Министерство образования и науки Российской Федерации
Институт нефти и газа федерального государственного
бюджетного образовательного учреждения высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Филиал в г. Октябрьском)
Кафедра нефтепромысловых машин и оборудования

К ЗАЩИТЕ ДОПУЩЕНА

УДК 622.276

Зав. кафедрой НПМО,
канд. техн. наук, доц.
_____Р.И. Сулейманов
(подпись)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫВОДА ГАЗА СЕПАРАТОРА НГС

Выпускная квалификационная работа - Стартап
(бакалаврская работа)
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание технологических
объектов нефтегазового производства»
0200.315000.000ПЗ

Студент гр. БМП-19-11 Д.А. Гутупов
Руководитель
канд. техн. наук, доц. Р.И. Сулейманов

Консультанты:
по техническому разделу
канд. техн. наук, доц. Р.И. Сулейманов

по разделу безопасности
канд. техн. наук, доц. Р.Р. Шангареев

по разделу экологичности
преп. А.Р. Хасанова
по экономическому разделу
ст. преп. Л.Н. Мамаева

Нормоконтролер Л.М. Зарипова

г. Октябрьский
2023

Министерство образования и науки Российской Федерации
Институт нефти и газа федерального государственного
бюджетного образовательного учреждения высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(Филиал в г. Октябрьском)
Кафедра нефтепромысловых машин и оборудования

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой НПМО,
канд. техн. наук, доц.
_____Р.И. Сулейманов
(подпись)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы в форме стартапа
(ВКРС-Стартап)

Студент Гутупов Денис Айдарович **группа** БМП-19-11
(фамилия, имя, отчество полностью) (шифр)
1 Вид выпускной квалификационной работы (ВКР) бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект, дипломная работа)
2 Тема ВКРС-Стартап: Повышение эффективности вывода газа сепаратора НГС
утверждена приказом по УГНТУ от _____ №
3 Срок представления ВКРС-Стартапа к защите «___»_____ 20__**г.**
4 Исходные данные к выполнению ВКРС-Стартапа :
В условиях предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург»
5 Объем расчетно-пояснительной записки машинописных листов формата А4
6 Содержание расчетно-пояснительной записки
РЕФЕРАТ. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ. ВВЕДЕНИЕ. 1 Повышение эффективности вывода газа сепаратора НГС; 1.1 Обзор существующих конструкций; 1.2 Анализ работы оборудования; 1.3 Обоснование основных параметров оборудования; 1.4 Предложение по эффективности вывода газ; 1.5 Расчеты на прочность и герметичность; 1.6 Мероприятия по повышению коррозионной стойкости оборудования; 1.7 Эксплуатация и ремонт сепаратора. 2 Безопасность проекта. 3 Экологичность проекта. 4 Расчет экономических показателей. 5 Коммерциализация. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ. СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИОННО-ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА. ПРИЛОЖЕНИЯ.
7 Объем и перечень иллюстрационно-графического материала:
1 Схема принципиальная оборудования (А1). 2 Чертеж общего вида оборудования (А1). 3 Сборочный чертеж оборудования (А1). 4 Сборочный чертеж узла оборудования (А1). 5 Деталировка оборудования (А1). 6 Деталировка оборудования (А1). 7 Экономический плакат (А1). 8. Коммерциализация проекта(А1).
8 Консультанты ВКР:
по техническому разделу, канд. техн. наук, доц. _____ Р.И. Сулейманов
по разделу безопасности, канд. техн. наук, доц. _____Р.Р. Шангареев
по разделу экологичности, преп. _____А.Р. Хасанова
по экономическому разделу, ст. преп_____Л.Н. Мамаева

Задание выдал:
Руководитель ВКР _____ Р.И.Сулейманов **Дата выдачи задания** _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Задание получил: _____ Д.А. Гутупов **Дата получения задания** _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа 104 л., 19 рис., 26 табл., 27 источников, 1 прил.

ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ПЕРФОРИРОВАННЫЙ КОЛЛЕКТОР, СЕПАРАТОР, БАРБОТАЖ, УСКОРЕНИЕ РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Предметом изучения является нефтегазосепаратор НГС-0,6-1200 с целью подготовки продукта нефтяных скважин. Принцип работы – осуществление оптимизации концепции вывода газа, путем подачи природного газа, ранее выделенного с сепаратора, под слой нефти вместе с поддержкой перфорированных труб, находящихся в горизонтальном положении в придонной сфере отделительной конструкции.

