точность показаний и долговечность.

По месту измерения параметра автоматизации чаще всего используют шкальные, бесшкальные, герметичные, взрыво - пожаро - защищенные приборы, которые передают информацию по дистанционной передаче на щит оператора.

Для измерения температуры выбран термопреобразователь сопротивления платиновый ТСПУ Метран-276-Ех взрывозащищенного исполнения с унифицированным выходом 4-20 мА

Для измерения давления используем датчики Метран-100-ДИ искробезопасного исполнения, которые хорошо зарекомендовали себя в работе, имеют относительно низкую стоимость и обеспечивают достаточную точность измерений.

На всех входных и выходных трубопроводах устанавливаем универсальный вихревой счетчик расхода 'Тирэс-Т' которые применяются для точного измерения мгновенного и суммарного расходов невязких нефтепродуктов. Для измерения уровня используем датчики серии Метран-100-ДГ искробезопасного исполнения. Данные датчики широко применимы, просты в обслуживании и удобны в эксплуатации, обладают малой величиной погрешности, и, что не маловажно, дешевле зарубежных аналогов[8].

Для преобразования электрического сигнала в пневматический используем преобразователь ЭП-3134-ЩО. Этот прибор выпускается во взрывозащищенном исполнении, применим во взрывоопасных зонах.

При выборе исполнительных механизмов следует учитывать диаметр условного прохода, допустимые пределы давления и температуры, возможность их полноценного функционирования при работе в условиях агрессивных сред и резких колебаний температуры. Данные требования удовлетворяют пневматические мембранные исполнительные механизмы.

### **2.5.1. Выбор вакуумного насоса**

Для создания вакуума в дегазаторе необходим вакуумный насос. Он должен быть выполнен из химически стойких материалов, так как присутствие химически агрессивных веществ в насосе может повлечь за собой деформацию рабочих узлов и деталей, менять свойства смазки и разрушать уплотнения. Материалами, применяемыми для создания химически стойких вакуумных насосов, являются:

- нержавеющие стали;
- керамика;
- фтор-полимеры;
- различные покрытия.

Известны множества конструктивных исполнений вакуумного насоса: поршневые, винтовые, роторные, диафрагменные и т.д.

Выбираем поршневой вакуумный насос. Он является самым надёжным из всех аналогов в данной сфере, так как поршневой принцип действия обеспечивает высокий уровень вакуума при низких скоростях скольжения поршня. Из-за этого насос не склонен к перегреву, имеет малую шумность и самый низкий показатель расхода смазки.

Из минусов данного вакуумного насоса это высокая металлоёмкость и вследствие этого немалый общий вес конструкции.

## **2.6. Вывод по второй главе**

Дегазатор является основным агрегатом циркуляционной установки по очистке бурового раствора, поскольку без него не возможен нормальным процесс бурения. В связи с этим предприятия предъявляют все более жесткие требования к их надежности и эксплуатационным параметрам.

В целях сокращения затрат на ремонт в течение жизненного цикла дегазатора конструкторские подразделения заводов-производителей постоянно работают над его усовершенствованием: принимают меры по повышению степени очистки бурового раствора от газа, надежности, снижению энергоёмкости, уменьшению габаритов и веса. Результатом является бесперебойный процесс бурения, что существенно влияет на экономию времени и средств, выделяемых на бурение скважин.

В данной главе выполнено:

- 1) Разработка технического задания на модернизацию конструкции вакуумного дегазатора;
- 2) Расчёт основных параметров модернизированного дегазатора:
  - расчёт толщины стенки корпуса вакуумного дегазатора
  - расчёт конструктивных устройств внутри камеры дегазатора

- расчёт фланцевого соединения

3) Разработка мероприятий по проведению антикоррозийной обработки;

4) Выбор и обоснование вспомогательного оборудования.

### **3. Эксплуатация и ремонт**

#### **3.1. Разработка технологических режимов работы установки**

Для того, чтобы дегазатор бурового раствора служил долгое время, необходимо правильно выбирать режим его работы. Правильные режимы запуска вакуумного насоса значительно продлевают срок службы дегазатора в целом.

Суть таких режимов заключается в дополнительных холостых пробегках, то есть работы насоса самого на себя и пропускании чистого сухого воздуха или сухого инертного газа.

Правильный пуск в работу вакуумного насоса проводится в три этапа.

1 этап – подготовка насоса к работе и его прогрев. До начала работы, вакуумный насос включают работать в холостую при закрытом входном затворе. После достижения максимального вакуума (порядка 0,1 мбар), открывают натекагель (задвижка, отделяющая вакуумный насос от атмосферы) и впускают сухой чистый воздух или инертный газ. Далее натекагель закрывается. Данная операция может повторяться несколько раз, пока насос не прогреется. Также этот этап предназначен для того, чтобы снизить возможность конденсации внутри вакуумного насоса агрессивных паров.

2 этап – работа вакуумного насоса. Перед началом следует открыть входной затвор в камеру дегазатора и закрыть натекагель.

3 этап – остановка вакуумного насоса и его просушка. После завершения процесса очистки бурового раствора от газа, перед тем как насос будет остановлен на длительное время (более 4 часов), необходимо его просушить и прочистить перед выключением. Ещё во время работы насоса закрывается входной затвор в камеру дегазатора, и приоткрывается натекагель так. Натекагель нужно периодически прикрывать и снова

приоткрывать. При таких действиях сухой воздух или инертный газ проветривают вакуумный насос. После этого в нём не должны оставаться конденсируемые агрессивные газы, которые потом, при остывании могут сконденсироваться и вызвать коррозию. Только после полного проветривания и просушивания вакуумный насос можно снова запускать.

### **3.2. Требования к технологическому оборудованию**

Общие требования, применяемые к дегазатору буровой установки:

1. Сроки службы для отдельных технических устройств, используемых в экстракционных установках, определяются с учетом конкретных эксплуатационных условиях. Данные о сроке службы указываются в эксплуатационной документации.

2. Комплект документов эксплуатация создается на каждый вид экстракционного оборудования, номенклатура которых приведена в государственных стандартах.

3. Применяемое оборудование должно соответствовать требованиям промышленной безопасности и охраны труда, государственным стандартам, а его установка должна обеспечивать удобный доступ ко всем обслуживаемым и съемным агрегатам, узлам, блокам и аппаратуре для проведения пусконаладочных, эксплуатационных, ремонтных работ и технического обслуживания.

4. Для коллективной защиты рабочих от вибрации и шума разрабатываются мероприятия согласно нормативным документам по проектированию [10].

Допустимые уровни вибрации и шума на рабочих местах, методы и средства контроля этих величин должны соответствовать требованиям санитарных норм.

### **3.3. Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту**

При текущем ремонте:

- 1) частичная разборка дегазатора;
- 2) проверка состояния, замена золотникового механизма, клапанов, крышек, прокладок, резинотканевых рукавов, подшипников, вакуумметра при наличии износа, отколов;
- 3) регулировка клапанов;
- 4) частичная замена изношенных крепежных деталей;
- 5) смазка подшипников;
- 6) сборка и опробование дегазатора.

При капитальном ремонте:

- 1) полная разборка оборудования;
- 2) мойка;
- 3) дефектация деталей и узлов;
- 4) разборка и ремонт вакуум-насоса.

