

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологическая установка для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата» содержит 82 страницы текстового документа, 16 рисунков, 5 таблиц, 3 приложения, 12 использованных источников, 4 листа графических материалов.

ДЕГАЗАЦИЯ НЕФТИ, ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВОЙ АППАРАТ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКИ, ОЧИСТКА НЕФТИ

Цель работы: Проанализировать конструкции аппаратов для очистки нефти от растворённых газов. Разработать технологическую установку и конструкцию аппарата центробежно-вихревого типа для дегазации нефти. Разработать мероприятия по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту установки.

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана новая конструкция центробежно-вихревого аппарата для дегазации нефти с улучшенными характеристиками. Ожидаемый технический эффект от внедрения новой конструкции достигается за счет: повышения производительности аппарата при уменьшении массо-габаритных характеристик, а также повышения эффективности сепарации газа от нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	9
1.1 Основные характеристики нефтегазовых смесей.....	9
1.2 Способы дегазации нефти.....	9
1.3 Физические основы дегазации в поле центробежных сил.....	9
1.4 Оборудование для дегазации нефти.....	17
1.4.1 Классификация сепараторов.....	17
1.4.2 Сепараторы типа НГС.....	19
1.4.3 Сепараторы типа УБС.....	21
1.4.4 Вертикальные сепараторы.....	22
1.4.5 Центробежно-вихревые сепараторы.....	24
1.5 Заключение к литературному обзору.....	25
2 КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	27
2.1 Разработка технологической схемы установки.....	27
2.2 Разработка конструкции аппарата для дегазации нефти.....	29
2.3 Расчёт основных параметров установки.....	35
2.3.1 Расчет форсунки.....	35
2.3.2 Расчет фланцевого соединения.....	39
2.3.3 Расчёт эжектора.....	39
3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ.....	45
3.1 Мероприятия по безопасной эксплуатации установки.....	45
3.1.1 Требования к установке центробежно-вихревого сепаратора.....	46
3.1.2 Требования к установке вакуумного газоструйного эжектора.....	47
3.2 Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту установки.....	47
3.2.1 Подготовка к ремонту.....	50
3.2.2 Гидроиспытание (опрессовка).....	51
3.2.3 Разборка аппарата.....	53
3.2.4 Чистка аппарата.....	53
3.2.5 Составление дефектной ведомости.....	54
3.2.6 Ремонт корпуса аппарата дегазации нефти.....	55
3.2.7 Ремонт трубопроводов.....	59
3.2.8 Ремонт запорной арматуры.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	63
Список использованных источников.....	64

Приложение А. Отчёт о патентных исследованиях.....	66
Приложение Б. Программа расчет параметров эжектора, выполненная в программном пакете «MathCAD».....	75
Приложение В. Графические материалы.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Извлекаемая из недр Земли нефть содержит в своём составе не только жидкие и газообразные углеводороды, но также и растворённые газы, которые ухудшают качество последующей переработки нефти, приводят к нежелательным и разрушительным последствиям для оборудования из-за коррозионной активности этих газов.

В настоящее время для отделения газов от нефти применяются громоздкие и недостаточно эффективные сепараторы, которые способны отделять газовую фазу от жидкой только при условии высоких концентраций.

Одним из путей решения данной проблемы является применение для дегазации нефти аппаратов центробежно-вихревого типа. Однако, в существующих информационных источниках отсутствуют конкретные сведения об определенных успехах в использовании установок для дегазации нефти на основе центробежно-вихревых аппаратов. Нет сведений об их применении и в условиях Западной Сибири и Красноярья.

В связи с этим разработка технологической установки для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата в направлении устранения негативного влияния недостатков традиционных сепараторов и их отдельных компонентов при работе в условиях Сибири является актуальной.

Для решения данной проблемы необходимо решить следующие задачи:

- выявить лучшие решения по конструкции компонентов, составляющих сепаратор, на основе изучения и анализа научной информации патентов последних лет и, выбрать и обосновать техническое предложение

- выполнить конструкторские проработки и расчеты по техническому предложению с использованием выбранных лучших решений по его компонентам

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Основные характеристики нефтегазовых смесей

Нефть - горючая, маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов. В нефти встречаются следующие группы углеводородов: метановые (парафиновые) с общей формулой C_nH_{2n+2} ; нафтеновые – C_nH_{2n} ; ароматические – C_nH_{2n-6} . При этом углеводороды от C_8H_{18} до $C_{17}H_{36}$ – жидкие вещества [1].

В газовой фазе преобладают углеводороды метанового ряда (метан, этан, пропан и бутан), находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} и гептан C_7H_{16} неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно.

Кроме углеводородных газов, в извлекаемой жидкости могут содержаться кислород, азот, углекислый газ, серосодержащие соединения, в небольших количествах хлор, фосфор [1].

В пластовых условиях свойства нефти существенно отличаются от атмосферных условий. При различных температурах свойства нефти также меняются. При понижении температуры ниже оптимального уровня значительно повышается вязкость нефти, увеличивается выделение парафинистых отложений.

Техническими требованиями предусмотрен оптимальный диапазон температуры нефти от 40 до 60°C. При эксплуатации в условиях низких температур обеспечение таких температур нефти является проблематичным.

1.2 Способы дегазации нефти

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в сепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа. Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием [2]:

- гравитационных сил
- инерционных сил
- за счет селективной смачиваемости нефти

В зависимости от этого и различают следующие способы дегазации нефти:

- гравитационные
- инерционные
- пленочную сепарацию

1.3 Физические основы дегазации в поле центробежных сил

Ещё одним перспективным способом для дегазации жидкостей является отделение газа от жидкости в поле центробежных сил. Аппараты подобного типа уже успешно применяются для удаления из котловой воды кислорода и углекислого газа [3] и имеют хорошие перспективы для решения задачи дегазации нефти.

Основные факторы, определяющие концентрацию газов в жидкости и их равновесное состояние, это - давление и температура жидкости, количественный состав газовой смеси, физическая природа газа.

Для идеального разбавленного раствора газов в жидкости согласно закону английского врача и физика Уильяма Генри (Henry) (1774-1836 г.г.)

равновесная массовая концентрация газа в растворе C_G (мг/кг) пропорциональна парциальному давлению P_G в газовой фазе над раствором:

$$c_G = K_G \cdot p_G, \quad (1)$$

где K_G — константа фазового равновесия (константа Генри), мг/(кг Па), которая изменяется в зависимости от температуры и не зависит от количественного состава и давления в системе; p_G — парциальное давление газа над раствором, ата.

Закон Генри можно выразить и через коэффициент абсорбции газа:

$$a^a = V_G/V_B, \quad (2)$$

$$c_G = \alpha^a \cdot \frac{\rho_G}{\rho_B} \cdot \frac{P_G}{P_0} \cdot 10^6, \quad (3)$$

где ρ_G , ρ_B — плотность газа и воздуха, кг/м³; V_G , V_B — объемы растворенного газа и воды, м³; $P_0 = 0,101$ МПа.

Следовательно, массовая концентрация или растворимость такого газа, как кислорода в жидкости (мг/кг) равна:

$$c_G = \alpha_{O_2}^a \cdot \frac{\rho_{O_2}}{\rho_B} \cdot \frac{P_{O_2}}{P_0} \cdot 10^6 \quad (4)$$

Полное удаление растворенных газов практически невозможно. Процесс удаления газов из жидкости происходит до того момента, когда равновесное парциальное давление, соответствующее его концентрации в жидкой фазе, превышает парциальное давление этого газа P_G в газовой фазе над раствором. Следовательно, для дегазации жидкости и удаления (десорбции) агрессивных газов необходимо понижать их парциальные давления над жидкостью. Это возможно осуществить либо понижением общего давления газовой смеси над водой, либо перераспределением парциальных давлений газов при постоянном давлении газовой смеси.

Механизм процесса десорбции газа представляется в следующем виде.

При соприкосновении двух фаз (жидкой и газообразной), на поверхности их раздела образуется пограничный слой, в виде двух прилегающих друг к другу пленок. Первая пленка состоит из молекул жидкости, вторая - из молекул газа.

На поверхности соприкосновения пленок давление газа над жидкостью всегда соответствует параметрам раствора, то есть его концентрации и температуре. Это давление называется *поверхностным равновесным* давлением.

В том случае, если основная масса газа над раствором имеет давление, равное поверхностному равновесному давлению раствора, не происходит ни процесса поглощения газа жидкостью, ни процесса выделения газа из жидкости, точнее система «раствор газа - газ» находится в динамическом равновесии и сколько газа выделяется из жидкости, столько же и поглощается.

Закон Генри справедлив именно для динамического равновесия системы. Зная концентрацию газа в жидкости (концентрацию раствора), пользуясь законом Генри, можно определить соответствующее этой концентрации равновесное давление газа над раствором:

$$p = b / \kappa \quad (5)$$

Если же газ над раствором будет иметь давление, меньше поверхностного равновесного давления, то начнется процесс выделения газа из жидкости, то есть процесс десорбции. Выделяющийся из раствора газ сначала диффундирует в составе раствора через жидкостную пленку, а затем уже в виде газа диффундирует через пленку газа. При этом процесс десорбции подобен процессу испарения.

Однако процесс диффузии газов только через видимую поверхность раздела фаз имеет место лишь в том случае, если суммарная равновесная упругость растворенных в жидкости газов и пара жидкости не превышает общего давления газопаровой смеси над раствором. В противном случае процесс диффузии идет не только через видимую поверхность раздела, но и через поверхность многочисленных пузырьков газопаровой смеси,

образующихся в самой толще жидкости, что может быть сравнено с процессом парообразования при кипении.

В силу этого процесс десорбции газа из частицы раствора с большой концентрацией газа, попавшей в пространство с малым общим давлением (что имеет место в вакуумных аппаратах для дегазации жидкостей), совершается в две стадии.

На первой стадии процесса десорбция характеризуется выделением пузырьков газа из толщи раствора, которые значительно увеличивают поверхность диффузии и способствуют более бурному протеканию процесса.

На второй стадии процесса прекращается выделение пузырьков газа из толщи раствора, и десорбция идет значительно медленнее, только в результате диффузии через основную поверхность раздела фаз.

Таким образом, из теории следует, что для эффективного разделения газовой и жидкой фазы из смеси необходимо:

- обеспечить некоторую разность между равновесным давлением газа в жидкости и парциальным давлением газа над жидкостью
- создать необходимую поверхность контакта жидкости и газа
- обеспечить отвод выделившихся из жидкости газов
- обеспечить необходимое время для разделения газовой и жидкой фазой

Если газожидкостную смесь направить по касательной к внутренней поверхности цилиндра, то она закрутится с образованием устойчивого вихря. В неинерциальной системе отсчета, которая вращается вместе с жидкостью, на каждый элемент вращающейся среды помимо обычной силы тяжести $F_{гр}$, направленной по вертикали вниз действует центробежная сила $F_{цб}$, направленная радиально от оси и лежащая в плоскости, которая проходит через вращающийся элемент жидкости, перпендикулярно оси вращения (рисунок 1).

Результирующую этих сил $F_{тж}=F_{цб}+F_{гр}$ можно рассматривать как силу тяжести, действующую на частицу жидкости со стороны некоего поля сил, которое представляет собой наложение поля центробежных сил и гравитационного поля Земли.

Сила $F_{\text{ТЖ}}$ направлена от оси вращения под небольшим углом к её нормали. Небольшой наклон этой силы вниз по отношению к нормали, восстановленной к оси, обусловлен тем, что на элемент жидкости помимо центробежной силы, действует еще сила тяжести (в рассматриваемом случае центробежная сила заметно больше её по величине). Вес выделенного элемента жидкости в таком поле равен численному значению силы $F_{\text{ТЖ}}$ по определению.

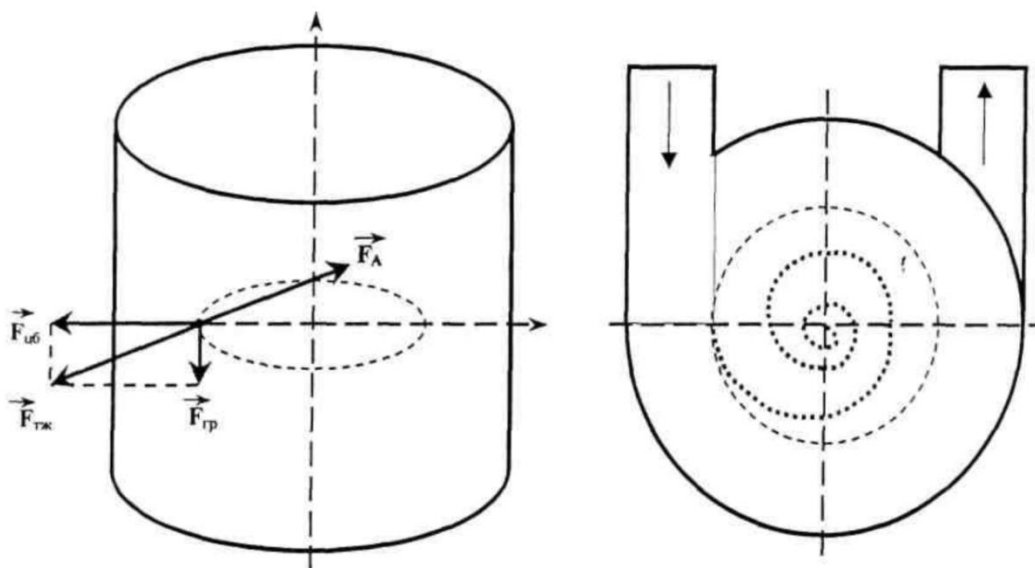


Рисунок 1 - Распределение векторов сил на элемент вращающейся среды в инерциальной системе отсчета

С другой стороны, на любое тело, погруженное в жидкость (в том числе на пузырек воздуха или другого газа), должна действовать Архимедова сила F_A численно равная и противоположная силе $F_{\text{ТЖ}}$ по направлению т.е. эта сила должна быть направлена не от оси вращения, а к оси вращения, в противоположную сторону.

Если в этом поле сил вес тела F_T легче веса вытесненной жидкости $F_{\text{ТЖ}}$ ($F_T < F_{\text{ТЖ}}$), то архимедова сила, по определению равная весу вытесненной жидкости ($F_a = F_{\text{ТЖ}}$), будет больше веса тела F_T , и тогда первоначально покоящееся относительно водяного цилиндра тело должно устремиться к его

оси вращения. Наоборот, если тело тяжелее вытесненной жидкости, то оно должно быть отброшено к стенке.