В ходе деятельности приведен анализ отличительных черт системы, а также принципа воздействия сепаратора, вычисления на надежность и меры по увеличению коррозийной стойкости.

Предлагается использовать перфорированные трубы соединенные в коллектор, которые установлены в нижней части сепаратора под слоем нефти. При подаче рабочего газа в коллектор происходит эффект барботажа и ускорятся процесс сепарации продукции скважин.

Мероприятия указанные в работе, при соблюдении требований по эксплуатации, обеспечат достаточный уровень безопасности и экологичности работы нефтегазового сепаратора.

Экономический эффект от оптимизации заключается в увеличении объема от сепарированной, что в конечном итоге повысит производительность установки комплексной подготовки нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ …….. 6
ВВЕДЕНИЕ ……... 7
1 Сепаратор нефтегазовый НГС-0,6-1200 с повышенной системой вывода газа …….……..... 8
1.1 Обзор существующих конструкций оборудования ……..... 8
1.1.1 Конструкции сепарационных установок и область их применения……..... 8
1.1.2 Преимущества и недостатки различных типов сепараторов …… 16
1.1.3 Горизонтальные сепараторы отечественного производства …… 17
1.1.4 Горизонтальные сепараторы зарубежного производства……..... 19
1.1.5 Сравнительная характеристика сепараторов ……..... 21
1.2 Анализ работы оборудования……... 24
1.2.1 Назначение и принцип действия……... 24
1.2.2 Условия применения нефтегазосепаратора ……..... 25
1.2.3 Условия эксплуатации горизонтального сепаратора …..……... 26
1.2.4 Неполадки и методы их предупреждения…… 27
1.3 Обоснование основных параметров …… 29
1.3.1 Расчет рабочих параметров сепаратора ……... 29
1.3.2 Определение пропускной способности горизонтального сепаратора и его конструктивных размеров …….. 34
1.4 Предложение по эффективности вывода газ……... 37
1.5 Расчет на прочность и долговечность …….. 44
1.5.1 Расчет обечайки сепаратора ……..... 44
1.5.2 Расчет крышки сепаратора ……..... 46
1.5.3 Расчет фланцевого соединения …… 47
1.5.4 Расчет укрепления отверстий в стенках сепаратора……... 57
1.6 Мероприятия по повышению коррозионной стойкости оборудования 60
1.7 Эксплуатация и ремонт сепаратора ……..……... 63
1.7.1 Особенности эксплуатации и обслуживания ……..... 63
2 Безопасность проекта …… 67
2.1 Анализ состояния охраны труда в ООО «Газпром добыча Ямбург»……... 67
2.2 Обеспечение безопасности при эксплуатации сепаратора НГС-0,6-1200……..... 68
3 Экологичность проекта …… 72
4 Расчет экономических показателей ……..... 74
4.1 Общие сведения …… 74
4.2 Расчет капитальных вложений…….. 75
4.3 Расчет эксплуатационных затрат проекта…… 76
4.4 Расчет экономического эффекта от внедрения оптимизированной системы вывода газа …….. 80

5 Коммерциализация проекта …….. 84
5.1 Варианты монетизации ……. 84
5.2 SWOT – анализ ……... 85
5.3 Целевая группа клиентов …….. 86
5.4 Объем рынка ……... 88
5.5 Поиск партнеров …… 90
5.6 Каналы продвижения …… 92
5.7 Бизнес модель ……. 93
5.8 Риски проекта ……. 94
5.9 Источники финансирования ……. 95
5.10 План реализации стартапа ……... 96
5.11 Планируемые результаты проекта ……..... 97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ……. 98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ……... 99
ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИОННО-ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИЛА ……... 102
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) – Перечень демонстрационных листов…. 104

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НГС – нефтегазовый сепаратор

УПС – установка с предварительным сбросом воды

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

ДНС – дожимная насосная станция

УКПН – установка комплексной подготовки нефти

НК – неразрушающий контроль

ППР – план производства работ

ППУ – передвижная паропромысловая установка

СЭМ – система экологического менеджмента

ВВЕДЕНИЕ

Переработка нефтяной продукции является важной задачей в сфере нефтегазовой промышленности, так как помимо нефти, попутно добывается газ, вода и механические примеси. Для обработки пластовой жидкости и разделения ее на фазы используются различные методы, включая применение отстойников, сепараторов и установок комплексной подготовки нефти.