Текущий ремонт - это минимальный по объёму плановый ремонт, имеющий профилактическую направленность. Внешней чисткой, проверкой, заменой быстроизнашивающихся частей, наладкой и регулировкой оборудования достигается поддержание оборудования в работоспособном состоянии до следующего капитального ремонта. Текущий ремонт выполняется с остановкой дегазатора и отключением его от сетей. По своему объёму он непродолжителен, производится без полной разборки сборочных единиц путем ремонта наиболее изношенных из них.

Текущий ремонт осуществляется группой работников на месте бурения скважины.

К текущему ремонту так же относятся непредвиденные ремонты, вызванные случайными повреждениями, которые не могут быть выполнены в порядке технического обслуживания.

Капитальный ремонт - наибольший по объёму плановый ремонт, который заключается в полной разборке дегазатора и его составных частей, восстановлении или замене изношенных деталей и сборочных единиц, регулировании, наладке и испытании по программе и методике, составленным согласно эксплуатационной и ремонтной документации.

После капитального ремонта параметры дегазатора должны соответствовать техническим требованиям, предъявляемым к новому оборудованию.

Капитальный ремонт дегазаторов осуществляют в специализированных ремонтных цехах квалифицированным персоналом.

### **3.3.1 Подготовка к ремонту**

Подготовка к ремонту дегазатора включает следующие операции:

- Оглушение аппарата при помощи заглушек;
- Осушение аппарата;
- Пропаривание и промывка;
- Составление дефектной ведомости;
- Составление плана производства работы;
- Составление акта о выводе оборудования в ремонт.

Для производства ремонтных работ на действующую установку составляется наряд-допуск на производство газоопасных работ.

### **3.3.2. Промывка дегазатора**

Для поддержания заводских эксплуатационных характеристик дегазатора бурового раствора, следует своевременно проводить его техническое обслуживание.

Дегазатор относится к разряду малообслуживаемых устройств и не требует специального обслуживания на весь срок службы (7 лет), однако рекомендуется не реже раза в год проводить промывку дегазатора без включения вакуума.

При работе с буровым раствором очередность промывки следующая: дистиллированная вода, затем промывной раствор №1(табл. 6), дистиллированная вода, изопропиловый спирт.

Промывку следует проводить без вакуума, то есть при выключенном дегазаторе и вакуумном насосе. При перерывах в работе более 2 дней не следует оставлять дегазатор заполненным водой или водными растворами. Следует добавить в подвижную фазу органический растворитель или соединение, препятствующее бактериальному росту. При значительных перерывах в работе или при транспортировке следует заполнить дегазатор изопропиловым спиртом с помощью насоса или шприца и заглушить заглушками входные и выходные фитинги каналов.

Таблица 6 - Промывные растворы, применяемые для дегазатора

	Наименование	Для чего используется	Состав
1	Дистиллированная вода	Промывка при расконсервации	Дистиллированная вода
2	Промывной раствор №1	Промывка при проведении технического обслуживания	1-2% раствор карбоната натрия в дистиллированной воде
3	Изопропиловый спирт	Промывка и заполнение при консервации, промывка	Изопропиловый спирт

### 3.3.3. Ремонт корпуса дегазатора

Характерными дефектами корпуса аппарата, появляющимися в процессе эксплуатации, являются:

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

Ремонт должен осуществляться ремонтными подразделениями предприятий или специализированными организациями, располагающими специальными техническими средствами и работниками (ИТР и рабочие соответствующей квалификации), обеспечивающими качественное выполнение работ в соответствии с требованиями стандартов и руководящих документов Госгортехнадзора РФ.

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

Сварщики должны иметь удостоверение установленной формы и могут производить сварочные работы тех видов, которые указаны в их удостоверении. Сварщики, впервые приступающие к сварке электродами с содержанием никеля 40% и более, должны пройти практическую тренировку и сварку контрольной пластины размерами 150x250x12; 18 мм,

имитирующей положение шва в пространстве при ремонте, с контролем путем внешнего осмотра и проникающего излучения в объеме 100% сварного соединения и регистрацией результатов в протоколе.

Для ремонта корпусов установок должен применяться материал, указанный в паспорте на аппарат качество и характеристики этого материала. должны подтверждаться соответствующими сертификатами предприятия-поставщика. При отсутствии материала, указанного в паспорте, может быть использован другой материал, приведенный в приложениях 2,3,4 настоящих ОТУ, ОСТ 26-291. ПБ 10-115-96. Этот материал по химическому составу, механическим свойствам и условиям применения должен быть не ниже заменяемого, что должно быть подтверждено соответствующими сертификатами.

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

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

Ремонт корпусов аппаратов производится тремя способами:

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

В случае удаления дефектов методами термической резки и специальными покрытыми электродами на корпусных деталях из хромомолибденовых сталей необходим предварительный подогрев зоны удаления до температуры 200,250° С.

После удаления дефектов любым способом термической резки зачистка поверхности механическим способом производится на глубину:

- углеродистых и низколегированных сталей до металлического блеска;
- аустенитных сталей типа 08X18H10T, сталей типа 12MX, 12XM, 15XM на глубину не менее 1 мм, а сталей типа 15X5M, 1X2M1 на глубину не менее 3 мм, считая от наибольшей впадины реза.

Зачищенная поверхность проверяется на отсутствие дефектов цветным методом контроля.

Допускается вырезка дефектов без предварительного подогрева. В этом случае предусматривается припуск 4,5 мм на механическую обработку. Припуск удаляется механическим способом (наждачным кругом, фрезерованием и т.п.) с последующим контролем неразрушающими методами на отсутствие трещин.

При ремонте участка корпуса, пораженного коррозией выполняются следующие типовые операции:

Зачистить до металлического блеска дефектный участки прилегающую к нему часть поверхности корпуса на расстоянии не менее 20 мм на сторону.

Произвести механическим способом выборку дефекта с учетом обеспечения полного провара во всех местах и проверить полноту удаления дефекта внешним осмотром и цветной дефектоскопией.

Ремонт дефектных участков наплавкой производится в два и более слоев. Первый слой рекомендуется выполнять валиками, расположенными перпендикулярно оси корпуса. Каждый последующий валик должен перекрывать предыдущий на 1/3 ширины.

В случае, если поверхность одного коррелированного участка корпуса превышает 200 см<sup>2</sup> её заварка производится в следующей последовательности. Первый слой (или два первых слоя) накладываются

перпендикулярно оси корпуса. Затем оставшаяся часть сечения выборки разбивается на квадратные участки со стороной 60, 100 мм, которые наплавляются с таким расчетом, чтобы валики располагались под углом 90° к валикам соседних участков.

Дефекты округлой формы диаметром до 40 мм лучше наплавлять по спирали, начиная с центра участка дефекта. В этом случае при глубине выборки, требующей два и более слоев наплавки, каждый слой наплавляется по спирали в обратном направлении по отношению к предыдущему.

Контроль производится визуально, цветным или магнитопорошковым методом на отсутствие дефектов, выходящих на поверхность, ультразвуковым или радиографическим методом на отсутствие внутренних дефектов.

#### **3.3.4. Ремонт запорной арматуры**

Опыт эксплуатации технологического оборудования показывает, что большое количество отказов арматуры вызывается низким качеством ее эксплуатации и ремонта.

Технология ремонта запорной арматуры включает следующие этапы:

- Разборка, очистка, обнаружение дефектов.
- Реставрация корпуса. Производится антикоррозийная обработка, под уплотнительные элементы протачиваются канавки, выполняется наплавка.
- Устранение дефектов крышки и корпуса выборкой металла.
- Восстановление герметичности узла. Закрепляются уплотнительные элементы в различных комбинациях, соответственно типу задвижки.