Именно на этом и основан принцип центробежной сепарации: разделения включений в жидкую среду на более легкую и более тяжелую, чем жидкость, фракцию.

В силу вышесказанного, пузырек газа, введенный в жидкость извне или выделяющийся из нее, должен стремиться пронзить вращающийся цилиндр или цилиндрический слой жидкости по направлению к оси вращения.

В такой системе координат траектория пузырька будет представлять собой винтовую линию, скручивающуюся к оси вращения (см. рисунок 1, вид сверху).

В процессе такого движения газовые пузырьки распределяются по объему движущейся жидкости, находящийся в них газ при этом конденсируется.

По закону сохранения момента импульса скорость слое нефти возрастает при уменьшении вращения вокруг оси.

Соответственно, по закону Бернулли, давление в жидкости должно падать при уменьшении радиуса вращения её цилиндрических слоев, при переходе от внешней к внутренней поверхности вращающегося жидкостного цилиндрического кольца.

Понижение давления жидкости ниже значения давления, соответствующего температуре насыщения, приводит к её вскипанию внутри жидкостного цилиндрического кольца, при расстояниях до его оси, меньших некоторого значения. Это имеет место вплоть до внутренней поверхности цилиндрического слоя.

При вращательном движении газа или сжимаемой жидкости в цилиндрических аппаратах, имеющих тангенциальный вход, а выходы в торцах цилиндра, происходит разделение потока на две фракции: на периферии образуется закрученный поток с большей температурой и плотностью (жидкость), а в приосевой области – закрученный охлажденный поток (газ),

причем вращение в центре происходит в другую сторону, чем на периферии (рисунок 2).

Такое тепломассобменное разделение потока называется вихревым эффектом. Необходимо отметить, что это тепломассобменное перераспределение потока происходит с очень высокой скоростью.

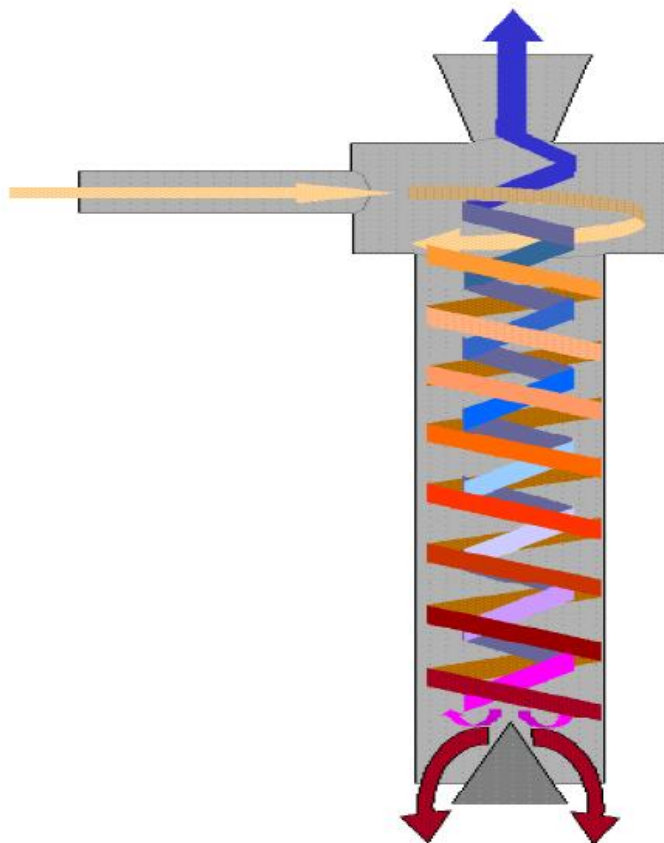


Рисунок 2 - Распределение потоков газа или сжимаемой жидкости в цилиндрических аппаратах

Целесообразность использования центробежного и вихревого эффекта для конструирования аппаратов дегазации нефти обусловлено следующим:

- в цилиндрических вихревых аппаратах можно создать в сравнительно небольшом объеме достаточно большую поверхность контакта газовой и жидкой фазы
- благодаря высокой скорости движения различных сред обеспечивается высокая скорость тепломассобмена, что позволяет уменьшить время контакта

- потоки газовой и жидкой фазы устремлены на различные противоположные выходы аппаратов и возможны простые конструктивные решения для предотвращения смешивания фаз после их разделения.

1.4 Оборудование для дегазации нефти

Ниже рассмотрены основные конструкции газонефтяных сепараторов, применяющихся в промышленности в настоящее время. Обзор патентных источников представлен в Приложении А.

1.4.1 Классификация сепараторов

Все применяемые нефтегазовые сепараторы можно классифицировать по следующим признакам [1]:

- 1) По назначению: замерно-сепарирующие и сепарирующие.
- 2) По геометрической форме и положению в пространстве: цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные и наклонные.
- 3) По характеру проявления основных сил: гравитационные, инерционные и центробежные.
- 4) По рабочему давлению: высокого (6,4 МПа), среднего (2,5 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления.
- 5) По числу ступеней сепарации: первой, второй, и т.д. ступеней сепарации.
- 6) По технологическому назначению: двухфазные и трехфазные.
- 7) По конструкции устройств ввода нефтегазового потока: с радиальным и с тангенциальным вводом.
- 8) По конструктивному исполнению: одноёмкостные и двухёмкостные.

Вертикальные сепараторы применяются в основном при обустройстве нефтяных месторождений с малодебитными скважинами, при содержании в

продукции скважин значительных количеств парафина и песка, а также используются на морских месторождениях.

Горизонтальные сепараторы обладают большей пропускной способностью по сравнению с вертикальными при одинаковых геометрических размерах, что обеспечивает лучшее качество сепарации, их также легче обслуживать, поэтому они получили большее распространение, чем вертикальные.

Одноёмкостные горизонтальные сепараторы используются на всех ступенях сепарации, включая горячую и вакуумную сепарацию.

Двухъёмкостные горизонтальные сепараторы применяют в основном для оснащения блочных автоматизированных установок типа «Спутник» [1].

Несмотря на различия в конструкциях, в газонефтяных сепараторах можно выделить четыре основные секции, как, например, показано на рисунке 3, применительно к конструкции вертикального сепаратора:

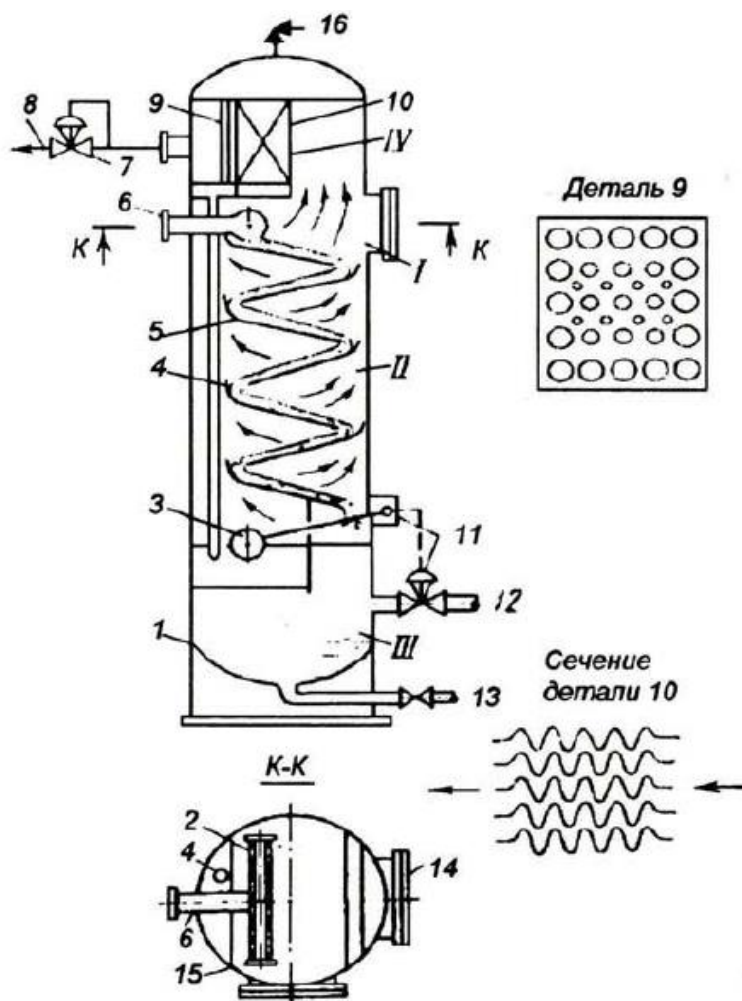
1) Основная сепарационная секция - служит для выделения из нефти газа. На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различного рода насадок - диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

I. Осадительная секция - в ней происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, т.е. эффективность ее сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготавливать с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

III. Секция сбора нефти - занимает самое нижнее положение в сепараторе и предназначена как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом - в

зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций и времени пребывания нефти в сепараторе.

IV. Каплеуловительная секция - расположена в верхней части сепаратора и служит для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.



I - основная сепарационная секция; II - осадительная секция; III - каплеуловительная секция; 1 - корпус; 2 - раздаточный коллектор; 3 - поплавок; 4 - дренажная труба; 5 - наклонные плоскости; 6 - ввод газожидкостной смеси; 7 - регулятор давления «до себя»; 8 - выход газа; 9 - перегородка, выравнивающая скорость газа в жалюзийном каплеуловителе; 10 - жалюзийный каплеуловитель; 11 - регулятор уровня; 12 - сброс нефти; 13 - сброс грязи; 14 - люк; 15 - заглушки; 16 - предохранительный клапан.

Рисунок 3 – Детали вертикального сепаратора

1.4.2 Сепараторы типа НГС

Сепараторы нефтегазовые (НГС) предназначены для дегазации сернистой нефти и очистки попутного газа (рисунок 4). Сепараторы данного типа нашли широкое распространение на объектах ООО «Ванкорнефть», в том числе на дожимных насосных станциях, центральном пункте сбора и узлах сепарации. Применяются на всех ступенях сепарации. Применяются в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах П₃ и П₄ по ГОСТ 16350 и условиях умеренного и умеренно холодного климата по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

- для умеренного климата - от плюс 40 °С до минус 40 °С;
- для умеренно-холодного климата - от плюс 40 °С до минус 60 °С.

По конструкции данные сепараторы разделяются на следующие типы:

Тип I - применяются в компоновке с узлами предварительного отбора газа (депульсаторами).

Тип 1-П - применяется в компоновке с узлами предварительного отбора газа с пеногасящей насадкой.

Тип II - применяются без узлов предварительного отбора газа.

Тип И-П - применяется без узлов предварительного отбора газа с пеногасящей насадкой.

На рисунке 2 показан общий вид сепаратора НГС.

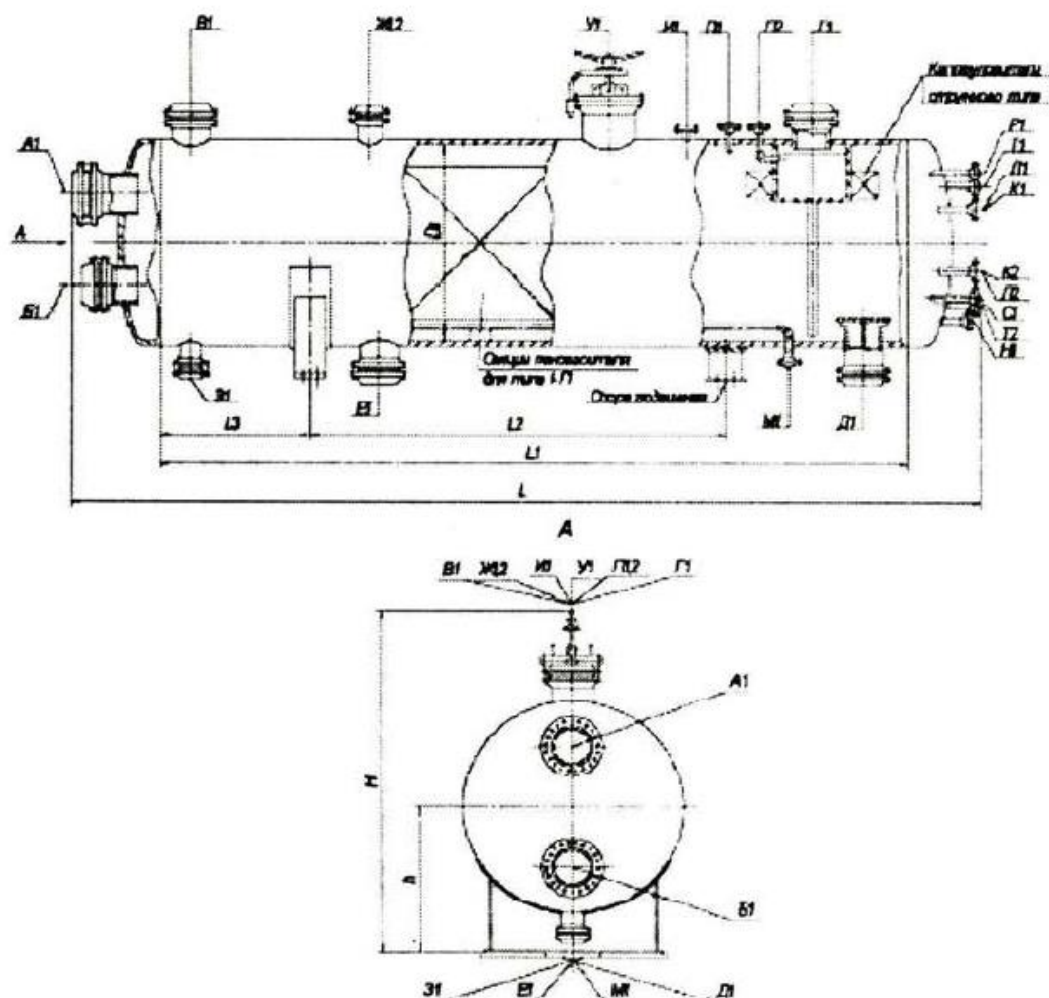


Рисунок 4 - Общий вид сепаратора НГС

Типовая конструкция горизонтального газонефтяного сепаратора включает в себя технологическую емкость, внутри которой расположены две наклонные полки, а также пеногаситель, влагоотделитель и устройство для предотвращения образования воронки при дренаже нефти. Технологическая емкость снабжена патрубком для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа и нефти и люк-лазом. Наклонные полки выполняются в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепараторе предусмотрено распределительное устройство.

Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства. Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа состоит из

технологической емкости и нескольких одноточных гидроциклонов. Конструктивно одноточный циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок и секция перетока. В одноточном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают раздельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник, распределительные решетки и выходит из сепаратора [2].

1.4.3 Сепараторы типа УБС

Сепараторы данного типа представляют собой установки блочные сепарационные (УБС), отличающиеся по производительности и рабочему давлению в МПа: УБС-1500/0,6; УБС-1500/1,6; УБС-3000/0,6; УБС-6300/0,6; УБС-6300/1,6; УБС-10000/0,6; УБС-10000/1,6.

Установки УБС-16000/0,6 и УБС-16000/1,6 предназначены для первой и второй ступеней сепарации в герметизированных системах сбора нефти на промыслах в условиях макроклиматических районов с температурой окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40°C.

В комплект установок УБС (см. рисунок 5) входят:

- а) емкость технологическая - 1 шт.
- б) каплеотбойник- 1 шт.
- в) депульсатор- 1 шт.
- г) площадка обслуживания - 1 шт.
- д) комплект трубной обвязки, арматуры и крепежных деталей согласно спецификации

с) комплект средств системы автоматизации - 1 шт.

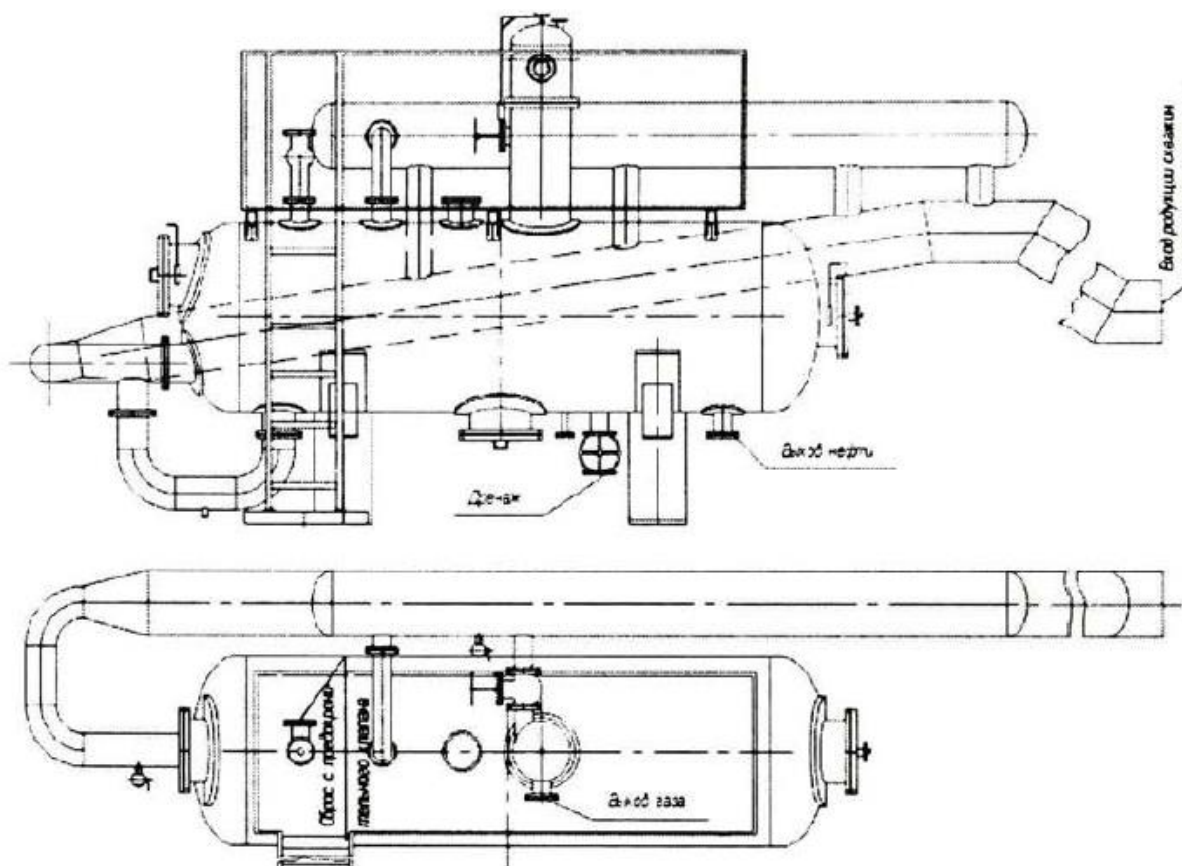


Рисунок 5 - Общий вид сепаратора УБС

1.4.4 Вертикальные сепараторы

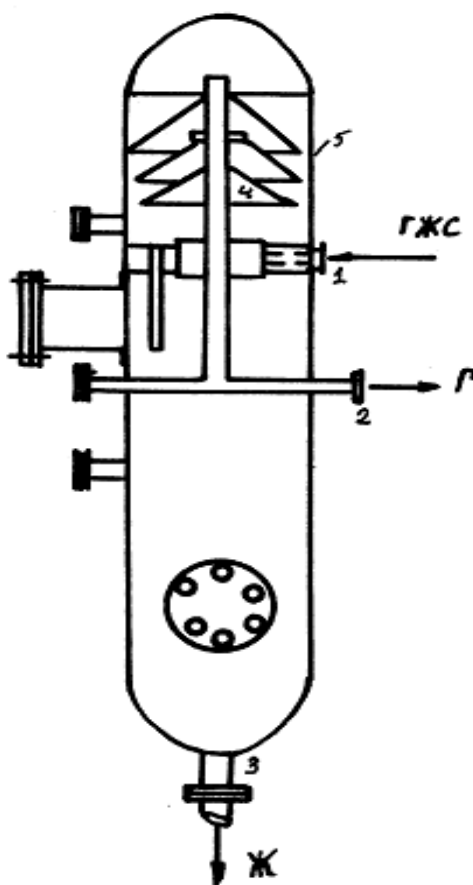
Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и выводе жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа, как показано на рисунке 4.

Достоинствами вертикальных сепараторов являются относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую

площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промышленное оборудование монтируется в платформах или эстакадах.

Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата; меньшую эффективность сепарации.

Данная конструкция имеет две основные модификации: ГЩ– с щелевым вводом продукции и ГТ с тангенциальным вводом продукции. Они применяются в основном в двухтрубных системах сбора. Устройство показано на рисунке 6 [2].



- 1 - ввод газожидкостной смеси; 2 - выход газа; 3 - выход жидкости;
4 - обивное устройство; 5 – корпус

Рисунок 6 - Вертикальный сепаратор

1.4.5 Центробежно-вихревые сепараторы

Устройства данного типа предназначены для удаления остаточных газов, в том числе растворённых, из нефти, нагретой выше температуры насыщения при вакуумном режиме, атмосферном или режиме повышенного давления [4].

Принципиальная схема центробежно-вихревого сепаратора представлена на рисунке 7. Устройство имеет двухкамерный цилиндрический корпус. Верхняя камера 1 предназначена для приема сепарируемой нефти и имеет один или несколько тангенциальных патрубков «А» в нижней части камеры расположена кольцевая перегородка 3 для создания и поддержания необходимой толщины водного слоя. Под кольцевой перегородкой находятся окна 4 для слива нефти в нижнюю камеру 2.

В крышке верхней камеры расположен патрубок вывода отсепарированного газа, при этом нижний конец патрубка достигает верха нижней камеры.

Нижняя камера 2 представляет собой циклон для отделения отсепарированного газа и вывода очищенной нефти. Она снабжена тангенциальными патрубками «В» для вывода нефти из устройства.

Принцип действия данного устройства заключается в следующем. Дегазируемая нефть поступает в тангенциальный патрубок «А», поток нефти закручивается в верхней камере аппарата, образуется цилиндрический слой воды с вертикальной границей раздела жидкой и газовой фазы. Так как нефть нагрета выше температуры насыщения, из неё начинает интенсивно выделяться газ который выводится через патрубок «Б», а нефть через окна 4 верхней камеры сливается в нижнюю камеру 2 и выводится через патрубки «В».

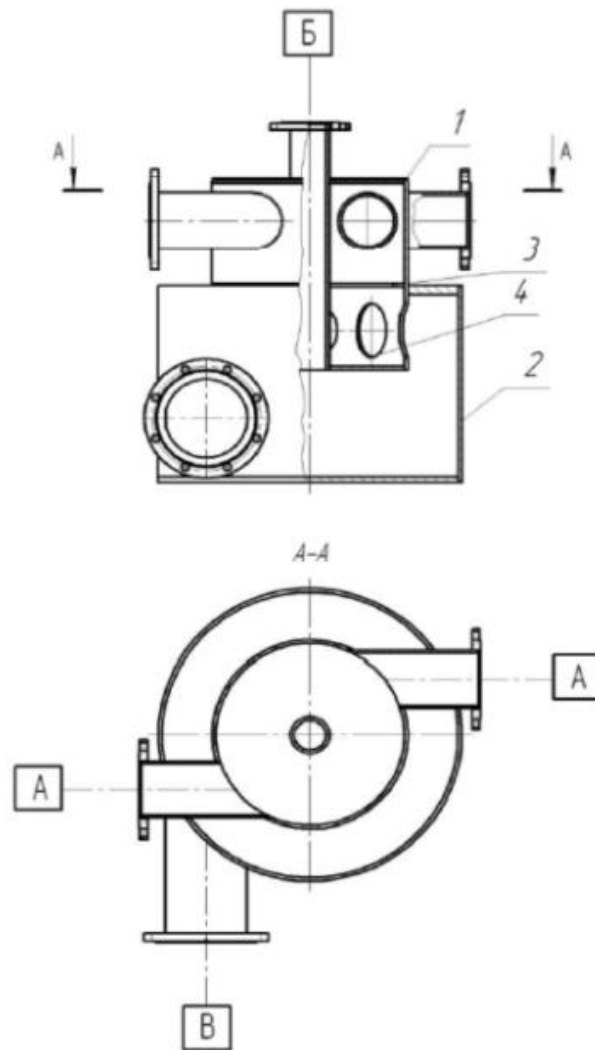


Рисунок 7 – Принципиальная схема центробежно-вихревого сепаратора

Патрубок «Б» может быть соединён с откачивающим устройством, например, газоструйным эжектором. Тогда процесс будет осуществляться в вакуумном режиме, что позволяет ускорить отделение газа от нефти и повысить эффективность разделения.

1.5 Заключение к литературному обзору

Таким образом, на основе анализа литературы можно сделать вывод о том, что применяемые в промышленности газонефтяные сепараторы, не смотря на все свои достоинства, имеют существенные недостатки, главными из которых являются громоздкость, большой удельный вес и высокие

капитальные затраты. Другой важной проблемой во всех видах традиционных сепараторов является ухудшение качества сепарации в холодное время года, а так же закупоривание очищающих элементов конструкции пеной в процессе сепарации. На сегодняшний день решение этой проблемы представлено весьма ограниченным количеством технических решений, которые позволяют улучшать работу отдельных элементов конструкции, но не дают достаточного эффекта в комплексе.

В связи с вышесказанным, для повышения качества дегазации нефти необходимо существует необходимость в разработке установки для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата подготовленной для эксплуатации в условиях низких температур в Сибири. В конструкции установка необходимо предусмотреть возможность устранения запарафинивания, чтобы избежать выхода сепаратора из строя.

2 КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Одной из основных проблем во всех видах традиционных сепараторов является высокая металлоёмкость, недостаточно высокая эффективность отделения газа от нефти и ухудшение качества сепарации в холодное время года, а так же засорение очищающих элементов продуктами сепарации. Мероприятия, направленные на устранение или снижение негативного воздействия, как правило, малоэффективны, не решают проблему в целом, а также требуют значительных материально-технических затрат. На сегодняшний момент решение этой проблемы, представлено весьма ограниченным количеством технических решений.

Для повышения качества сепарации в дипломном проекте произведена разработка установки для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата подготовленной для эксплуатации в условиях Сибири. Основой подготовки является внедрение системы подогрева и очистки установки.

2.1 Разработка технологической схемы установки для дегазации нефти

В ходе выполнения бакалаврской работы была разработана схема установки для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата, представленная на рисунке 8. Принцип работы установки заключается в следующем.

На вход центробежно-вихревого аппарата из резервуара №1 подается предварительно нагретая в теплообменнике-подогревателе до температуры 60°C нефтегазовая смесь. Для предотвращения тепловых потерь на трубопроводе подачи нефтегазовой смеси в аппарат установлена система обогрева на основе саморегулирующихся греющих кабелей.

Подогреватель снабжен датчиками температуры нефтегазовой смеси на выходе. При превышении заданной температуры подается сигнал на

регулирующий затвор подачи греющей воды в теплообменный аппарат. При снижении заданной температуры датчик подает сигнал на открытие регулирующего затвора. Таким образом достигается постоянство температуры нефтегазовой смеси.

Попадая в центробежно-вихревой сепаратор (ЦВС) нефтегазовая смесь разделяется на два потока: отсепарированный газ и дегазированная нефть. При помощи эжектора создается необходимое разрежение внутри аппарата.

Выделившийся в процессе сепарации газ выводится из ЦВС и используется как топливо или сжигается на факеле.

Отсепарированная нефть под действием гравитационных сил вытекает из ЦВС в резервуар №2.