Однако, при работе сепараторов может возникнуть проблема недостаточной дегазации пластовой жидкости, что негативно сказывается на эффективности работы магистральных насосов, которые могут снижать подачу на 40-60%. Чтобы сократить потери энергии на перекачку, необходимо получать нефть с минимальным содержанием растворенного газа.

В бакалаврской работе предлагается новый подход к повышению пропускной способности горизонтального нефтегазового сепаратора НГС-0,6-1200. Путем подачи газа, извлеченного из этого же сепаратора, под слой вновь подаваемой нефти, достигается ускорение дегазации с помощью эффекта барботажа. Важным аспектом работы является соблюдение правил охраны труда рабочего персонала при эксплуатации системы, а также меры по обеспечению экологичности проекта.

Сделан расчет повышения эффективности вывода попутного газа.

1 Сепаратор нефтегазовый НГС-006-1200 с оптимизированной системой вывода газа

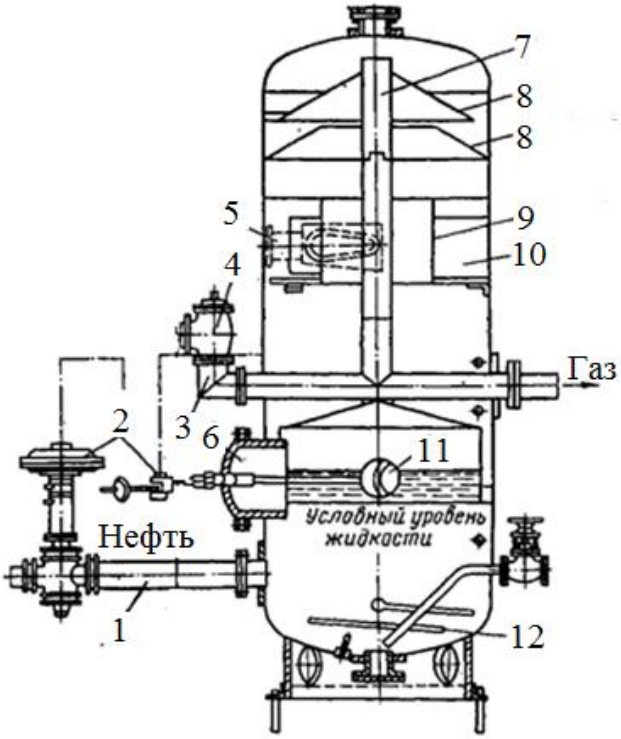
1.1 Обзор существующих конструкций

1.1.1 Конструкции сепарационных установок и область их применения

Хотя нефтегазовая промышленность постоянно развивается, рынок нефтегазового оборудования предлагает широкий выбор различных сепараторов для разделения газожидкостной смеси на фазы, очистки газа от капельной жидкости и удаления пузырьков газа из жидкости, что способствует оптимальному рабочему давлению и уровню жидкости в системе сбора и подготовки. Классификация сепараторов может производиться по разным критериям, таким как природа действующих сил, рабочее давление, форма корпуса и угол наклона к поверхности земли. Гравитационные сепараторы являются широко применяемым методом разделения фаз, основанном на использовании разницы в плотности между газом, жидкостью и твердыми частицами. Насадочные сепараторы, в свою очередь, основываются на принципе инерции и силы тяжести, позволяющих эффективно разделить компоненты смеси. Центробежные сепараторы, работая на основе центробежных и инерционных сил, также являются эффективным способом разделения фаз. Корпусы сепараторов могут иметь разную форму, включая цилиндрическую или сферическую форму, а также горизонтальное, вертикальное или наклонное расположение в зависимости от угла наклона к поверхности земли. Сепарационные установки используются для отделения компонентов друг от друга в мультифазном состоянии, например, для отделения нефти, газа и воды. Они играют важную роль в процессе добычи и переработки нефтегазовых ресурсов, обеспечивая более эффективное использование этих ресурсов и повышение производственной эффективности. Существует широкий выбор конструкций сепараторов в зависимости от их формы, расположения и принципа действия, но все они имеют несколько

основных отсеков: основную сепарационную секцию, которая играет ключевую роль в отделении газа от нефти, дополнительную секцию для отбора газа, увлеченного нефтью из сепарационной секции, секцию сбора для сбора и вывода нефти из установки, а также каплеуловительную секцию для улавливания мельчайших капелек жидкости из газа.