Отработанные седла и шиббер устраняют, устанавливают новые.

- Шпиндель восстанавливается наплавкой, производится калибровка резьбы.

- Полная реставрация сальникового узла путем замены уплотнительных элементов (подшипники, сальники, манжеты, нажимное и опорное кольцо).
- Устанавливаются новые тарельчатые пружины, уплотнительные кольца, щитки и нагнетательный клапан.
- Восстанавливается или вытачивается новый штурвал.
- Проводятся испытания (гидравлические или пневматические) и диагностика на герметичность, прочность узла.
- Изделие консервируется и окрашивается.

### **3.4. Вывод по главе**

В данной главе рассмотрены: организация ремонтных работ и основные сведения о эксплуатации и ремонте дегазаторов буровой установки.

Несмотря на то, что дегазатор буровой установки является малообслуживаемым устройством, его надежная и безотказная работа обеспечивается только за счет надлежащего надзора за ним, своевременного технического обслуживания и ремонта. Высокое качество ремонтных работ, в свою очередь зависит от определённых факторов: использованию современного оборудования, опыту квалифицированного персонала, а так же правильного составления и последующего ведения документации по организации ремонтных работ.

## Заключение

В настоящее время, когда сильно возрастают расходы на бурение, очень актуально встает проблема применения и развития бурового оборудования с более высокими экономическими показателями.

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

- проанализированы процесс и аппараты, применяемые для дегазации бурового раствора;
- установлено, что наиболее эффективной способ очистки бурового раствора от газа является использование вакуумного дегазатора;
- разработано техническое задание на модернизацию конструкции вакуумного дегазатора;
- произведен расчет основных параметров модернизированного дегазатора;
- разработан расчет фланцевого соединения;
- разработаны мероприятия по проведению антикоррозийной обработки;
- осуществлен выбор и обоснование вспомогательного оборудования;
- разработаны мероприятия по эксплуатации и ремонту дегазатора.

## Список используемой литературы

1. Методические указания по расчету валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии (РД 17–89). М.: Миннефтехимпром, 1990.
2. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Л.: Гидрометеиздат, 1986.
3. Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования (РМ 62-91–90). Воронежский филиал Гипрокаучука. Воронеж, 1991.
4. Пат. RU 2040942 Скворцов Д.С. Вакуумный дегазатор; 09.08.1995.
5. Богограмов Р.А. Буровые машины и комплексы, Учебник для вузов.- М: Недра, 1988.
6. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. Учебное пособие для вузов. Недра, 1985.
7. Воронкин Ю. Н. Методы профилактики и ремонта промышленного оборудования / Ю. Н. Воронкин, Н. В. Поздняков. – М.: Образовательно-издательский центр «Академия», 2012. – 240с.
8. Дияров И.Н. Химия нефти: руководство к практическим и лабораторным занятиям / Н.И. Дияров, Р.Ф. Хамидуллин, Н.Л. Солодова; М-во образ. и науки России, Казан. на. исслед. технол. ун-т – Изд. 2-е, исп. и доп.. - Казань: Изд-во КНИТУ, 2013. - 540 с.
9. Духневич, Л.Н. Разработка и исследование методов снижения технологических потерь при подготовке нефти к транспорту: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Духневич Леонид Николаевич. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. - 113 с.

10. Курмаева А.И. Структурно-механические свойства дисперсных систем / А.И.Курмаева, В.П.Барабанов // Консп. лекций. - Казань: КГТУ, 2013. - 22 с.
11. Корецкий А.Ф. Реагенты и их влияние на моющий процесс : Физико-химические основы применения ПАВ / А.Ф.Корецкий, В.А.Колосанова. - Таш-кент: Фан, 2014. - 238-252 с.
12. Люстрицкий В.М. Влияние дисперсности на вязкость нефтеводных эмульсий // Нефтепромысловое дело. - 2015. - №10-11. - С. 35-37.
13. Левченко Д.Н. Выделение и исследование эмульгаторов нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. - 2016. - №10. - С. 21-25.
14. Мансуров Р.И. О влиянии механических примесей на прочность межфазных пленок на границе вода-масло / Р.И.Мансуров, Е.З.Ильясова // Нефтяное хозяйство. - 2013. - №7. - С. 53-54.
15. Маринин Н.С. Подготовка высоковязких нефтей на месторождениях Крайнего Севера / Н.С.Маринин, М.Ю.Тарасов, Ю.Н.Савватаев и др.. - сер. Нефтепромысловое дело: - Обзорная информация, 2013. - Вып.18. : 41 с.
16. Петров А.А. Механизм действия ПАВ как деэмульгаторов нефтяных эмульсий / А.А.Петров, С.И.Борисов, Ю.С.Смирнов // В Н.: Тр. Международного конгресса по поверхностно-активным веществам. - М., 2014. - Т.3 : 972-984 с.
17. Хамидуллина Ф.Ф. Композиционный деэмульгирующий состав для системы сбора и промысловой подготовки высоко вязкой продукции нефтяных скважин. Казань – 2014г.
18. Соловьёв Е.А. Расчёт и конструирование кожухотрубного теплообменника – СФУ ИНИГ ТМиОНГК.: Красноярск 2017 г.
19. Коптева В.Б. Фланцевые соединенияб конструкции, размеры, расчёт на прочность.: Тамбов 2011 г.

## Приложение А

### Отчёт о патентных исследованиях

Руководитель \_\_\_\_\_ Е.А.Соловьёв

Исполнитель \_\_\_\_\_ А.И.Феоктистов

Красноярск 2017

## **Общие данные об объекте исследования**

Объектом исследования является устройство для отделения газа от бурового раствора. Область применения устройства нефтяная промышленность.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности ([www.fips.ru](http://www.fips.ru)) с использованием ключевых слов: дегазатор, буровой раствор, очистка от газа

Глубина патентного поиска – 20 лет.

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

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных устройств для очистки бурового раствора от газа.

### 1) Дегазатор (RU 2006246)

Изобретение относится к аппаратам по удалению газов из химических веществ, находящихся в жидком состоянии.

Наиболее близким к предложенному по технической сущности и достигаемому результату является дегазатор, включающий емкость, подводящий патрубок с соплом и насосом, отражатель, расположенный напротив подводящего патрубка, патрубки вывода газа и жидкости.

Недостатком известного устройства является его невысокая эффективность.

Цель изобретения - интенсификация процесса дегазации.

С этой целью известный дегазатор снабжен трубчатой гильзой, установленной в конце подводящего патрубка по его оси напротив отражателя и дополнительными патрубками отвода газа, соединенными с боковой поверхностью подводящего патрубка и с патрубком вывода газа емкости.

На рис.15 изображен дегазатор.

Он состоит из цилиндрической вертикальной емкости 1, подводящего патрубка 2 с соплом 3 и насосом 4.

На линии 5 от насоса к патрубку 2 расположены манометр нагнетания 6, вентиль нагнетания 7 и манометр режима работы 8. На линии 9 перед насосом установлены вентиль 10 и манометр 11.

В емкости 1 напротив подводящего патрубка 2 размещен отражатель 12. Емкость имеет патрубок 13 вывода газа и патрубок 14 вывода жидкости. Патрубок 2 имеет на боковой поверхности дополнительные патрубки 15 отвода газа, соединенные посредством линии 16 с патрубком 13. В конце подводящего патрубка 2 установлена трубчатая гильза 17. Патрубок 2 имеет дренаж 18.