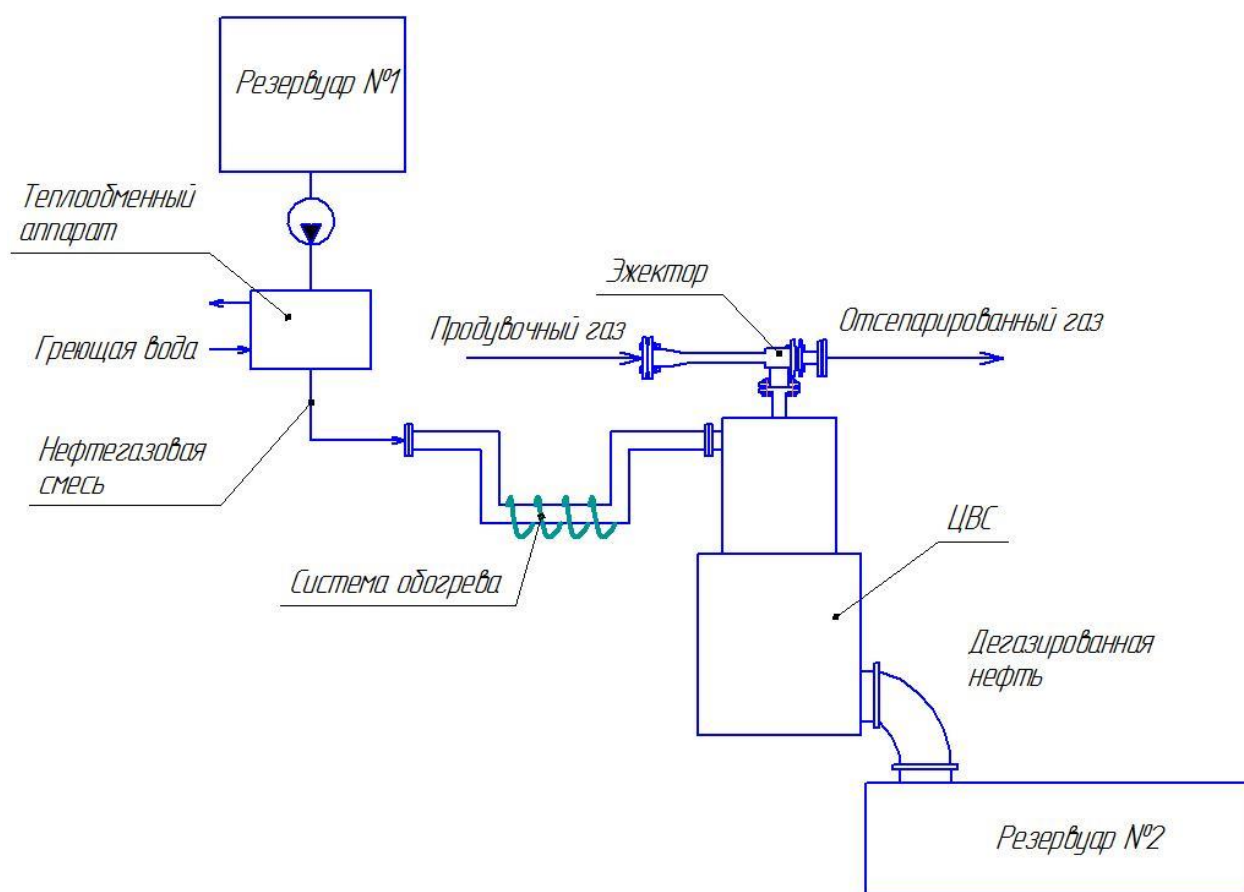


Рисунок 8 – Принципиальная схема установки для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата

2.2 Разработка конструкции аппарата для дегазации нефти

Разработанный сепаратор центробежно-вихревого типа имеет двухкамерный цилиндрический корпус (рисунок 9). Верхняя камера предназначена для приема сепарируемой нефти и имеет тангенциальный патрубок, в нижней части камеры расположена кольцевая перегородка для создания и поддержания необходимой толщины нефтяного слоя, под кольцевой перегородкой находятся окна для слива в нижнюю камеру. В крышке верхней камеры расположен патрубок вывода газа, нижний конец патрубка достигает верха нижней камеры. Нижняя камера представляет собой циклон для отделения газа и вывода отсепарированной нефти и воды.

Корпус сосуда изготавливается из сварной цилиндрической обечайки диаметром 600 мм.

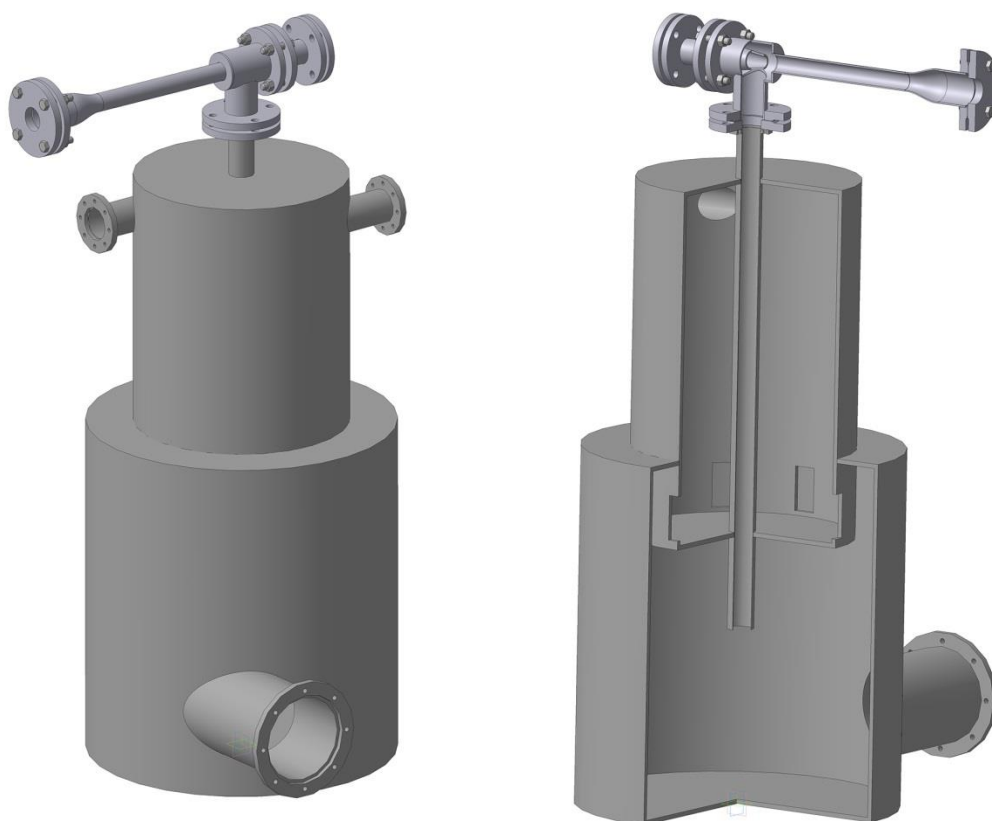


Рисунок 9 - Общий вид центробежно-вихревого сепаратора

Газонефтяная смесь, подводится в аппарат через входной штуцер, расположенный в верхней части сепарационной емкости и попадает во вводное устройство, обеспечивающее тангенциальную подачу входящего потока в корпус сепаратора.

В пространстве, образованном стенкой корпуса и сепарационным пакетом за счет центробежных сил из газового потока выделяется основная масса жидкости, которая под действием гравитационных сил по ходу газового потока, по нисходящей спирали транспортируется к сливному штуцеру, расположенному в основании корпуса.

Далее жидкость самотёком транспортируется вниз и от центра под действием центробежной силы и силы тяжести, а очищенный газовый поток через центральную трубу направляется к выходному штуцеру.

Газовый поток, содержащий мелкодисперсную капельную жидкость, не осевшую на корпусе, попадает на выпуклую поверхность пластин сепарационного пакета сетчатого отбойника (рисунок 10), где происходит расслоение газожидкостной смеси.

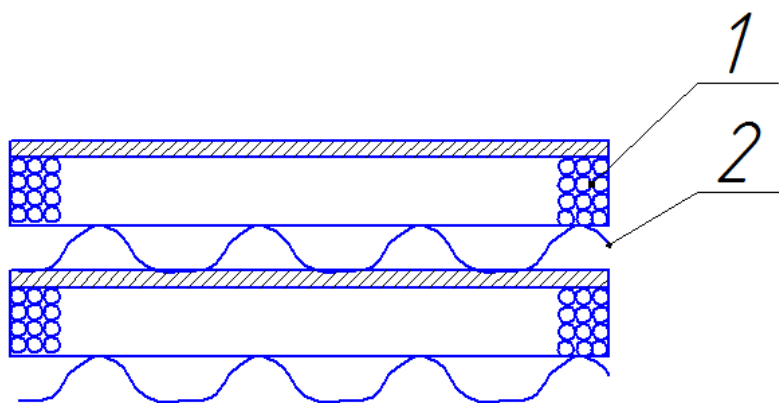
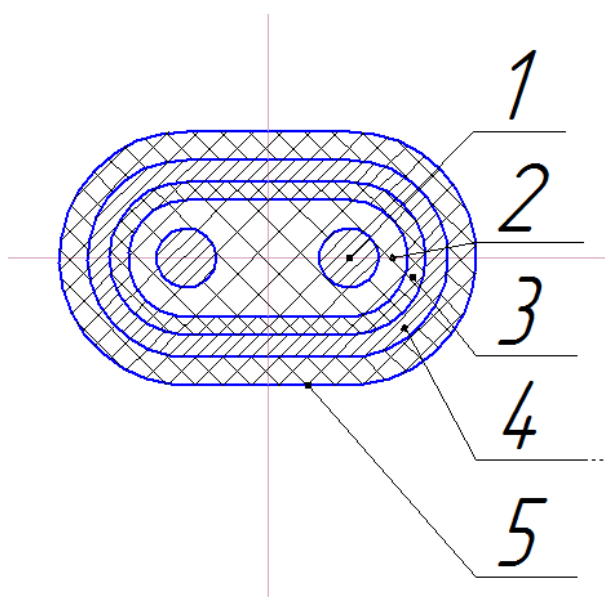


Рисунок 10 – Сетчатый отбойник: 1 – проволока; 2 – жалюзийный профиль

Сетчатый отбойник состоит из слоев плетеной проволоочной сетки уложенной на опорную решетку. Последнюю изготавливают из полос или прутков, толщина отбойников не превышает 300 мм (70-80 слоев сетки).

Сетчатый отбойник обладает недостатком. При длительной работе на нем откладываются парафинистые отложения которые снижают его эффективность. Указанный недостаток устраняется установкой системы очистки.

В данной работе также была разработана система подогрева трубопровода подачи исходной нефтегазовой смеси в центробежно-вихревой аппарат для дегазации нефти. Система подогрева стоит из греющего саморегулирующегося кабеля. Сечение греющего кабеля показано на рисунке 11.



- 1 – медные жилы; 2 – полупроводниковая саморегулирующаяся матрица;
3 – электроизоляция; 4 – оплетка из луженной медной проволоки;
5 – наружная оболочка.

Рисунок 11 – Саморегулирующийся греющий кабель

Греющий кабель работает следующим образом. Основным элементом кабеля является полупроводниковая матрица, в которую заключены две параллельных токопроводящих жилы. Поверх матрицы экструдирована полимерная изоляционная оболочка. Проходя через жилу, ток повышает температуру полупроводниковой матрицы, что увеличивает ее сопротивление.

Эффект саморегулирования достигается за счет способности полупроводниковой матрицы расширяться и сжиматься при

повышении/понижении температуры окружающей среды. Чем выше температура окружающей среды, тем больше расширяется матрица, увеличивая сопротивление и, следовательно, уменьшая протекающий ток, что приводит к уменьшению выделяемого тепла, и наоборот.

Для обеспечения температурного режима работы аппарата выбираем среднетемпературный кабель марки «FSS».

Для очистки внутренних поверхностей аппарата от возможных отложений парафинов предусмотрена специальная форсунка центробежного типа, обеспечивающая дозированную подачу реагента. В качестве реагента-растворителя парафинов может быть использован, например, нефтяной сольвент.

Центробежные форсунки обладают простой конструкцией и высокой надежностью, просты в эксплуатации. В центробежной форсунке реагент, подаваемый под значительным давлением, закручивается в каналах или специальной вихревой камере, откуда через суженное сопло выбрасывается в объем. На рисунке 12 показано устройство центробежной форсунки.

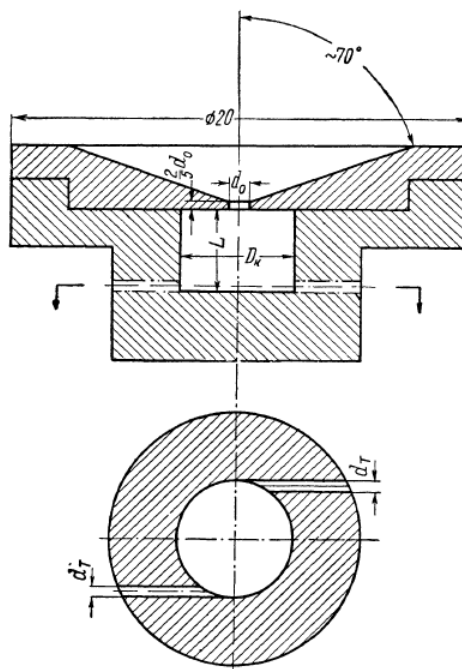


Рисунок 12 – Устройство центробежной форсунки

Форсунки такого типа изготавливаются, в основном, на давление от 6 до 60 атм., в зависимости от необходимой степени диспергирования, от заданной производительности и от требуемой дальнобойности струи.

Отвод отсепарированного газа из аппарата производится при помощи газоструйного эжектора (рисунок 13). В качестве рабочего газа предполагается использование попутного нефтяного газа из внешнего источника.

Устройство состоит из следующих элементов:

- Рабочее сопло (1) предназначено для подачи рабочего (продувочного) газа и имеет приемный патрубок А.

- Приемная камера (2) предназначена для приема инжектируемого потока (отсепарированного газа) и имеет патрубок приема газа В.

- Камера смешения (3) предназначена для смешения и выравнивания скоростей рабочего и инжектируемого потоков.

- Диффузор (4) предназначен для преобразования кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию и теплоту и имеет патрубок вывода смешанного потока Б.

Принцип действия эжектора заключается в следующем. В патрубок А поступает рабочий (продувочный) газ и направляется в рабочее сопло. Вследствие разности давлений перед соплом и за ним происходит истечение с большой скоростью водяной струи из сопла в камеру смешения. Одновременно через патрубок В в приемную камеру поступает отсепарированный газ из центробежно-вихревого сепаратора. Струя рабочего газа эжектирует (увлекает) отходящий газ в камере смешения (3) и образуется смешанный поток газов. Из камеры смешения смесь поступает в диффузор (4), в котором кинетическая энергия потока преобразуется в давление. При этом давление газовой смеси превышает атмосферное и она выводится через патрубок Б. В трубке В и присоединенном к нему аппарате возникает разрежение.