Работа сепаратора является важной частью процесса добычи нефти и газа, и он является ключевым элементом в разделении нефти и газа, удаляя попутный газ из нефтяной смеси. В прошлом на месторождениях использовались вертикальные сепараторы гравитационного типа, называемые сепарационными трапами (см. рисунок 1.1.).



1 – выкидная линия; 2 – клапан; 3 – отвод; 4 – предохранительный клапан; 5 – ввод; 6 – люк; 7 – газоотводящая труба; 8 – отбойники; 9 – жалюзи;10 – козырек; 11 – регулятор уровня; 12 – змеевик для подогрева

Рисунок 1.1 – Вертикальный сепарационный трап

Однако, при высоком уровне попутного газа, работа сепараторов становится менее эффективной. Современные технологии, такие как горизонтальные или центробежные сепараторы, обеспечивают более высокую эффективность и точность разделения нефтегазовой смеси.

Для эффективной работы сепаратора важным фактором является форма ввода газожидкостной смеси, которая может быть радиальной, тангенциальной, либо могут использоваться различные насадки-диспергаторы, способствующие турбулизации вводимой продукции. Наклонные полки, увеличивающие длину пути движения, также используются для обеспечения более эффективной сепарации газожидкостной смеси.

При добыче нефти из скважин, где установлены крупные централизованные системы сбора продукции, эффективность сепарации существенно снижается при объемах добычи более 20 тыс. тонн нефти в сутки, что требует увеличения числа сепарационных трапов, что, в свою очередь, повышает металлоемкость и стоимость обслуживания. Однако, данная проблема актуальна только для крупных производственных объектов, и ее решением занимаются инженеры и разработчики новых технологий, направленных на повышение эффективности и уменьшение затрат.

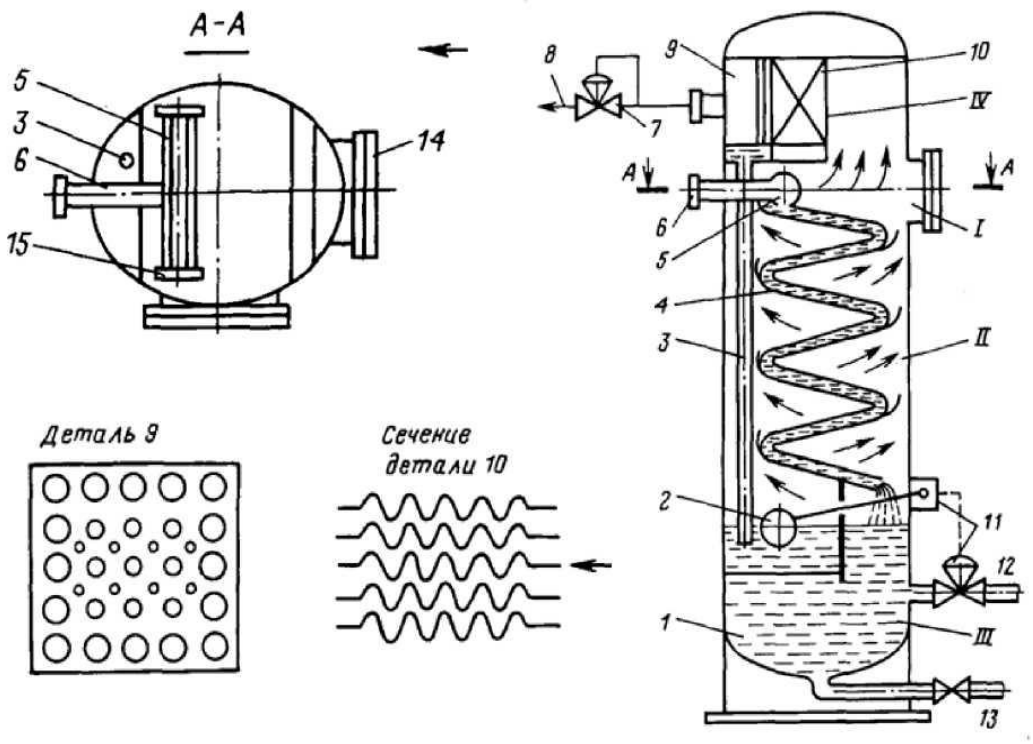
Установки типа УПС с предварительным сбросом воды представляют собой специальные системы, разработанные для осуществления однократного разделения нефти и газа, а также осуществления сброса пластовой воды. Эти установки также обеспечивают точное измерение количества нефти и воды, проходящих через систему.