Дегазатор работает следующим образом. Открывают вентиль 10 и включают насос 4. Насосом создается рабочее давление 20-25 кгс/см<sup>2</sup>, после чего открывают вентиль 7. В результате созданного избыточного давления дегазируемое вещество из сопла 3 выходит струей высокого давления.

В патрубке 2 струя высокого давления по всей толщине имеет градиент давления, от оси к поверхности давление уменьшается, в результате чего газы диффундируют на периферию струи. Газы выходят из патрубка 2 по периферии, а жидкая часть потока, концентрируясь и направляясь гильзой 17, с силой ударяется об отражатель 12, разбрызгиваясь и дегазируясь. Газы отводят из емкости по патрубку 13. В процессе движения струи по патрубку 2 выделяющиеся газы отводятся по патрубкам 15. Дренаж предназначен для удаления жидкости при остановке дегазатора.

Дегазированную жидкость отводят по патрубку 14. При необходимости газы следует удалять вентилятором, компрессором, вакуум-насосом. (56) Патент Великобритании N 2099718, кл. В 01 D 19/00, 1982.

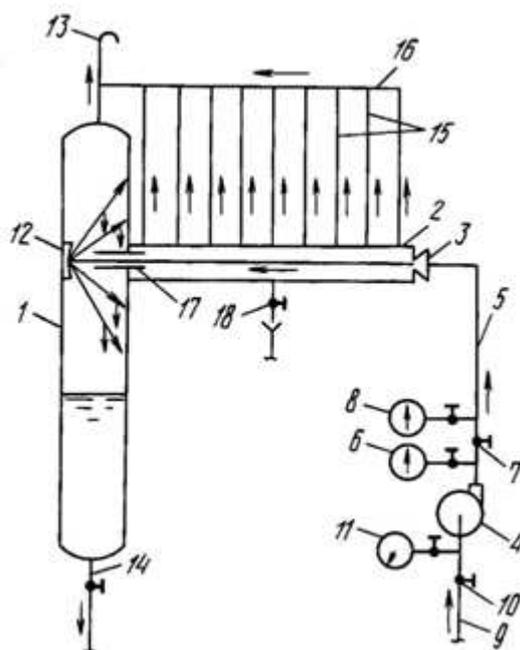


Рисунок 15 – Дегазатор

2) Устройство для отделения газа от жидкости (RU 1515458)

Изобретение касается добычи и переработки нефти и газа и относится к устройствам разделения газонефтяных смесей.

Цель изобретения - повышение эффективности отделения газа от жидкости путем отвода газовых пробок из газожидкостной смеси, имеющей пробковую структуру.

На рис. 16 показано устройство, продольный разрез.

Устройство содержит внешний вертикальный корпус 1 с основанием 2 и крышкой 3, коаксиально расположенный внутренний корпус 4, сообщающийся с внешним корпусом 1 через отверстие 5 в верхней части. Устройство снабжено выходным патрубком 6 и выходными парубками 7, 8 для жидкости и газа соответственно, запирающим клапаном 9, выполненным в виде втулки. Устройство содержит шайбу 10 с калиброванным отверстием 11 и обратным клапаном 12. Между клапаном 9 и шайбой 10 размещена пружина 13.

Втулка клапана 9 посажена во внутренний корпус 4 по скользящей посадке, обеспечивающей свободное перемещение втулки в корпусе 4 под действием силы тяжести и достаточную герметичность по сопрягаемой поверхности, уплотнена кольцами 14.

Устройство для отделения газа от жидкости работает следующим образом.

Образующаяся в промышленном трубопроводе пробковая структура потока нефтегазовой смеси представляет собой последовательное перемещение газовых и нефтяных пробок различной длины. Устройство патрубками 6 и 7 врезают в вертикальный трубопровод или через обвязку - в горизонтальный. Пробки нефти и газа, движущиеся последовательно по трубопроводу, через входной патрубок 6 поступают во внутренний корпус 4, где за счет сопротивления, создаваемого втулкой клапана в потоке нефти, нефтяная пробка перемещает втулку в верхнее положение. Втулка перекрывает отверстия 5, а нефтяная пробка через шайбу 10 с калиброванным отверстием, обратный клапан 12 и выходной патрубок 7 направляется в линию сбора нефти. Поскольку сопротивление, создаваемое втулкой запирающего клапана 9, в газовом потоке на несколько порядков меньше, чем в нефтяном, то при попадании газовой пробки во внутренний корпус 4 устройства втулка под действием силы тяжести и пружины 13 перемещается в нижнее положение до основания 2 и открывает отверстия 5. За счет калиброванного отверстия 11 шайбы 10 газ направляется через отверстия 5 в полость между внутренним 4 и внешним 1 корпусами и через газовый патрубок 8 - в линию сбора газа. Обратный клапан 12 предотвращает возвращение нефти во внутренний корпус 4 устройства из линии сбора нефти через патрубок 7. При прохождении следующих нефтяных и газовых пробок через устройство процесс непрерывно повторяется, а все газовые пробки отделяются от жидкости и отводятся в линию сбора газа.

Для эффективного отделения газа от жидкости необходимо, чтобы площади проходных сечений устройства соотносились как

$F_1 = F_5 = Zf_6 = F_7 > F_2 > F_3 > 3F_4$  где  $F_1$  - площадь проходного сечения входного патрубка,  $m^2$ ;

$F_2$  - площадь проходного сечения внутреннего корпуса,  $m^2$ ;

$F_3$  - площадь проходного сечения втулки,  $m^2$ ;

$F_4$  - площадь проходного сечения калиброванного отверстия шайбы,  $m^2$ ;

$F_5$  - площадь проходного сечения выходного жидкостного патрубка,  $m^2$ ;

$f_6$  - сумма площадей проходных сечений радиальных отверстий в верхней части внутреннего корпуса,  $m^2$ ;

$F_7$  - площадь проходного сечения выходного газового патрубка,  $m^2$ .

Площадь сечения входного патрубка  $F_b$  выбирают равной площади подводящего нефтегазопровода, в который врезают устройство. Масса  $m$  втулки, усилие  $P$  пружины, диаметр  $d$  отверстия шайбы определяют расчетным или опытным путем в зависимости от рабочих параметров нефтегазопровода и свойств газонефтяной смеси.

Испытания опытного образца показывают высокую эффективность предлагаемого устройства при малых габаритах.

Изобретение позволяет существенно расширить область применения устройства предварительного отбора газа.