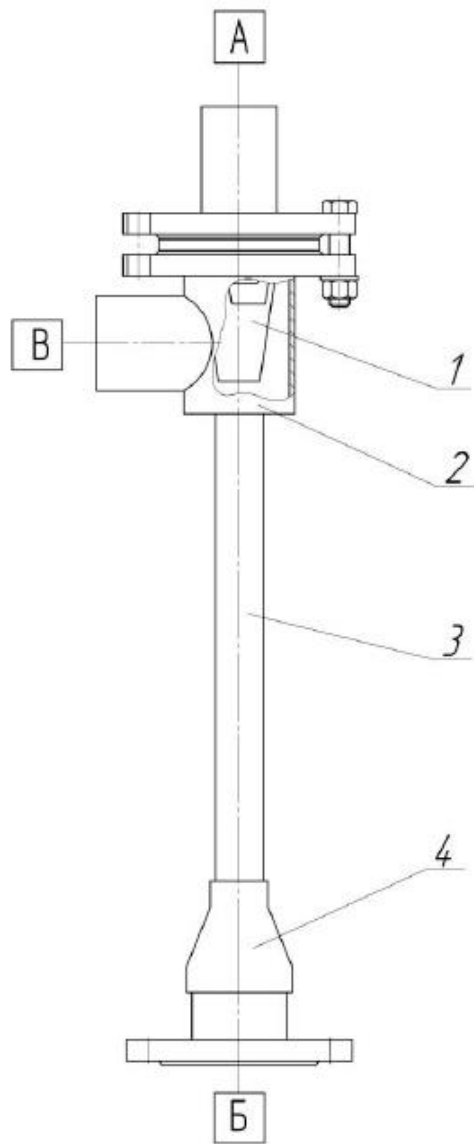


Рисунок 13 – Общий вид газоструйного эжектора

2.3 Расчёт основных параметров аппарата

2.3.1 Расчёт форсунки

Расчёт ведём по методике, изложенной в [5].

Исходные данные:

Расход реагента $G=500$ кг/час

Объемный вес реагента $\gamma=950$ кг/м³

Коэффициента поверхностного натяжения $\sigma=0.003$ кг/м;

Коэффициент кинематической вязкости $\nu=2 \cdot 10^{-5}$ м²/сек;

Температура реагента $t=90$ °С;

Реагент подается в форсунку под давлением $p=4$ атм.

Задаемся величинами $D_k/d_0=7.5$; $f_{вх}/f_0=1.5$.

Определяем коэффициент наполнения рабочей камеры A по формуле :

$$A := \frac{D_k \cdot f_0}{d_0 \cdot f_{\text{вх}}} = \frac{7.5}{1.5} = 5 \quad (6)$$

Определяем скорость истечения реагента v по формуле:

$$v = \varphi \sqrt{2g \cdot \frac{p}{\gamma}}, \quad (7)$$

где φ – коэффициент скорости

$$v = 0.97 \cdot \sqrt{19.6 \cdot \frac{4 \cdot 10^4}{950}} = 88 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}}\right)$$

Коэффициент расхода при $A=5$: $\xi = 0.15$

Следовательно, эквивалентная скорость v_3 :

$$v_3 = \xi \cdot v = 0.15 \cdot 88 = 13.2 \text{ (м/с)}$$

Определяем диаметр выходного сопла d_0 по формуле:

$$d_0 = \sqrt{\frac{4G}{\pi \cdot v_3 \cdot \gamma}} \quad (8)$$

Откуда:

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.147}{3.14 \cdot 13.2 \cdot 95}} = 3.87 \cdot 10^{-3} = 3.87 \text{ (мм)}$$

Определяем число Рейнольдса:

$$Re_3 = \frac{v_3 \cdot d_0}{\nu} = \frac{13.2 \cdot 3.87 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{-5}} = 2550 \quad (9)$$

Вычисляем коэффициент расхода реальной жидкости:

$$\xi = 12.9 \left(\frac{D_k}{d_0}\right)^{0.5} \cdot Re_3^{-\frac{1}{3}} \cdot \xi_0 \quad (10)$$

$$\xi = 12.9 \left(\frac{D_k}{d_0}\right)^{0.5} \cdot Re_3^{-\frac{1}{3}} \cdot \xi_0 = 12.9(7.5)^{0.5} \cdot 2550^{-\frac{1}{3}} \cdot 0.15 = \frac{5.31}{13.65} = 0.39$$

Проводим повторный расчет (в первом приближении):

$$v_3 = 0.39 \cdot 88 = 34.3 \text{ (м/с)}$$

$$f_0 = \frac{0.130}{34.3 \cdot 950} = 4.27 \cdot 10^{-8} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$d_0 = \sqrt{\frac{f_0}{0.785}} = 2.33 \cdot 10^{-3} \text{ м} = 2.33 \text{ (мм)}$$

$$Re_3 = \frac{34.3 \cdot 2.33}{2 \cdot 10^{-5}} = 4000$$

$$\xi = 5.31 \frac{1}{4000^{1/3}} = 0.335$$

Расчет во втором приближении:

$$v_3 = 0.335 \cdot 88 = 29.4 \text{ (м/с)}$$

$$f_0 = \frac{0.139}{29.4 \cdot 950} = 4.98 \cdot 10^{-6} \text{ (м}^2\text{)}$$

$$d_0 = 2.52 \text{ (мм)}$$

$$Re_3 = 3700; \quad \xi = 0.342.$$

Расчет в третьем приближении:

$$v_3 = 30 \text{ м/сек}; \quad d_0 = 2.5 \text{ мм}; \quad f_0 = 4.9 \text{ мм}^2; \quad Re_3 = 3740;$$

$$\xi = 0.342.$$

Определяем площадь тангенциальных отверстий по формуле:

$$f_{\text{BX}} = 1.5f_0 \tag{11}$$

Откуда:

$$f_{\text{BX}} = 1.5f_0 = 1.5 \cdot 4.9 = 7.35 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Принимаем число отверстий $n=2$.

Тогда диаметр тангенциальных отверстий:

$$d_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{4f_{\text{вх}}}{n\pi}} = 2.2 \text{ (мм)}$$

Диаметр камеры завихрения:

$$D_k = 7.5d_0 = 19 \text{ (мм)}$$

Определим средний диаметр капель:

$$\frac{d}{d_0} = \frac{47.8}{A^{0.6} \cdot \text{Re}^{0.7} \cdot \Pi_1^{0.1}} \quad (12)$$

$$A^{0.6} = 5^{0.6} = 2.62;$$

$$\text{Re}^{0.7} = 3740^{0.7} = 316$$

$$\Pi_1 = \frac{\gamma v^2}{g\sigma d_0} = \frac{950 \cdot 4 \cdot 10^{-10}}{9.8 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot 2.5 \cdot 10^{-3}} = 5.2 \cdot 10^{-3}; \quad (13)$$

$$\Pi_1^{0.1} = (5.2 \cdot 10^{-3})^{0.1} = 0.59.$$

Откуда:

$$\frac{d}{d_0} = \frac{47.8}{2.63 \cdot 316 \cdot 0.59} = 0.0975.$$

Средний диаметр капель равен:

$$d = 0.0975 \cdot 2.5 \cdot 10^{-3} = 243 \text{ (мкм)}$$

Угол конусности струи $\varphi = 115^\circ$.

2.3.2 Расчет фланцевого соединения

Расчет ведём по методике, изложенной в [6].

Исходные данные:

Рабочее давление $P = 4$ атм,

Диаметр $D = 70$ мм.

Расчет действующей нагрузки на шпильки произведем по формуле:

$$F = P \cdot S = P \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (14)$$

$$F = 0.4 \cdot 10^6 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.07^2}{4} = 1538.6 \text{ (Н)}.$$

Вычислим нагрузку на одну шпильку по формуле:

$$F_{\text{ш}} = \frac{F}{z \cdot k} \quad (15)$$

где z - количество шпилек;

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

$$F_{\text{ш}} = \frac{1538.6}{4 \cdot 0.75} = 512.8 \text{ (Н)}$$

В соответствии с таблицей 2 и ГОСТ 1769-87 принимаем группу материала. Для нашего расчета оптимальной является группа 21.

Таблица 2 - Механические свойства болтов, винтов и шпилек из коррозионно-стойких, жаропрочных, жаростойких и теплоустойчивых сталей при нормальной температуре [7]

Условное обозначение группы	Временное сопротивление $\sigma_{0,2}$, Н/мм ²	Предел текучести, $\sigma_{0,2}$ (с 0,2) Н/мм ²	Относительное удлинение d_5 , %	Ударная вязкость КСЧ, Дж/см ²	Напряжение от пробной нагрузки $\sigma_{п}$, Н/мм ²	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

Чертёж фланцевого соединения с вычисленными параметрами представлен на рисунке 14.

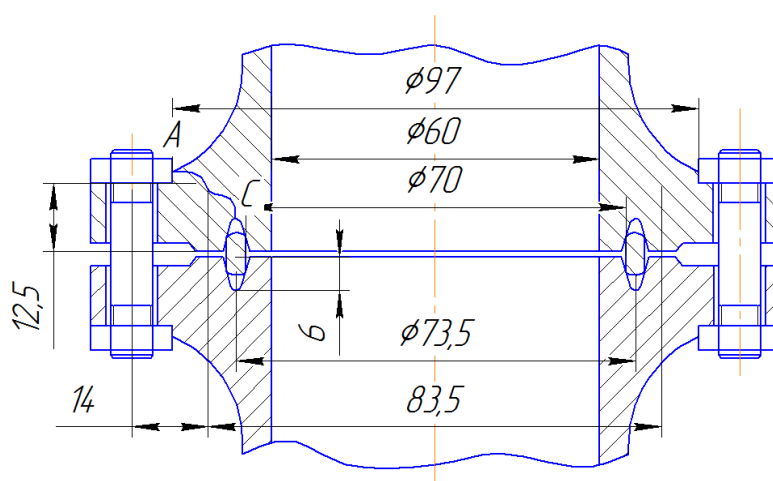


Рисунок 14 - Фланцевое соединение

По таблице 3 выбираем тип покрытия – 02.

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

Таблица 3 - 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 [7]

Номинальный диаметр резьбы, d , мм	Шаг резьбы P , мм	Номинальная площадь поперечного сечения A_s , мм ²	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 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.

По условию прочности [8]:

$$\delta < \frac{[\delta]}{n}$$

где $n=1\dots3$.

$$512.8 < \frac{1540}{3}$$

Условие прочности соблюдается, запас прочности равен 3.

По результатам расчета принимаем:

Количество шпилек – 4 шт.

Материал – Сталь 12Х18Н9Т

Материал покрытия – Кадмиевоехромированное.

Расчет фланцевого соединения в наиболее опасном сечении АС производим в соответствии со схемой, представленной на рисунке 15 [7].

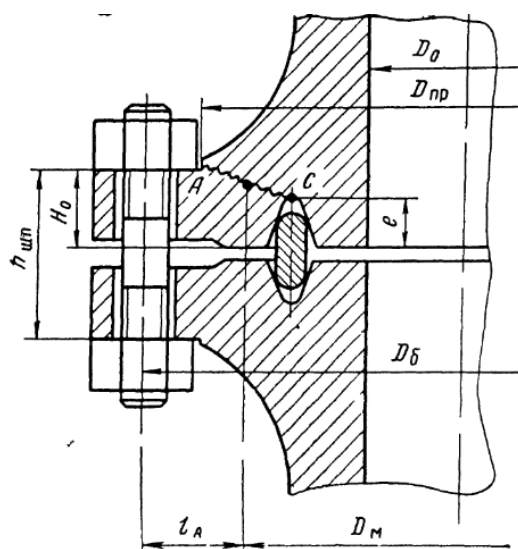


Рисунок 15 – Расчётная схема фланцевого соединения

Рассчитаем изгибающий момент:

$$M_{AC} = P \cdot l_A$$

где $l_A = 14$ мм;

$$P = F_{\text{шт}} \cdot z.$$

Откуда:

$$M_{AC} = 1538.6 \cdot 0.014 = 21.5$$

Момент сопротивления опасного сечения найдем по формуле:

$$W_{AC} = \frac{\pi \cdot D_M}{6} \left[\frac{(D_{\text{пр}} - D_{\text{ср}})^2 + 2(H_0 - e)^2}{2} \right],$$

где $D_M = 0.083$ м; $D_{\text{пр}} = 0.097$ м; $D_{\text{ср}} = 0.073$ м; $H_0 = 0.012$ м; $e = 0.006$ м.

$$W_{AC} = \frac{3.14 \cdot 0.083}{6} \left[\frac{(0.097 - 0.073)^2 + 2(0.012 - 0.006)^2}{2} \right] = 1.296 \cdot 10^{-5}$$

Напряжение в опасном сечении найдем по формуле:

$$\sigma_{AC} = \left(\frac{M_{AC}}{W_{AC}} \right) \leq [\sigma]$$

$$\sigma_{AC} = \frac{21.5}{1.296 \cdot 10^{-5}} = 1658950.6 \text{ (Па)}$$

Для стали марки 14Г2 предельное напряжение $[\sigma] = 480$ МПа [15].

Условие прочности соблюдается.

2.3.3 Расчёт эжектора

Расчёт эжектора для принудительного отвода отсепарированного газа выполнен в программном пакете «MathCAD». Алгоритм расчёта приведён в Приложении Б. Результаты расчёта сведены в таблицу 5. В ходе расчёта применялись методики, изложенные в [9].

Таблица 5 – Результаты расчёта эжектора

Наименование	Значение
Пропускная способность рабочего сопла	2988 м ³ /ч
Расход эжектируемого газа	0.327 м ³ /с (1178 м ³ /ч)
Скорость истечения рабочей среды из сопла	159 м/с
Расчётный диаметр рабочего сопла	43 мм
Массовая кратность циркуляции	5
Давление эжектируемой среды	469 Па
Расчётный диаметр смесителя	62 мм
Расчётный диаметр выходного сечения сопла Лавалья	43 мм
Расчётная длина смесителя	246 мм
Расчётная длина диффузора	246 мм
Угол раскрытия диффузора	9 °
Угол сужения входного конфузора	45 °
Расчётный диаметр конфузора	31 мм
Расчётная длина входного конфузора	87 мм

В соответствии с результатами расчёта был сконструирован газоструйный эжектор для отвода отсепарированного газа, чертёж которого представлен в Приложении В.