Сепарационные установки используются для отделения нефти от газа и воды с целью получения газа в качестве химического сырья и топлива, облегчения перекачки продукции, разделенной по фазам, разложения пены и снижения влияния пульсации давления при доставке продукции скважин по сборным коллекторам.

В любых нефтегазовых сепараторах выделяют четыре секции (см. рисунок 1.2):

1 – сепарационная секция, которая используется для отделения газа от газожидкостной смеси;

2 – Сепараторы для разделения газа и жидкости обычно состоят из трех основных секций: осадительной, сборной и каплеуловительной. Осадительная секция использует гравитацию для отделения жидкости, сборная секция предназначена для сбора и вывода жидкости из установки, а каплеуловительная секция улавливает мельчайшие капельки жидкости из газа и может располагаться в верхней части сепаратора или за его корпусом;



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

Рисунок 1.2 – Вертикальный нефтегазовый сепаратор

3 – Важную роль в сепараторах играет сборная секция, которая собирает отсепарированную жидкость, которая уже практически полностью отделилась от газа в предыдущих секциях. Объем сборной секции подбирается таким образом, чтобы обеспечить достаточное время для подъема пузырьков газа на поверхность нефти;

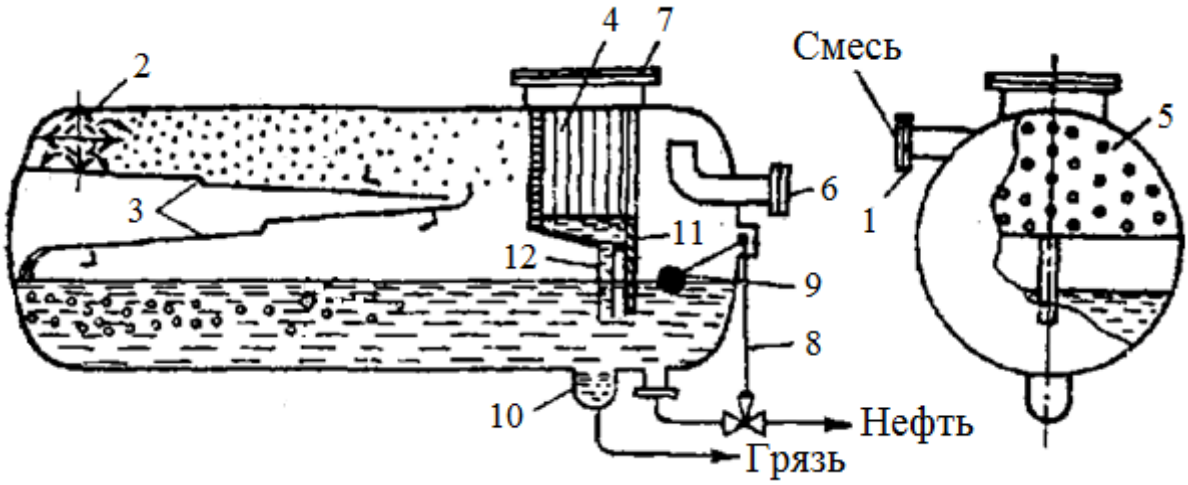
4 – Секция каплеулавливания в нефтегазовых сепараторах состоит из горизонтальных и вертикальных струнных каплеотбойников. Она необходима для сбора капель жидкости в газе, выходящем из сепаратора. Работа каплеотбойников зависит от различных параметров, включая скорость газа, количество поступающей жидкости и равномерную загрузку каплеотбойника по его площади. Такая система позволяет эффективно улавливать даже самые мельчайшие капельки жидкости и предотвращать их дальнейшее перемещение в газовом потоке.

Чтобы повысить эффективность нефтегазового сепаратора, используются различные устройства, такие как специальные устройства, уменьшающие пульсацию потока жидкости, и устройства, препятствующие образованию пены в процессе сепарации.