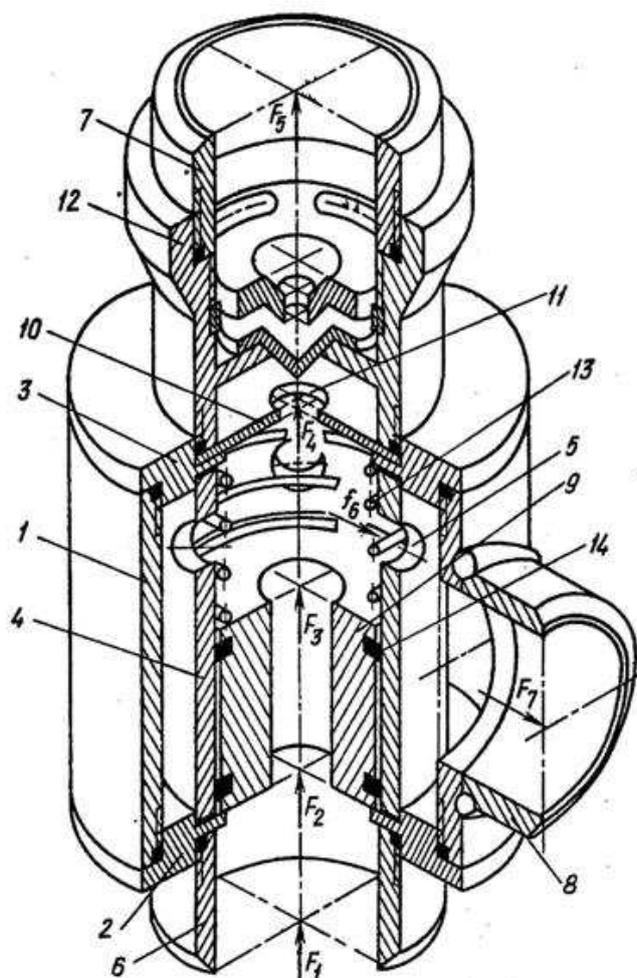


Рисунок 16 – Устройство для отделения газа от жидкости

3) Устройство для подавления поршневого движения жидкости в жидкостногазовой смеси (RU 2080148)

Изобретение относится к методу подавления жидких поршней в многофазных трубопроводах и техническом оборудовании и отделения жидких фаз от газовой фазы в такой смеси и к устройству для его осуществления. Более конкретно, настоящее изобретение относится к методу подавления жидких поршней в технологической линии, содержащей нефтепродукты и природный газ, и к устройству для его осуществления.

При движении жидкостно-газовой смеси по горизонтальному или наклонному трубопроводу поток может принимать несколько конфигураций. При низких скоростях движения жидкости и газа поток расслаивается таким образом, что слой газовой фазы движется поверх слоя жидкой фазы. При

более высоких скоростях на границе раздела фазы становится достаточно высокими, волнение может усиливаться до такой степени, что волны перекрывают поперечное сечение трубопровода и блокируют таким образом движение газового потока. Такое состояние потока названо жидким поршнем. Поскольку скорость потока газовой фазы значительно выше скорости потока жидкой фазы, движение жидких поршней ускоряется потоком газа приблизительно до скорости потока газовой фазы. Таким образом, жидкие поршни передвигаются с более высокой скоростью, чем часть потока жидкой фазы, не содержащая жидких поршней. В результате, трубопровод и техническое оборудование по ходу движения потока ощущают периодические налеты волн и удары жидких поршней. Такая пульсация вызывает огромное напряжение в трубопроводе и технологическом оборудовании.

Когда сырая нефть подается из скважин, ее обычно сопровождает природный газ, песок и другие компоненты, которые образуют смешанный многофазный поток. В условиях производства нефтегазовая смесь нередко движется со скоростью, которая способствует возникновению поршневого режима потока. Кроме того, для добычи оставшейся нефти из скважин, которые частично истощены, нередко прибегают к использованию методов поддержания энергии пласта. Такие методы требуют нагнетания пара, газа, воды или химических веществ для форсированной добычи нефти из нефтеносных образований, обостряя тем самым проблемы образования жидких поршней, возникающие при добыче нефти.

Напряжения вызываемые жидким поршнем в нефтяных трубопроводах, являются основной причиной разрушения последних. Подобные напряжения не только разрушают трубопроводы, но и технологическое оборудование. Вибрация, резкая смена давления и характерные особенности потока вызывают коррозию в трубах и в оборудовании, расположенном по ходу движения. Чтобы свести к минимуму подобные вредные воздействия, откачка сырой нефти ведется при невысоких скоростях, которые обычно ниже, чем

максимально допустимая производительность скважин. Однако с экономической точки зрения это нежелательно, поскольку рентабельность каждой скважины прямо пропорциональна ее дебиту.

Наиболее близким к предложенному устройству по технической сущности и достигаемому результату является устройство для подавления поршневого движения жидкости в жидкостно-газовой смеси, проходящей по трубопроводу, включающее соединенный с трубопроводом корпус в виде отрезка трубы с вводом смеси у передней торцевой стенки и задней торцевой стенки, расположенную вдоль корпуса горизонтально плиту торможения, выполненную с отверстиями, камеру туманов с патрубком отвода газа и камеру для сбора жидкости с патрубком отвода жидкости.

Наиболее близким к предложенному способу является способ, осуществляемый в известном устройстве и включающий подачу смеси по трубопроводу, ввод смеси в корпусе с направлением ее на плиту торможения для замедления движения жидкости и отделения газа, перетекание жидкости в камеру для сбора жидкости, отвод жидкости из этой камеры и отвод газа из камеры туманов.

Наиболее близкой к предложенной системе является система откачки жидкостно-газовой смеси из подводной нефтяной скважины, содержащая подводную нефтяную скважину с трубопроводом и нефтесборный пункт

Современные гасители поршневого движения жидкости не могут использоваться повторно. Трубопроводы, к которым они должны быть подсоединены, нуждаются в значительной переделке для удовлетворения требований, связанных с их сложными конфигурациями. Часто проводить такие дорогостоящие работы для повторного использования гасителей жидких поршней непрактично. Кроме того, размеры и вес известных на сегодня гасителей поршневого движения жидкости затрудняют их обслуживание.

Многие современные гасители поршневого движения вызывают образование пены и эмульсий в жидкостно-газовых смесях, поскольку внутри гасителей часто происходит резкая остановка движения смеси. В таких устройствах может быть использованы химические вещества, разрушающие эмульсию и осадители жидкости.

Для удаления различных отложений с внутренней поверхностью трубопровода через трубопроводы периодически проталкивают так называемые плотные "ерши". Лучшим местом для удаления ерша из трубопровода является гаситель поршневого движения. Однако, в силу сложной конструкции большинства гасителей, выполнять это не представляется возможным.

Еще одной технической операцией, которая требует сегодня дальнейшего совершенствования, является разделение жидкостно-газовых смесей на нефтесборных пунктах, расположенных в океане.

Следовательно, в области технологии ощущается потребность в гасителе поршневого потока для установки в технологическую линию, который был бы недорогим, простым в управлении и допускал бы поворотное использование, который не вызывал бы пневмообразования и образования эмульсии и который обеспечивал бы возврат ерша. Кроме того, существует потребность в жидкостно-газовом сепараторе для использования на нефтесборных пунктах, который был бы компактным и его можно было бы использовать для подавления жидких поршней.

Эти потребности удовлетворяются изобретением, которое представляет устройство для подавления поршневого движения жидкости для технологической линии, которое является недорогим, компактным, легким и удобным в обслуживании. Благодаря некоторым характеристикам настоящее устройство может быть легко установлено и демонтировано, что облегчает его повторное использование. Устройство обеспечивает равномерное постепенное замедление поршневого потока и тем самым предотвращает

образование пены и эмульсии. Далее, устройство может быть оборудовано приспособлением для удаления ершей. Кроме того, настоящее изобретение также предлагает систему откачки жидкостно-газовой смеси для использования на нефтесборном пункте, которая является компактной и пригодна для подавления поршневого режима жидкости.