3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ

3.1 Мероприятия по безопасной эксплуатации установки

Установка предназначена для дегазации нефти термическим способом при помощи центробежно-вихревого аппарата. Данная установка работает в вакуумном режиме в широком диапазоне абсолютных давлений (от 0.1 до 1 атм.) и в широком диапазоне температур дегазируемой нефти (от 45 до 120°C). Исходная нефть предварительно нагревается до рабочей температуры десорбции растворённых газов при расчетном давлении (вакууме).

Установка обеспечивает отделение газа от нефти с производительностью по исходному сырью до 10 т/ч. И обеспечивает степень очистки не менее 99%. Принципиальная схема установки приведена на рисунке 8 раздела 8.1 настоящей бакалаврской работы.

Для безопасной работы установки необходимо соблюдать следующие требования.

Перед изготовлением и монтажом установки разрабатывается специальный проект, в зависимости от условий, назначения и возможностей объекта, на котором она устанавливается.

Схема установки, компоновка комплектующего оборудования и обвязки их трубопроводами, а также схема и приборы контроля и автоматического регулирования определяется проектной организацией на основании требований настоящих указаний, технических условий, технических паспортов на поставляемые изделия и нормативных документов.

Установку для дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата предпочтительно располагать в вентилируемых помещениях. Монтаж установки на открытом воздухе допускается в обоснованных случаях (по решению проектирующей организации).

При работе установки должна быть обеспечена возможность нагрева исходного нефтяного сырья до рабочей температуры десорбции растворённых

газов в вакуумном режиме (55-70°C). Нагрев нефти может осуществляться с помощью поверхностных водяных и паровых теплообменников.

Рабочее давление в трубопроводах установки должно выбираться с учетом высотных отметок размещения используемых устройств и требуемого давления на входе в устройство, максимально возможной температурой нагрева нефти и учетом температурной развертки в теплообменных устройствах – не менее 20°C.

Схемой установки должна быть предусмотрена возможность проведения ее гидравлического испытания (перед включением в работу и периодически по мере необходимости) избыточным давлением не менее 0.2 МПа.

Необходимо предусматривать теплоизоляцию оборудования и трубопроводов в соответствии с требованиями ПТЭ ТЭ, выполняемой по СНиП 41.03-2003

3.1.1 Требования к установке центробежно-вихревого сепаратора

Центробежно-вихревой сепаратор оснащается местным показывающим мановакуумметром для измерения давления в газовой области аппарата и датчиком давления, с выводом информации на щит управления, выработки управляющих сигналов для регуляторов подачи нагретой нефти и сигнализацией о выходе за пределы рабочего давления.

На входном и выходных трубопроводах центробежно-вихревого сепаратора должны быть установлены местные показывающие термометры для измерения температуры отсепарированной нефти, и датчик температуры с выводом информации на щит управления, и сигнализацией о выходе за пределы рабочей температуры.

Центробежно-вихревой сепаратор устанавливается строго вертикально на опоре способной выдержать вес аппарата, наполненного нефтью.

После установки центробежно-вихревого сепаратора производится присоединение трубопроводов в соответствии с проектом.

Подводящие и отводящие трубопроводы должны иметь запорные устройства, позволяющие отключить центробежно-вихревой сепаратор при его ремонте или замене.

После установки центробежно-вихревого сепаратора, присоединения трубопровода, установки на трубопровод соответствующей арматуры, КИП и приборов безопасности должно быть произведено гидравлическое испытание деаэратора водой и вакуумные испытания в составе установки.

Центробежно-вихревой сепаратор должен быть теплоизолирован при монтаже согласно требованиям «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

3.1.2 Требования к установке вакуумного газоструйного эжектора

Газоструйный эжектор устанавливается на трубопроводе отвода отсепарированного газа по возможности вертикально выходным патрубком вниз.

Газоструйный эжектор по возможности размещается в непосредственной близости от центробежно-вихревого сепаратора, при этом отметка установки эжектора должна быть не ниже отметки установки резервуара для приёма отсепарированной нефти, при этом разность отметок между верхним уровнем нефти в приёмном резервуаре и отметкой установки эжектора должна быть не менее чем 5 м. Относительно продольной оси эжектор может быть ориентирован произвольно в зависимости от конкретной компоновки установки.

Температура рабочего газа на входе в эжектор не должна превышать 30°С.

3.2 Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту установки

Ремонт включает в себя работы: по остановке и подготовке установки (объекта) к выполнению ремонтных и регламентных работ, проведению ремонтных и регламентных работ, замене дефектных элементов, узлов, деталей оборудования и трубопроводов, по подготовке и проведению комплексного опробования и пуска установки после выполнения регламентных работ, с устранением выявленных дефектов.

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

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

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

Техническое освидетельствование центробежно-вихревого сепаратора проводится инспектором Госгортехнадзора в присутствии лица, ответственного за исправное состояние и безопасное действие установки, при этом проводится:

- внутренний осмотр один раз в 4 года
- гидравлическое испытание один раз в 8 лет пробным давлением не ниже

0.2 МПа

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

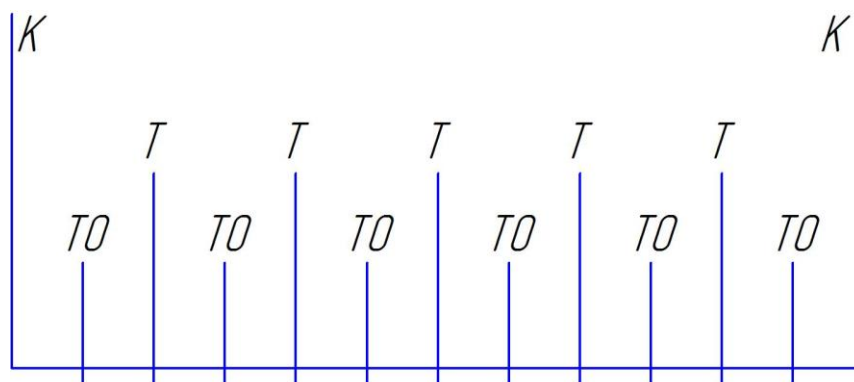
Продувку сепаратора производить не реже 1 раза в сутки, зимой - один раз в смену. Полную очистку сепаратора производить 1 раз в год по графику планово-предупредительного ремонта оборудования, утвержденному главным инженером предприятия.

Потребность в ремонте сепараторов и их составных частей существенно зависит от конкретных условий эксплуатации.

Виды ремонтов, ремонтный цикл, межремонтный период и расход запасных частей, указываемые в технической документации, устанавливаются для средних показателей надежности.

На основании эксплуатации разрабатывают структурную схему ремонтного цикла, которая представляет собой схематическое изображение последовательности видов ремонтов установки.

Структурная схема одного годового цикла установки имеет вид:



Н - начало эксплуатации; Т - текущий ремонт; К - капитальный ремонт

Рисунок 16 – Структурная схема ремонтного цикла

Число межремонтных периодов:

$$n = \frac{T_{cp}}{T_n},$$

где: T_{cp} - средний ресурс до капитального ремонта, ч; T_n - наработка на отказ быстроизнашивающихся частей, ч.

Для установок дегазации нефти на основе центробежно-вихревого аппарата, число межремонтных периодов:

$$n = 12\,000 / 2000 = 6,$$

где $T_{cp} = 12\,000$ ч; $T_n = 2000$ ч - наработка на отказ.

Число ремонтных циклов за время эксплуатации установки

$$z = 8760T \cdot K_3 / T_{cp},$$

где: 8760 - годовой фонд времени, ч; Т - средний срок службы, лет; K_3 - коэффициент эксплуатации; T_{cp} - средний ресурс до капитального ремонта, ч.

$$z = 8760 \cdot 20 \cdot 0,45 / 12000 = 6,57 = 7$$

Ремонтный цикл и его структура являются основой для разработки нормативов планово-предупредительного ремонта.

3.2.1 Подготовка к ремонту

Подготовка к ремонту включает следующие операции:

- Отглушение аппарата при помощи заглушек
- Осушение аппарата
- Пропаривание
- 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.

3.2.2 Гидроиспытание (опрессовка)

Цель гидравлических испытаний аппаратов - проверка их прочности и герметичности. Испытание аппаратов производят после изготовления их на заводах-изготовителях, а также после сборки на предприятии, где осуществляется их эксплуатация. Аппараты испытывают с помощью гидравлики, пневматики и в отдельных случаях галоидным течеискателем.

Пробное давление. Давление, при котором испытывается аппарат, называется пробным. Величина пробного давления при гидравлическом испытании цилиндрических, конических, шаровых и других сосудов и аппаратов определяется по ОСТ 26-291.

Величина пробного гидравлического давления для сосудов и аппаратов, работающих при минусовых температурах, принимается такой же, как при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Сосуды и аппараты, работающие под давлением ниже 0,07 МПа, должны испытываться при $p_{\text{пр}} = 0,2\text{ МПа}$. При испытании вертикальных аппаратов в горизонтальном положении к пробному давлению прибавляется гидростатическое давление.

Гидравлическое испытание. Сосуды и аппараты с защитным покрытием или изоляцией испытываются гидравлически, до наложения покрытия или изоляции.

Гидравлические испытания водой, температура которой не должна быть ниже 5 и выше 40°C, проводят следующим образом. Аппарат в течение определенного времени (в зависимости от толщины стенки аппарата) находится при пробном давлении, после чего давление снижается до рабочего, при котором производят осмотр аппарата и обстукивание сварных швов молотком массой 0,5 - 1,5 кг (в зависимости от толщины стенки). Повышать давление до пробного и снижать до рабочего необходимо плавно и медленно.

При испытании многослойных рулонированных сосудов высокого давления снижение давления производят со скоростью 10 МПа/мин. При этом давление, равное рабочему, поддерживается в течение всего времени, необходимого для осмотра. Для литых и многослойных сосудов независимо от толщины стенки время выдержки принимают 60 мин.

Аппараты, работающие при атмосферном давлении, должны испытываться наливом воды. Залитый водой до верхней кромки сосуд выдерживается в течение четырех часов до начала осмотра с обстукиванием сварных швов молотком. В отдельных случаях допускается производить испытание смачиванием керосином сварного шва. При испытании керосином на поверхности, покрытой мелом, не должно быть масляных пятен.

Пневматическое испытание. Контроль плотности приварки укрепляющих колец и патрубков штуцеров осуществляется пневматическим испытанием при давлении 0,4-0,6 МПа с обмыливанием швов внутри и снаружи аппарата. Кроме того, в тех случаях, когда проведение гидравлического испытания невозможно (недопустимы большие напряжения от массы воды в аппарате; трудность удаления воды; наличие внутри аппарата футеровки, препятствующей заполнению аппарата водой), разрешается, согласно ОСТ 26-291, заменять его пневматическим испытанием посредством воздуха или другого нейтрального газа.

Пневматическое испытание производят, принимая особые меры предосторожности, так как этот вид испытания значительно опаснее гидравлического. Поэтому пневматическое испытание допускается только при условии положительных результатов, полученных после тщательного внутреннего осмотра и проверки прочности сосуда. Обстукивание аппарата под давлением при пневматическом испытании запрещается; для проверки аппарата производят обмыливание сварных швов.

Аппараты признаются выдержавшими гидравлическое и пневматическое испытания, если в процессе испытания не замечается падения давления по манометру в течение установленного времени, течи или потения через сварные швы и фланцевые соединения и если после испытания не возникает остаточных деформаций.

3.2.3 Разборка аппарата

Порядок разборки центробежно-вихревого сепаратора заключается в выполнении следующих операций:

- Отсоединить газоструйный эжектор
- Отсоединить верхнюю крышку аппарата вместе с патрубком отвода газа.

3.2.4 Чистка аппарата

Чистка установки от различного вида отложений (соли, накипь, грязь, смолы) проводится различными способами чистки. Различают механические, гидромеханические и физико-химические способы, которые могут сочетаться в процессе чистки.

Твёрдые отложения на внутренних поверхностях сепаратора и трубопроводов удаляют с помощью сверл, фрез, буров, скребков, бойков, щеток, ершей с ручным или механическим приводом. Механическая чистка -

один из наиболее простых и распространенных способов для твердых и химически инертных отложений с хорошей адгезией к металлу. Однако она требует больших трудозатрат, имеется опасность механического повреждения очищаемых поверхностей.

Для удаления отложений можно использовать также гидромеханическую чистку. При этом используют энергию струи воды высокого давления (водоструйная чистка) или же смеси воды с песком или воздухом (соответственно пескоструйная и гидропневматическая чистка).

Наиболее плотные отложения удаляют физико-химической чисткой циркуляцией специального растворителя, который может физически или химически воздействовать на отложения. Для этого применяют промывку холодной или горячей водой, керосином или соляровым маслом, органическими растворителями.

3.2.5 Составление дефектной ведомости

Дефектная ведомость составляется после осмотра и выявления дефектов на центробежно-вихревом сепараторе.

Осмотр проводится специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию совместно с владельцем оборудования. В дефектной ведомости прописываются выявленные дефекты, методы их устранения, запасные части и сроки выполнения ремонта. Дефектная ведомость согласовывается с главным механиком и утверждается техническим директором.

3.2.6 Ремонт корпуса аппарата для дегазации нефти

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 участок (рис.6.2) и 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. Форма кромок после выборки дефекта должна соответствовать представленной на рис. 6.3.

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. При многослойной наплавке последовательность наложения валиков рекомендуется выполнять по схеме, приведенной на рис. 6.4;

В случае, если поверхность одного коррелированного участка корпуса превышает 200 см² 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.

Наплавку производить электродами, приведенными в [10].

После наплавки и (при необходимости) проведенной термообработки поверхность подготовить к контролю и проконтролировать в объеме 100%. Контроль производится визуально, цветным или магнитопорошковым методом на отсутствие дефектов, выходящих на поверхность, ультразвуковым или радиографическим методом на отсутствие внутренних дефектов.

3.2.7 Ремонт трубопроводов

Ремонтно-монтажные работы на трубопроводах производят после их подготовки в соответствии с действующей «Инструкцией по организации и безопасному производству ремонтных работ на предприятиях и в организациях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» [11].

Переустройство технологических трубопроводов при реконструкции и внедрении рационализаторских предложений можно производить только по рабочим чертежам.