Чтобы повысить эффективность нефтегазового сепаратора, используются различные устройства, такие как специальные устройства, уменьшающие пульсацию потока жидкости, и устройства, препятствующие образованию пены в процессе сепарации.

Горизонтальные нефтегазовые сепараторы (см. рисунок 1.3) могут быть как одноемкостными, так и двухъемкостными. Одноемкостные сепараторы обеспечивают контактное разгазирование, в то время как двухъемкостные (см. рисунок 1.4) – дифференциальный отбор газа. В зависимости от особенностей работы каждой конструкции применяются разные методы их применения. Горизонтальные сепараторы делятся на два типа: с диспергатором и с гидроциклонной головкой. С диспергатором сепаратор разбивает жидкость на мелкие струйки и брызги, увеличивая площадь контакта фаз газ-жидкость и повышая эффективность выделения попутного газа из нефти. А с

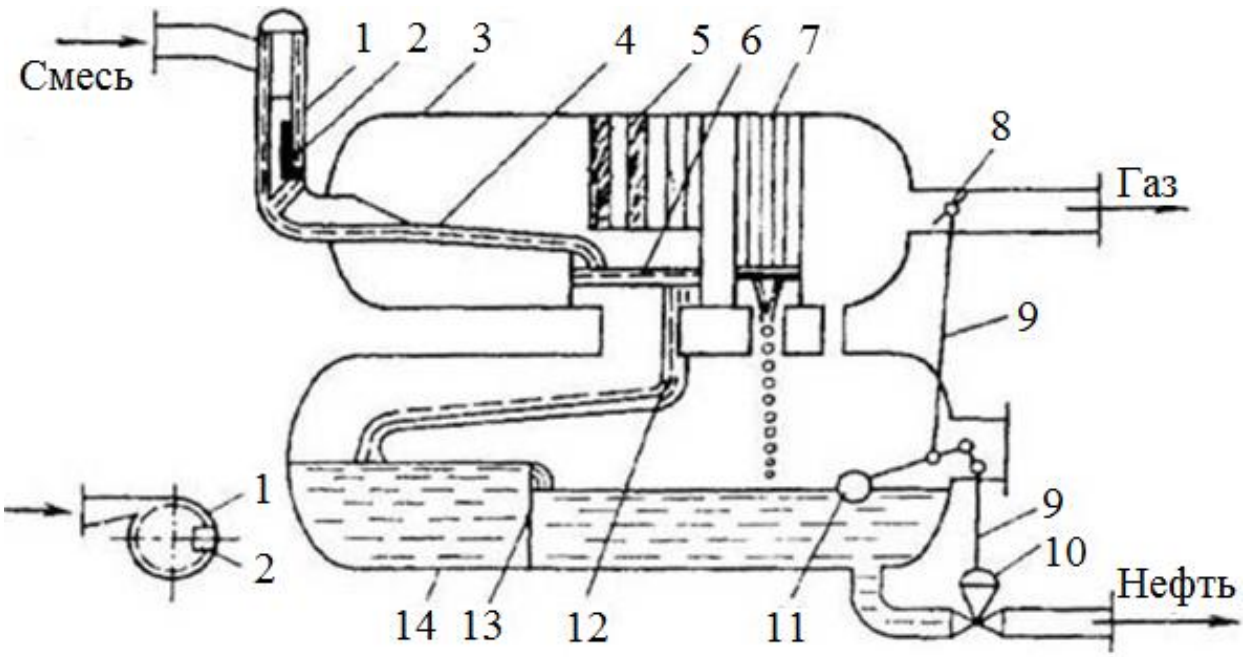
гидроциклонной головкой, газ и нефть отделяются механическим путем на гидроциклонной головке, после чего газ и жидкость движутся в разные секции устройства.