Устройство включает корпус, который представляет собой отрезок трубы и имеет, по меньшей мере, одно впускное отверстие для приема жидкостно-газовой смеси из трубопровода и горизонтально расположенную в корпусе плиту торможения для замедления движения жидких поршней в жидкостно-газовой смеси и для отделения газа от жидких поршней. Плита торможения расположена вдоль корпуса и имеет переднюю торцевую стенку, около которой происходит прием жидкостно-газовой смеси из впускного отверстия и множество отверстий, через которые проходит жидкость, включая приторможенную жидкости жидких поршней. Далее, устройство имеет две противоположные переточные щели между плитой торможения и корпусом, „через которые проходит жидкость, включая приторможенную жидкость жидких поршней, камеру туманов в корпусе устройства для приема отделенного газа, по меньшей мере, одно выходное отверстие в камере туманов для удаления газа из корпуса устройства, камеру для сбора жидкости в корпусе устройства для приема приторможенной жидкости и, по меньшей мере, одно выходное отверстие в камере для сбора жидкости для удаления жидкости из корпуса устройства.

Способ подавления поршневого движения жидкости в жидкостно-газовой смеси, проходящей по трубопроводу, включает подачу смеси по трубопроводу, ввод смеси в корпус с направлением ее на плиту торможения для замедления движения жидкости и отделения газа, перетекание жидкости в камеру для сбора жидкости, отвод жидкости из этой камеры и отвод газа из камеры туманов. При этом в камере для сбора жидкости производят отделение твердых частиц.

Целесообразно после отвода жидкости и газа из камер соединить потоки жидкости и газа.

Целесообразно также может быть после отвода жидкости и газа из камер потоки жидкости и газа отдельно подать на последующую обработку.

Система откачки жидкостно-газовой смеси из подводной нефтяной скважины содержит подводную нефтяную скважину с трубопроводом и нефтесборный пункт. Она снабжена расположенными на трубопроводе и нефтесборном пункте устройствами для подавления поршневого движения жидкости в жидкостно-газовой смеси, каждое из которых выполнено из корпуса в виде отрезка трубы с вводом жидкостно-газовой смеси около передней торцевой стенки и задней торцевой стенкой, размещенной вдоль корпуса горизонтально плиты торможения с отверстиями, камеры для сбора жидкости с патрубком отвода жидкости, камеры туманов с патрубком отвода газа, при этом плита торможения расположена в корпусе с образованием двух противоположных переточных навалов.

На рис. 17 изображено устройство для подавления поршневого движения жидкости в жидкостно-газовой смеси, проходящей по трубопроводу.

Устройство для подавления поршневого движения содержит корпус 1 с передней торцевой стенкой 2, вводом смеси 3 из трубопровода 4. Корпус 1 выполнен в виде отрезка цилиндрической трубы из любого твердого материала, имеющего высокие антикоррозионные свойства, например, нержавеющей стали. Для удобства установки и демонтажа общая длина корпуса 1 должна быть равна длине части трубопровода, вместо которой предполагается установить устройство.

Внутри корпуса 1 расположена плита торможения 5 для замедления движения жидкостно-газовой смеси и для отделения газа из жидких поршней. Желательно, чтобы плита торможения 5 была расположена вдоль всей длины корпуса 1. Плита торможения 5 может быть закреплена на передней торцевой стенке 2 и задней стенке 6 корпуса 1 с помощью обычной

сварки или используя болтовое соединение. В качестве альтернативного способа плита торможения 5 может быть установлена на отбойные перегородки 7 или прикреплена к ним. Предпочтительный материал для плиты торможения 5 – нержавеющая сталь 316. Однако может быть использован любой коррозируемый материал. Желательно, чтобы плита торможения 5 была расположена практически в горизонтальной плоскости. В таком случае наибольшая часть поверхности плиты торможения 5 располагается параллельно направлению движения жидкостно-газовой смеси, поступающей из ввода 4.

Далее на плите торможения 5 имеется множество отверстий 8, через которые проходит жидкость, включая приторможенную жидкость жидких поршней. Поскольку плита торможения 5 расположена практически в горизонтальной плоскости, жидкость проходит через отверстия 8 самотеком. Желательно, чтобы отверстия 8 имели достаточное проходное сечение для свободного прохода жидкости через отверстия благодаря поверхностному натяжению и не препятствовали уходу газа в противоположном направлении.

Однако проходное сечение отверстий не должно быть настолько большим, чтобы вся или большая часть жидкости, находящейся вблизи ввода 3 уходила через эти отверстия. Размер отверстий 9 должен быть подобран таким образом, чтобы обеспечить баланс между вышеупомянутыми положениями. Было установлено, что предпочтительным размером и формой для обеспечения данного баланса является круглое отверстие с диаметром один дюйм. Общее количество отверстий 8, расположенных на плите торможения 5.

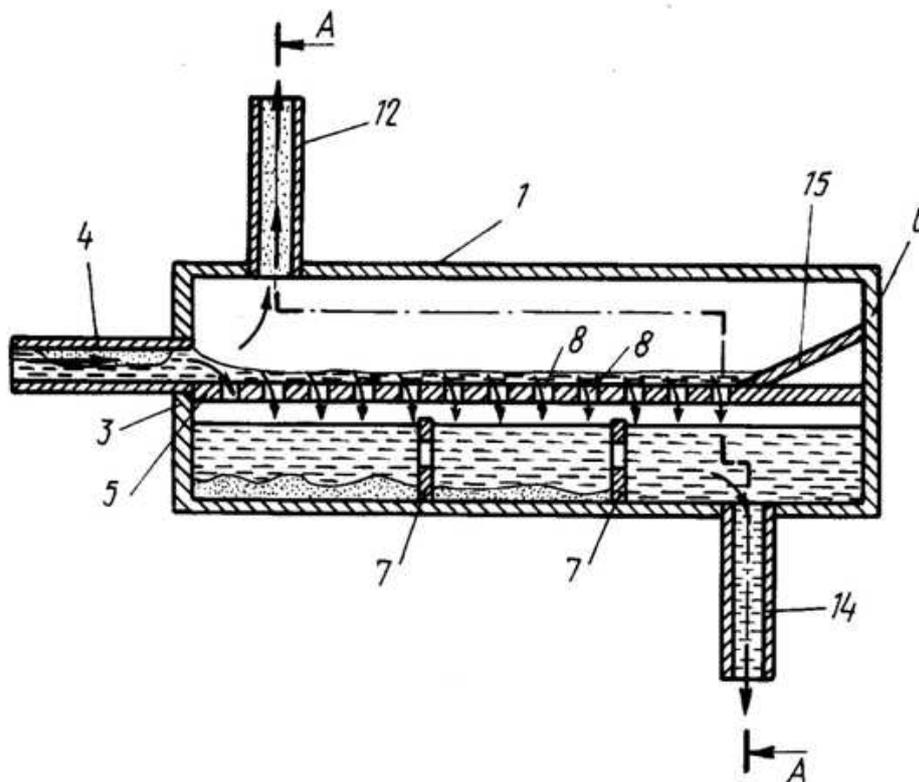


Рисунок 17 – Устройство для подавления поршневого движения жидкости в жидкостногазовой смеси

#### 4) Устройство для деаэрации воды (RU 2076768)

Изобретение относится к технике очистки воды, технологических жидкостей и производственных сточных вод от растворенных газов и может быть использовано в промышленных и коммунальных отопительных системах для удаления растворенных газов из теплоносителя. Основная область применения изобретения модернизация существующих установок вакуумной деаэрации воды для городской системы теплоснабжения жилого фонда.

Известна установка деаэрации воды, содержащая горизонтально расположенную емкость для накопления деаэрированной воды с установленными на ней камерами дегазации с соплами подачи воды.

Недостатком устройства является небольшой размер зоны дегазации и в результате низкая степень дегазации жидкости.

Цель изобретения повышение эффективности дегазации.