Ремонт трубопроводов выполняют по актам ревизии и отбраковки с приложением выкопировки из схем трубопроводов

Трубы, фасонные соединения, фланцы, прокладочные материалы, электроды крепежные и другие детали, применяемые при ремонтно-монтажных работах, по качеству и технической характеристике должны отвечать требованиям государственных стандартов, нормалей машиностроения или специальных технических условий.

Элементы трубопроводов, не имеющие сертификатов или паспортов, можно применять для трубопроводов категории II и ниже только после проверки и испытания в соответствии с государственными стандартами, нормами и техническими условиями.

Трубы, фланцы и фасонные детали трубопроводов из легированных сталей, независимо от наличия сертификатов и заводской маркировки (P_y , D_y , марка стали), можно применять для технологических трубопроводов только после предварительной проверки марки стали (химическим анализом, стилоскопированием и т. п.).

Арматуру, не имеющую паспорта и маркировки, можно использовать для трубопроводов категорий IV и V только после ее ревизии и испытания.

Арматуру, имеющую маркировку завода-изготовителя с указанием P_y , D_y и марки материала, но не имеющую паспортов, допускается применять для трубопроводов всех категорий только после ее ревизии, испытания и проверки марки материала.

Все детали перед ремонтно-монтажными работами должны быть осмотрены. Поверхности труб, фасонных деталей, фланцев, прокладок, корпусов и крышек арматуры не должны иметь трещин, раковин, плён, заусенцев и других дефектов, снижающих их прочность и работоспособность.

Маркировка должна соответствовать сертификатам.

Толщину стенки труб и фасонных деталей следует проверять замером на обоих концах в четырех точках. Наружный диаметр, овальность и толщина стенки должны соответствовать требованиям государственных стандартов, нормалей и специальных технических условий.

На поверхности резьбы крепежных деталей не должно быть следов коррозии, вмятин, надрывов и других дефектов, снижающих их прочность.

Разметка труб и деталей производится способами, не нарушающими качества последних и обеспечивающими четкое нанесение на заготовках осевых линий, размеров и форм, необходимых при изготовлении деталей и сборке их в узлы.

Трубы из легированных сталей предпочтительнее резать механическим способом (резцами, фрезами, абразивными дисками и т.п.). Допускаются огневые способы резки с последующей обработкой концов труб с условием снятия слоя материала на глубину 4.5 мм от места резки.

При сборке фланцев под сварку с различными деталями (патрубками, фасонными частями, бесфланцевой арматурой, компенсаторами и т. п.) необходимо обеспечивать перпендикулярность и соосность уплотнительной поверхности фланцев к оси смежной детали.

Для трубопроводов категорий III, IV, V допускается отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси смежной трубы или детали при давлении $P_y \leq 4$ МПа (40 кгс/см²), равное 4 мм/м, а при давлении $P_y > 4$ МПа (40 кгс/см²) — 2 мм/м.

Смещение осей фланцев, приварных встык, относительно осей смежных с ними деталей не должно превышать половины допуска на смещение кромок сопрягаемых концов.

При сборке фланцевых соединений труб, деталей трубопроводов и арматуры необходимо обеспечивать параллельность уплотнительных поверхностей фланцев.

При сборке фланцевых соединений трубопроводов необходимо выполнять следующие требования:

- размеры прокладок следует принимать согласно ГОСТ 15180-70
- паронитовые прокладки перед установкой натереть с обеих сторон сухим графитом
- гайки болтов располагать с одной стороны фланцевого соединения;
- болты (шпильки) затягивать равномерно с поочередным постепенным завертыванием гаек (крест-накрест), обеспечивающим параллельность фланцев;
- длина шпилек и болтов фланцевого соединения должна быть одинаковой и обеспечивать превышение резьбовой части над гайкой не менее чем на один шаг резьбы.

При ремонте и установке опор необходимо соблюдать следующие требования:

- трубы должны плотно, без зазоров и перекосов укладываться на подушки неподвижных опор, хомуты для крепления труб плотно прилегать к трубе и не допускать ее перемещения в неподвижной опоре;

– верхние плоскости опор должны быть выверены по уровню, если это требование предусмотрено проектом;

– ролики, шарики и катки должны свободно вращаться и не выпадать из гнезд, опорные поверхности прилегать по всей площади соприкосновения без перекосов;

– сжатие пружин на опорах и подвесках должно быть обеспечено распорными приспособлениями; пружины при установке следует затягивать в соответствии с указаниями на чертеже;

– прокладки для обеспечения необходимого уклона трубопровода устанавливаются под подошву опоры, установка прокладок между трубой и опорой не допускается;

– при креплении опор на стенах или колоннах кронштейны должны прилегать не к штукатурке, а к бетону или кирпичной кладке;

– при укладке трубопроводов сварные стыки необходимо располагать на расстоянии не менее 50 мм от опор и подвесок;

– при укладке на опоры труб, имеющих продольные сварные швы, необходимо располагать их так, чтобы они были доступны для осмотра.

Дефектные места для исправления сваркой должны быть подготовлены механическим способом (вырубкой зубилом, фрезерованием и т. п.), при этом дефектное место зачищают до неповрежденного металла. При удалении трещины ее края предварительно засверливают. Разделка под сварку должна иметь чашеобразную форму с отлогими стенками без резких переходов по краям разделки.

При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы, соответствующие государственным стандартам и техническим условиям.

Сварочные материалы должны иметь сертификаты завода-изготовителя с указанием марки, химического состава и механических свойств наплавленного металла. Для электродов сертификат оформляют по ГОСТ 9466-75.

3.2.8 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 [12]:

- 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 шибер 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

- проанализированы процесс и аппараты, применяемые для дегазации нефти

- установлено, что наиболее перспективным способом сепарации газа от нефти является дегазации при использовании центробежно-вихревых аппаратов

- изучены физические основы дегазации нефти в поле центробежных сил

- разработана технологическая схема установки для дегазации нефти

- разработана конструкция аппарата для дегазации нефти

- разработана система предотвращения тепловых потерь нефти, поступающей в аппарат

- рассчитана и спроектирована центробежная форсунка для распыливания реагента для очистки внутренних поверхностей аппарата от возможных отложений парафинов

- рассчитан и спроектирован газоструйный эжектор для отвода отсепарированного газа

- выполнен расчёт фланцевых соединений

- разработаны мероприятия по эксплуатации и ремонту установки

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лебедьков А.Е. Справочник инженера по подготовке нефти. Нефтеюганск: ООО РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ, 2007.
2. Молоканов, Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. Ю.К. Молоканов. Москва: Химия, 1980.
3. Патент RU 2402491. Зимин Б.А. Деаэрационная установка. Приоритет от 10.02.2009. Оpubл. 27.10.2010, Бюл. №30.
4. Патент RU 2363514. Зимин Б.А., Маликов Н.Г. Десорбер очистки нефти от вредных газов. Приоритет от 26.11.2007. Оpubл. 10.08.2009, Бюл. №22.
5. Витман Л.А. Распыливание жидкостей форсунками. Москва: Государственное энергетическое издательство, 1962.
6. Михалев, М.Ф. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. М.Ф. Михалев. – Ленинград: Машиностроение, 1984.
7. Чичеров Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. Москва: Недра, 1987.
8. Макушкин Д.О., Спириин Т.С. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. Красноярск: ИПК СФУ, 2009.
9. Расчеты нагревательных и термических печей: Справ. изд. Под ред. Тымчака В.М. и Гусовского В.Л. М.: Металлургия, 1983 . 480 с.
10. ОТУ 3-01. Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов.
11. РД 38.13.004-86. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа.
12. РД 34.39.601 Руководство по ремонту трубопроводной арматуры.

Приложение А

Отчёт о патентных исследованиях

Руководитель _____ Е.А. Соловьёв

Исполнитель _____ С.Ю. Чекин

Красноярск, 2016

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является устройство для отделения газов от нефти. Область применения устройства нефтяная промышленность.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: озонатор, генератор озона.

Глубина патентного поиска – 20 лет.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

В качестве аналогов можно выделить несколько запатентованных устройств для очистки нефти от газов.

1) Способ и установка для очистки жидких углеводородов от серы (RU 2301252)

Установка для очистки жидких углеводородов от серы, содержащая емкость для обработки жидких углеводородов с системами их подвода и отвода, устройство подогрева жидких углеводородов и возбудитель электромагнитных импульсов, связанный с емкостью для обработки и представляющий собой генератор однополярных импульсов мощностью 1 МВт, длительностью менее 1 нс и частотой повторения не менее 1 кГц с излучателем, отличающаяся тем, что она снабжена системой распыления жидких углеводородов.

Данная установка обеспечивают упрощение технологии и конструкции средств очистки. Но при этом имеет высокие капитальные и эксплуатационные затраты.

2) Газовый дросселирующий сепаратор (RU 2262377)

Изобретение относится к газодобывающей промышленности и может быть использовано в любых отраслях промышленности для очистки газовых смесей от капельной жидкости и механических примесей и/или для дросселирования газов с сохранением температуры входящих газов и частичным подогревом.

Данное устройство обеспечивает подогрев газов на выходе сепаратора и, в итоге, бесперебойную работу сепаратора и последующей аппаратуры, а также возможность снизить расход химреагентов для предотвращения гидратообразования или отказаться от них. Вместе с тем, степень очистки жидкости от газа недостаточна.

3) Газовый сепаратор (RU 47765)

Известен гравитационный сепаратор снабжен устройством подогрева для интенсификации разделения газожидкостной смеси, установленным во входном отсеке.

Предлагаемое техническое решение может эффективно использоваться для разделения газожидкостной смеси в установках подготовки нефти и предварительного сброса воды.

Однако конструкция описанного устройства отличается высокой металлоёмкостью и, соответственно, высокими капитальными затратами на изготовление.

4) Сепаратор (RU 2206734)

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано на нефтепромыслах для предварительной подготовки нефти и очистки пластовых сточных вод. Обеспечивает повышение эффективности процесса разделения газодонефтяной эмульсии и снижение энергозатрат.

Сущность изобретения: дегазацию и обезвоживание нефти проводят в двухсекционном сепараторе с нагревом.

Применение предложенного способа и устройства позволяет повысить эффективность процесса разделения газодонефтяной эмульсии, снизить энергозатраты, увеличить межремонтный период и снизить пожароопасность. Однако, при всех своих достоинствах, данное устройство дорого в изготовлении.

5) Сепарационная установка (RU 2315645)

Сепарационная установка, включающая наклонную колонну, трубопровод для подвода газожидкостной смеси и трубопроводы отвода газа, нефти и воды, отличающаяся тем, что на входе в колонну вертикально размещена предварительная, к верхней части ее тангенциально подсоединен восходящий трубопровод подвода смеси, при этом в ней размещены каплеотбойные устройства и сливные полки, а в колонне размещена переливная перегородка с возможностью перетекания через нее отделившейся нефти в отсек накопления и сброса нефти и коалесцирующая насадка, перекрывающая рабочее сечение колонны.

Предлагаемая установка имеет высокий ресурс и надёжность. Но при этом имеет высокую металлоёмкость и капитальные затраты на изготовление.

6) Сепарационная установка (RU 2252312)

Устройство содержит колонну с трубопроводами подвода водонефтяной эмульсии и отвода нефти и воды.

Повышение производительности данной установки достигается за счёт сокращения времени сепарации. Но при этом качество разделения недостаточное.

7) Способ дегазации (RU 2306169)

Способ включает следующие операции: размещение внутри входного патрубка по окружности диаметрально противоположно четырех акустических четвертьволновых резонаторов; размещение диафрагмы последовательно резонаторам внутри входного патрубка; встраивание перед входным штуцером для нефтегазовой смеси входного патрубка с резонаторами и диафрагмой; генерирование диафрагмой турбулентных вихрей и низкочастотного звука; трансформация низкочастотного звука в область ультразвука резонаторами.

Предлагаемый способ обеспечивает эффективную защиту нефтегазовой смеси от потерь легких углеводородов. Однако отличается высокими эксплуатационными расходами на его осуществление.

8) Сепаратор (RU 1762961)

Нефтяной сепаратор, включающий корпус, в котором установлены одна над другой вертикально по высоте сливные полки в виде корытообразных лотков, закрепленные на поворотных осях, смещенных относительно их центра тяжести, газоосушитель и стабилизатор потока, с целью повышения эффективности в работе при переменных объемах поступающей смеси и уменьшения массогабаритных характеристик, корпус выполнен вертикальным прямоугольного сечения.

Данное устройство обеспечивает высокую эффективность отделения газа от нефти при относительно небольшой металлоёмкости конструкции. Но при этом производительность недостаточно высока.

9) Аппарат для подготовки нефти (RU 2308311)

Аппарат включает обечайку, выполненную цилиндрической с нижним краем, герметично взаимодействующим с днищем корпуса. Корпус

дополнительно снабжен направляющими отбойниками, датчиками уровней нефти и границы раздела фаз нефть – вода, а распределительное устройство для ввода водонефтяной эмульсии установлено в корпус тангенциально и выполнено в виде горизонтальной трубы, дополнительно снабженной распределительными устройствами. Сборное устройство для вывода воды выполнено в виде перфорированной замкнутой трубы, расположенной горизонтально по внутреннему периметру корпуса. Патрубков вывода воды, соединенных со сборным устройством для вывода воды, несколько.

Предлагаемое изобретение обеспечивает повышение надёжности в работе аппарата и, как следствие, увеличение срока службы. Но вместе с тем, капитальные затраты на изготовление и эксплуатационные затраты на обслуживание высоки.

10) Вертикальный сепаратор (RU 1824745)

Изобретение относится к разделительной аппаратуре, предназначенной для разделения газоводонефтяной эмульсии, и может быть использовано, в частности, к нефтяной промышленности для сепарации газа из смеси с последующим разделением воды и нефти при подготовке нефти на промыслах. Отличается тем, что устройство в нижней части корпуса установлен регулятор уровня, обеспечивающий постоянную высоту слоя жидкости и не допускающий, таким образом, прорыва газа в линию сброса нефти.

Устройство обеспечивает повышение эффективности и производительности сепаратора за счет принудительного отвода отсепарированной влаги из зоны сепарации. Главным недостатком данного изобретения является высокая металлоёмкость и большие капитальные затраты на его изготовление.