Указанная цель достигается тем, что узел распыления жидкости, выполненный в виде многофорсуночной головки, размещен в нижней части камеры дегазации с направлением факела распыла воды вертикально вверх, а в верхней части дегазатора установлен отражатель жидкости с завихрителем, направляющий распыленную жидкость на внутреннюю поверхность дегазатора, по которой вода стекает в отстойник. Для ускорения вскипания воды в дегазаторе могут применяться форсунки нетривиального исполнения, например струйные форсунки или щелевые форсунки.

Такое выполнение позволяет уменьшить размеры камеры дегазации, обеспечив нужное время пребывания дегазируемой жидкости в зоне дегазации. Путем установки нескольких дегазаторов на горизонтально расположенном накопителе дегазированной воды можно обеспечить обработку любого потребного количества дегазируемой воды.

На рис. 18 представлено устройство для дегазации жидкости, общий вид в разрезе.

Устройство состоит из цилиндрического корпуса 1 с патрубком подачи воды 2 и патрубками 3,4,5 отвода парагаза, коллектора 6 отвода распыленной воды с перфорированной винтовой плоскостью 7, емкости 8 для накопления деаэрированной воды с патрубком 9 отвода воды потребителю. На патрубке подвода воды 2 установлена форсуночная головка 10. В верхней части дегазатора размещен завихритель распыленной воды, состоящий из отражателя 11 и системы пластинчатых направляющих 12, выполненных по винтовой линии на внутренней поверхности корпуса 1.

Устройство работает следующим образом.

После запуска вакуумного насоса и понижения давления в дегазаторе до величины закипания воды производится подача дегазируемой воды под давлением 0,1–0,3 МПа через патрубок 2 в форсуночную головку 10. Форсуночная головка 10 создает каскад "кинжальных" струй, которые соударяются с отражателем 11, раскручивая его. Отразившись от элементов

крыльчатки, основная масса воды за счет специально спрофилированной части лопаток крыльчатки направляется через приемную щель в коллектор 6, где по винтовой перфорированной пластине 7 вода стекает в емкость 8. Вода, не попавшая в коллектор 6, стекает по цилиндрической поверхности корпуса. Причем с целью увеличения времени пребывания жидкости в условиях вакуума пластинчатыми направляющими 12 производится закрутка жидкости как на внутренней поверхности корпуса 1, так и внутри коллектора 6. Поскольку течение жидкости как в корпусе 1 дегазатора, так и в коллекторе 6 протекает с интенсивным газовыделением, выделившийся газ отводится через патрубки 3,4,5, причем для газодинамической связи различных зон коллектора 6 в винтовой плоскости 7 выполнена перфорация. Отвод деаэрированной воды из емкости 8 производится через патрубков 9. Более того, ввиду эжектирующих струй жидкости в так называемой донной области возникает область пониженного давления, в которой наиболее интенсивно происходят процессы газовыделения, для отвода которых используется патрубков 4, а донная область ограничена обечайкой.

Таким образом, в предлагаемом устройстве за счет форсуночной вертикальной подачи воды, использования отражательной крыльчатки и закрутки потока деаэрируемой воды как за счет специальных сегментов, так и путем использования специального коллектора с винтовой перфорированной плоскостью более эффективно используется объем дегазатора без применения специальной насыпной насадки. Это позволяет существенно уменьшить габариты дегазатора, особенно его высоту, при одинаковой производительности дегазатора, повысить эффективность дегазации воды и значительно упростить конструкцию дегазационной камеры.

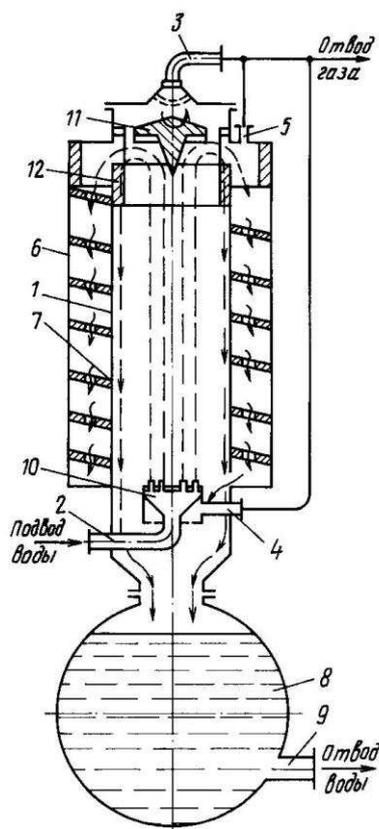


Рисунок 18 – Устройство для деаэрации воды

##### 5) Устройство для дегазации жидкости (RU 2024280)

Изобретение относится к устройствам для дегазации жидкости и может быть использовано в энергетике, машиностроении, химической, пищевой и других областях народного хозяйства.

Наиболее близким по технической сущности является аппарат дегазации жидкости, который содержит рабочий корпус, вакуумный насос и патрубки ввода жидкости и отвода жидкости и газа {а.с. СССР N 1258460, кл.В 01 D 19/00, 2986}.

Недостатком этого аппарата является неэффективное разделение газожидкостной смеси.

В устройстве для дегазации жидкости, содержащем корпус, вакуумный насос и системы подачи жидкости, содержащем корпус, вакуумный насос и системы подачи жидкости и отвода жидкости и газа, согласно изобретению,

вакуумный насос выполнен в виде торов, установленных на тросах, которые намотаны на приводные реверсивные барабаны. Тросы соединены с дисками. Барабаны установлены в корпусе. Кроме того, торы с корпусом образуют полости. При этом корпус через клапаны сообщен с системами подачи и отвода жидкости и отвода газа. Если же торы при помощи барабанов перемещаются вправо, то в полости слева создается разрежение. Давление понижается. Жидкость, находящаяся в полости слева, начинает закипать. Происходит интенсивное выделение пузырьков газа из жидкости, что повышает эффективность дегазации жидкости. В это же время в полости справа создается сжатие. На жидкость, имеющуюся в полости справа, действует избыточное давление, которое заставляет пузырьки газа интенсивно отделяться от жидкости, что способствует повышению эффективности дегазации жидкости. Когда же торы перемещаются влево, то происходят те же процессы в полости справа.

На рис. 19 изображен общий вид устройства.

Устройство состоит из корпуса 1, сообщенного через клапаны 2, 3, 4, 5, с системой 6 подачи жидкости и с системой 7 отвода жидкости и с системой 8 отвода газа. В корпусе 1 установлены приводные реверсивные барабаны 9, на которых намотаны тросы 10, соединенные с дисками 11, 12. На тросах 10 установлены торы 13, 14, 15, 16. Торы образуют полости 17, 18.

Работает устройство следующим образом.

Барабаны 9 вращают реверсивно. Торы 13, 14, 15, 16 перемещаются вправо, вытесняя газ и жидкость из полости 17 в систему 8 и 7. В полости 18 создается разрежение. Жидкость системой 6 подается в полость 18. Газ из жидкости выделяется и заполняет верхнюю часть полости 18. Затем меняют вращение барабанов 9 на обратное. Торы 13, 14, 15, 16 перемещаются влево, вытесняя из полости 18 газ и жидкость в системы 7, 8. В полости 17 создается разрежение. Жидкость из системы 6 подается в полость 17. Газ выходит из жидкости и заполняет верхнюю часть полости 17. Цикл повторяется. Когда

торы перемещаются вправо, то в полости 17 создается сжатие. На жидкость, имеющуюся в полости, действует избыточное давление. Давление в жидкости увеличивается и пузырьки газа выделяются из нее, что повышает эффективность дегазации жидкости. В это же время в полости 18 создается разрежение. Давление падает. Жидкость, которая поступает в полость, начинает закипать. Происходит интенсивное выделение пузырьков газа из жидкости, что сильно повышает эффективность дегазации жидкости. То же самое происходит, если торы движутся влево.

Заявляемое устройство обеспечивает повышение дегазации жидкости, путем создания низкого давления, а также за счет большого давления на жидкость.

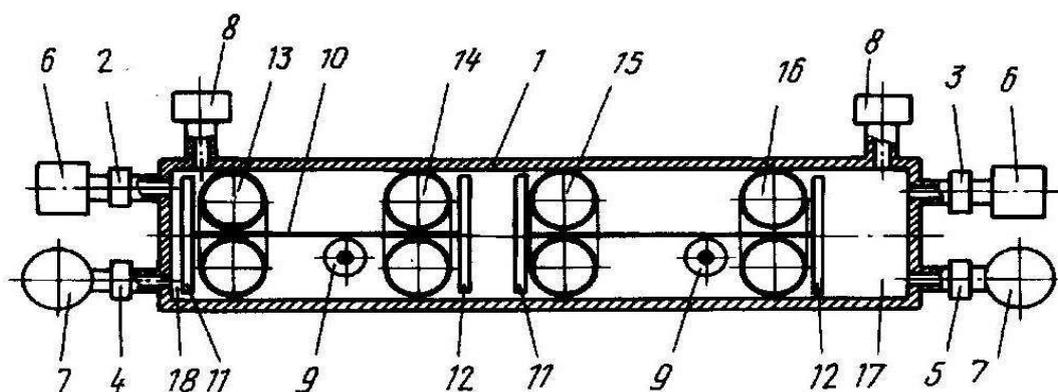


Рисунок 19 – Устройство для дегазации жидкости

#### б) Сепарационная установка (RU 2019252)

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для разделения продукции нефтяных скважин в системе сбора и подготовки на нефть, газ и воду.

Цель изобретения - повышение эффективности работы установки. Поставленная цель достигается тем, что цилиндрическая емкость выполнена вертикальной из двух секций разного диаметра и снабжена наклонно спускаемой винтовой перегородкой, причем верхняя секция на 1/2 своей

длины входит в нижнюю секцию, средняя часть выполнена с отверстиями для выхода газа, а винтовая перегородка установлена в кольцевом пространстве, образуемом верхней и нижней секциями.

На рис. 20 изображен предлагаемый сепаратор, общий вид. Сепарационная установка включает вертикальную цилиндрическую емкость, состоящую из верхней 1 и нижней 2 секций, причем нижняя секция имеет больший диаметр, в верхней секции выполнены отверстия 3 для выхода выделившегося газа, которые расположены в ее средней части, депульсатор 4, соединенный с успокоительным участком (не показан) и с вертикальной цилиндрической емкостью с нижней ее секцией заканчивается тангенциальным вводом 5, патрубки отвода газаб, соединяющие верхнюю часть депульсатора 4 с верхней секцией 1, вертикальной цилиндрической емкости, каплеуловитель 7, наклонно спускаемая винтовую перегородку 8, служащую для более эффективного разделения смеси и расположенную между верхней и нижней секциями, трубопровод 9 для сброса отделившейся воды и перегородку 10. Сепарационная установка работает следующим образом. Газожидкостная смесь, предварительно разделенная в успокоительном участке поступает в депульсатор 4, отделившаяся в основном вода поступает в трубопровод 9 для сброса, а газонефтяная смесь с диспергированными каплями воды продолжает свое движение по депульсатору 4, где происходит выделение газа и отбор его с помощью патрубков 6 и он направляется в верхнюю секцию 1, затем поступает в каплеуловитель 7, где очищается от капельной жидкости, которая затем поступает в нижнюю секцию 2, а дополнительно выделившийся газ выходит через отверстия 3, расположенные в средней части верхней секции 1. Жидкостной поток, входя через тангенциальный ввод 5, попадает на наклонно спускаемую винтовую перегородку 8, которая позволяет создать практически безнапорное движение, что, естественно, способствует дополнительному выделению как газа, так и диспергированных капель воды в нефти. Наличие вертикальной перегородки 10 позволяет осуществлять переток нефти под ней,

что также значительно повышает ее качество. Сифонное устройство позволяет осуществлять сброс воды без использования различного рода приборов автоматики, т.е. слив жидкости осуществляется по принципу прямого регулирования, в зависимости от установления столба жидкости. Кроме того, такое конструктивное решение позволяет регулировать качество разделяемых фаз как нефти, так и воды.

Использование предлагаемой сепарационной установки позволит практически решить такие технологические проблемы, как вспенивание, запарафинивание, образование эмульсии и унос газом капель жидкости и газа потоком жидкости.

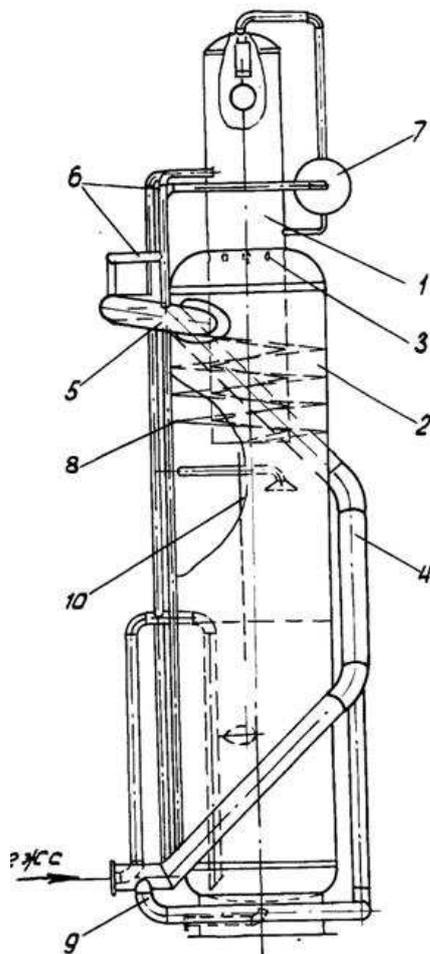


Рисунок 20 –Сепарационная установка

## **Заключение**

Рассматриваемые патенты содержат решения главным образом связанные с повышением качества очистки бурового раствора от газа.

Эти решения предусматривают меры по повышению качества дегазации: использованием отражателей для резкой смены направления движения бурового раствора, использованием специальных газоотводов, установкой дополнительных форсунок для интенсивного распыления бурового раствора.

Обобщая обзор патентной информации можно отметить следующее:

- Применение предварительного нагрева буровой жидкости позволяет, обеспечить улучшение качества дегазации в условиях низких температур окружающего воздуха.

- Для повышения эффективности разделения и производительности аппаратов для дегазации бурового раствора целесообразно применять устройства принудительного отвода отделённого газа.

- Наибольшую эффективность процесса дегазации можно достичь при применении центробежных сил и интенсивного распыления бурового раствора в камере дегазатора.

## **Приложение Б**

### **Графические материалы**

- 1) Чертеж общего вида вакуумного дегазатора (1 лист формата А3)
- 2) Чертеж фланца (1 лист формата А3)

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

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

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

**Модернизация конструкции вакуумного дегазатора буровой установки**

Руководитель



к.т.н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник



А.И. Феоктистов

Красноярск 2017