11) Аппарат для подготовки нефти (RU 1435265)

Емкость снабжена в верхней части штуцером для подвода нефтегазовой смеси и штуцером для отвода газа, а в нижней части - штуцером для отвода нефти. Полки выполнены поперечно-гофрированными и представляют собой волнистые поверхности. Над верхней сливной полкой установлена наклонная полка, нижняя поверхность которой выполнена шероховатой и обладает олеофильными свойствами.

Изобретение позволяет повысить эффективность отделения газа от нефти. Но при этом характеризуется высокой металлоёмкостью и недостаточной производительностью.

12) Устройство для обессоливания нефти (RU 2320702)

Изобретение относится к обессоливанию нефти и может использоваться на нефтяных промыслах при подготовке товарной нефти, а также при первичной переработке нефти. Устройство содержит корпус из немагнитного материала с нижним днищем, установленный на основание, имеющее гнездо, в котором расположен диск постоянного магнита. Внутри корпуса расположен верхний маточник в виде перфорированной крестовины, соединенный сваркой с выходным штуцером для обессоленной нефти, и нижний маточник для подачи исходной нефти, аналогичный верхнему маточнику. Оба маточника выполнены из немагнитных материалов.

Данное изобретение обеспечивает высокую эффективность очистки нефти от газа. Однако, имеет высокие капитальные и эксплуатационные затраты.

13) Сепарационная установка (RU 54528)

Сепарационная установка, отличающаяся тем, что горизонтальная технологическая емкость снабжена сливным лотком, имеющим угол наклона к горизонтальной оси сепаратора от 1 до 10°, при этом боковая поверхность

сливного лотка сопряжена с внутренними стенками цилиндрической обечайки горизонтальной технологической емкости, причем в горизонтальной технологической емкости концентрично вертикальному гидроциклонному аппарату, установлен переливной патрубок, нижним торцом по периметру жестко и герметично соединенный с цилиндрической обечайкой горизонтальной технологической емкости, а верхним торцом соединенный со сливным лотком, при этом трубопровод отвода жидкости, установленный внизу горизонтальной технологической емкости, расположен со стороны верхней части сливного лотка.

Предлагаемая установка обеспечивает повышение эффективности процесса сепарации газа и нефти за счёт применения центробежных сил. Однако металлоёмкость данной установки высока, что приводит к высоким капитальным затратам на её изготовление и усложняет ремонт.

Заключение

Рассматриваемые патенты содержат решения главным образом связанные с повышением качества сепарации нефти от различных примесей.

Эти решения предусматривают меры по повышению качества сепарации: использованием дополнительных сеток, использованием электромагнитов, установкой подогревателей, установкой дополнительных отбойников, изменением положения элементов. Патентные решения связанные с повышением стойкости сепараторов к загрязнениям и уменьшением времени ремонта представлены не были. Имеются оригинальные решения по изменению углов наклона сливных лотков.

Обобщая обзор патентной информации можно отметить следующее:

- Применение предварительного нагрева нефтегазовой смеси позволяет, обеспечить улучшение качества сепарирования в условиях низких температур окружающего воздуха.

- Одной из проблемой является отложение парафинов на внутренних поверхностях сепараторов, которые ухудшают качество сепарирования нефти и снижают срок службы аппарата.

- Для повышения эффективности разделения и производительности аппаратов для сепарации газонефтяных смесей целесообразно применять устройства принудительного отвода отсепарированного газа.

- Наибольшую эффективность процесса сепарации нефти и газа можно достичь при применении центробежных сил.

Приложение Б

Программа расчёт параметров эжектора, выполненная в программном пакете «MathCAD»

Расчет эжектора

Расчеты будем производить согласно справочнику:

Расчеты нагревательных и термических печей: Справ. изд. Под ред. Тымчака В.М. и Гусовского В.Л. М.: Металлургия, 1983. 480 с.

Глава 16.2. Расчет инжекционных устройств - стр. 232.

Глава 17.1. Расчет горелок без предварительного смешения - стр. 241

Глава 17.2. Расчет инжекционных горелок - стр. 241

Глава 17.3. Расчет форсунок высокого давления - стр. 249

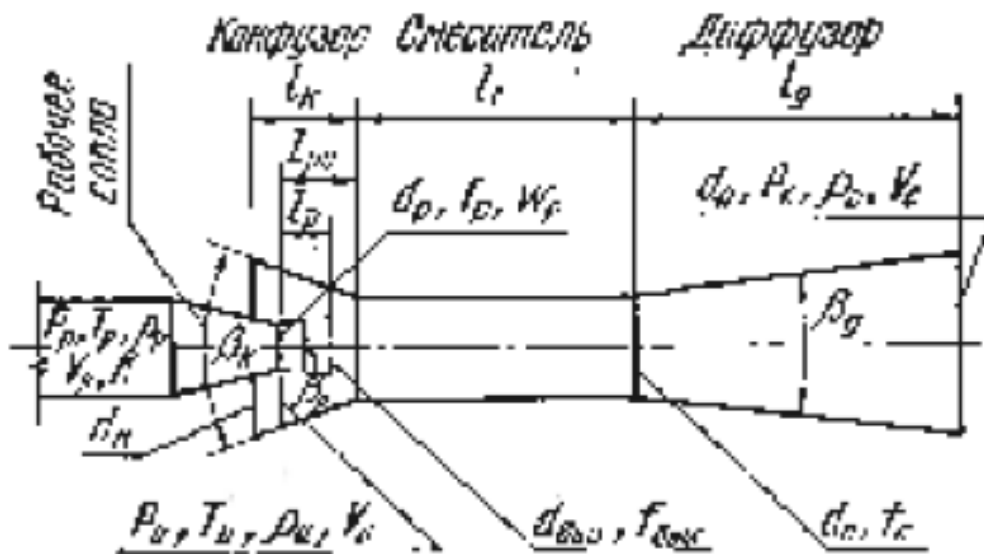


Рисунок 1 - Схема инжекционного устройства (см. рисунок 16.8, стр. 232)

Расход исходной газожидкостной смеси, т/ч:

$$G_s := 10 \frac{\text{tonne}}{\text{hr}}$$

Содержание газов в исходной смеси:

$$X_g := 12\%$$

Избыточное давление перед соплом (превышение давления рабочей среды над давлением инжектируемой среды), кПа (см. стр. 233):

Избыточное давление перед соплом (превышение давления рабочей среды над давлением инжектируемой среды), кПа (см. стр. 233):

$$dP_r := 15 \cdot \text{kPa}$$

Давление инжектируемой среды, кПа (см. стр. 232):

$$P_i := 101.3 \text{kPa}$$

Абсолютное давление перед соплом, Па (см. стр. 232):

$$P_r := P_i + dP_r = 1.148 \text{atm}$$

Температура при 0°C, К:

$$T_0 := 273 \cdot \text{K}$$

Температура рабочей среды 60°C (так как из аппарата выходит газ нагретый до температуры 60°C, также данная температура равна инжектируемой), К:

$$T_r := (60 + 273) \cdot \text{K}$$

Универсальная газовая постоянная, Дж/(моль *К):

$$R := 8.3144 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

Молярная масса метана, г/моль:

$$\mu_{\text{CH}_4} := 16 \frac{\text{gm}}{\text{mol}}$$

Плотность рабочей среды (метана при 0°C), кг/м³:

$$\rho_{0r} := \frac{P_i \cdot \mu_{\text{CH}_4}}{R \cdot T_0} = 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Показатель адиабаты для метана (таблица IV.2):

$$\kappa := 1.31$$

Концентрация метана в реакционной смеси, %:

$$c_{\text{CH}_4} := 0.5$$

Молярная масса водорода г/моль:

$$\mu_{\text{H}_2} := 2 \cdot \frac{\text{gm}}{\text{mol}}$$

Плотность водорода при 0°C, кг/м³:

$$\rho_{\text{H}_2} := \frac{P_i \cdot \mu_{\text{H}_2}}{R \cdot T_0} = 0.089 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Концентрация водорода в реакционной смеси, %:

$$c_{\text{H}_2} := 1 - c_{\text{CH}_4}$$

$$c_{\text{H}_2} := 1 - c_{\text{CH}_4} = 0.5$$

Плотность инжектируемой среды (метано-водородной при 60°C), кг/м³:

$$\rho_{0i} := \rho_{0r} \cdot c_{\text{CH}_4} + \rho_{\text{H}_2} \cdot c_{\text{H}_2} = 0.402 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Пропускная способность рабочего сопла (расход инжектируемого газа), задаваемый расход газа на установке, л/ч:

$$V_{0r} := G_s \cdot X_g \cdot \frac{1}{\rho_{0i}} = 2987.603 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

Массовую кратность инъекции n , при давлении рабочей среды менее 20 кПа, рассчитывают по формуле (см. стр. 235):

$$n = \frac{B - 2C + \left(\frac{\rho_{0i} \cdot T_r}{\rho_{0r} \cdot T_r} \right) \cdot (\sqrt{R_k} - 1)}{2(B - C)}$$

В данном уравнении коэффициенты имеют следующие значения, для рабочего сопла выполненного в виде

сопла Ловаля, они зависят от конструкции инжекционного устройства и параметров рабочей и инжектируемой среды (см. стр. 233 и 235):

$$B := 1.0$$

$$C := 0.44$$

Коэффициент (см. стр. 233):

$$\phi := 0.8$$

Повышение давления инжектируемой среды, кПа (см. стр. 232):

$$dP_s := dP_r \cdot 1.2$$

$$R_k := \left[\frac{\rho_{0r} \cdot T_r}{\rho_{0i} \cdot T_r} \cdot (B - 2C) - B \right]^2 + 4 \cdot \left[\frac{\rho_{0r} \cdot T_r}{\rho_{0i} \cdot T_r} \cdot (B - C) \right] \cdot \left(\frac{\rho_{0r} \cdot T_r}{\rho_{0i} \cdot T_r} \cdot C + \phi^2 \cdot \frac{dP_r}{dP_s} \right) = 5.891$$

$$n := \frac{B - 2C + \left(\frac{\rho_{0i} \cdot T_r}{\rho_{0r} \cdot T_r} \right) \cdot (\sqrt{R_k} - B)}{2(B - C)} = 1.222$$

Расчет объема инжектируемой среды, м³/ч (см. стр. 235):

$$V_{0i} := \frac{V_{0r} \cdot (n - 1) \cdot \rho_{0r}}{\rho_{0i}} = 0.327 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Приведенная скорость истечения рабочей среды из сопла, м/с (см. стр. 234):

$$\omega_{0r} := \phi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot dP_r \cdot T_0 \cdot P_r}{\rho_{0r} \cdot T_r \cdot P_i}} = 159.084 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$P_r = 1.163 \times 10^5 \text{ Pa}$$

Диаметр рабочего сопла, мм (см. стр. 234):

$$d_r := \sqrt{\frac{10^3 \cdot V_{0r}}{2826 \omega_{0r}}} = 42.965 \text{ mm}$$

Зададимся массовой кратностью рециркуляции, расчет будем производить графически (см. рис. 16.10):

$$n := 5$$

При давлении газа менее 20 кПа, когда газ практически несжимаем, можно принять (см. стр. 233)

$$PP := 1$$

Расчитаем величину (которая определяет характер прямой линии), (см. рис. 16.10)

$$\frac{\rho_{0r} \cdot T_r}{\rho_{0i} \cdot T_r} \cdot PP = 1.778$$

При давлении газа менее 20 кПа, когда газ практически несжимаем, можно принять (см. стр. 233)

$$A := 1$$

$$D := \frac{2 \cdot dP_r}{P_r} = 0.258$$

Коэффициент K_L для сопла Лавалья, можно принять (см. стр. 236)

$$K_L := 1.25$$

Тогда давление инжектируемой среды, кПа (см. стр. 232)

$$dP_c := \frac{\frac{D}{2 \cdot A} \cdot P_r \cdot K_L}{40} = 468.75 \text{ Pa}$$

Приведенная скорость истечения рабочей среды из сопла, м/с (см. стр. 234):

$$\omega_{0r} := \phi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot dP_r \cdot T_0 \cdot P_r}{\rho_{0r} \cdot T_r \cdot P_i}} = 159.084 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Диаметр рабочего сопла, мм (см. стр. 234):

$$d_r := \sqrt{\frac{10^3 \cdot V_{0r}}{2826 \cdot \omega_{0r}}} = 42.965 \text{ mm}$$

Оптимальное отношение площади смесителя к площади рабочего сопла при давлении рабочей среды менее 20 кПа, определяют по формуле (см. стр. 235):

$$F_{cF,r} := 0.1 \cdot \phi^2 \cdot \frac{dP_r}{dP_c} = 2.048$$

Расчет диаметра смесителя, мм (см. стр. 234):

$$d_s := d_r \cdot \sqrt{F_{cF,r}} = 61.486 \text{ mm}$$

Расчет диаметра выходного сечения сопла Лавалья, мм (см. стр. 234):

$$d_{out} := d_r \cdot \sqrt{A} = 42.965 \text{ mm}$$

Длина смесителя, также как и длина диффузора, м (см. стр. 234):

$$L_s := 4 \cdot d_s = 245.944 \text{ mm}$$

$$L_d := L_s = 245.944 \text{ mm}$$

Угол раскрытия диффузора, а также угол раскрытия сопла Лавалья принимаем, ° (см. стр. 234):

$$\beta_d := 9 \cdot \text{deg}$$

Расчет диаметра диффузора, мм (см. стр. 234):

$$d_p := d_s + 2L_d \cdot \tan\left(\frac{\beta_d}{2}\right) = 100.198 \text{ mm}$$

Угол сужения входного конфузора, ° (см. стр. 234):

$$\beta_k := 45 \cdot \text{deg}$$

Длина входного конфузора, а также расстояние от среза сопла до начала смесителя, определяется по формуле, мм (см. стр. 234):

$$L_k := 0.5 \cdot d_s = 30.743 \text{ mm}$$

$$L_{ps} := L_k = 30.743 \text{ mm}$$

Расчет диаметра конфузора мм (см. стр. 234):

$$d_k := d_s + 2L_k \cdot \tan\left(\frac{\beta_k}{2}\right) = 86.954 \text{ mm}$$

Приложение В

Графические материалы

- 1) Принципиальная схема установки для дегазации нефти (1 лист формата А3)
- 2) Центробежно-вихревой сепаратор-газоотделитель. Чертёж общего вида (1 лист формата А3)
- 3) Эжектор. Габаритный чертеж (1 лист формата А3)
- 4) Втулка форсунки (1 лист формата А4)