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

Рисунок 1.3 – Горизонтальный сепаратор

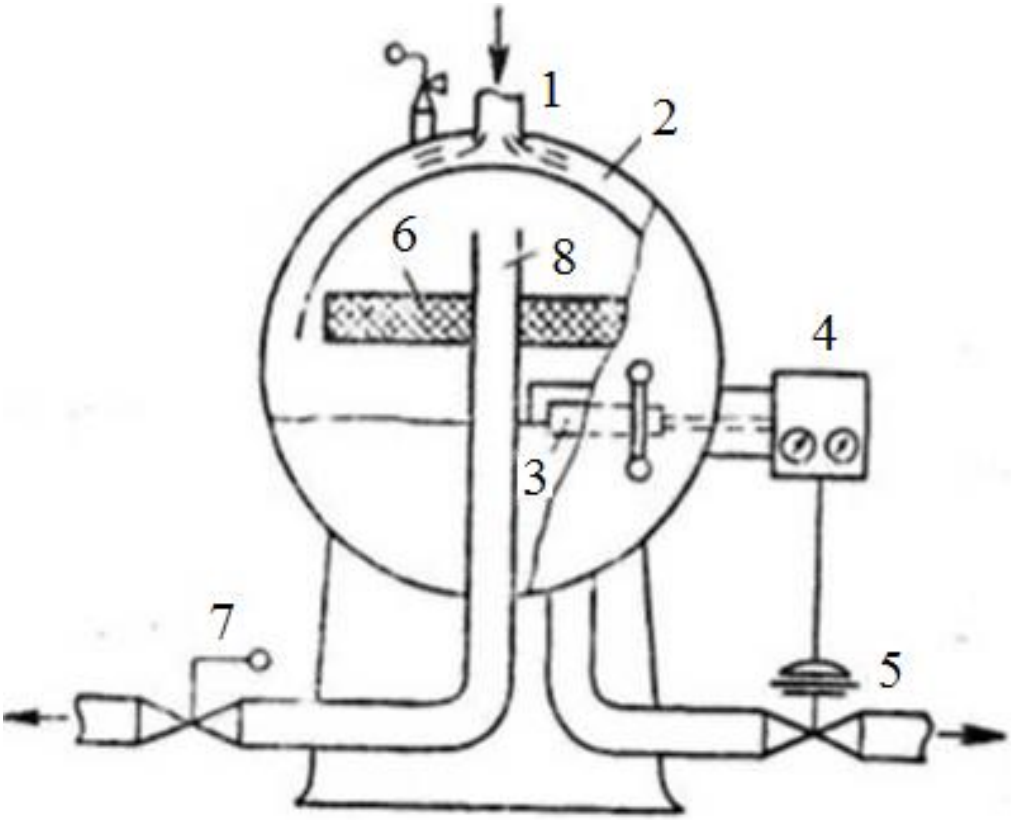
Для того, чтобы обеспечить эффективный процесс перекачки жидкости, система использует стабилизатор уровня, который регулирует количество жидкости, попадающей обратно в нижнюю емкость. Уникальность данного решения заключается в оригинальной конструкции поплавка, который срабатывает автоматически при достижении заданного уровня нефти. Кроме того, сферические сепараторы являются предпочтительным вариантом для работы под высоким давлением газа благодаря своей особой геометрии, что делает эту систему наиболее экономичной и продуктивной в своем классе.



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

Рисунок 1.4 – Двухъемкостной гидроциклонный сепаратор

Когда уровень нефти в нижней емкости достигает установленной отметки, поплавок автоматически переводит насос на режим перекачки нефти и закрывает заслонку на газовой линии, тем самым предотвращая унос газа и обеспечивая эффективность процесса. Для исследования новых скважин наиболее удобны и выгодны сферические сепараторы (см. рисунок 1.5), которые позволяют быстро и эффективно оценить потенциал скважины. Сам сепаратор обладает рядом особенностей, таких как эффективное разделение газов и жидкостей, а его уровень регулируется при помощи уровнемера и пневматического клапана. Эти преимущества делают сферические сепараторы оптимальным выбором для работы со скважинами и их исследования.



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

Рисунок 1.5 – Сферический сепаратор

Когда жидкость попадает в сферический сепаратор, она проходит через коалесцирующую набивку, которая эффективно улавливает капельки жидкости, а отделившийся газ выводится в выкидную линию через регулирующий клапан, обеспечивая максимальную эффективность сепарации компонентов. Большим преимуществом является легкость транспортировки и монтажа сферических сепараторов, что позволяет использовать их в различных условиях и на различных типах скважин. Благодаря этим свойствам, сферические сепараторы становятся все более популярными в индустрии нефтедобычи и нефтепереработки, обеспечивая высокую производительность и надежность в работе. [5].

1.1.2 Преимущества и недостатки различных типов сепараторов

Вертикальные сепараторы представляют собой уникальное техническое решение, которое обладает неоспоримым преимуществом - они не требуют сложной системы регулирования для поддержания эффективной работы, что особенно актуально в условиях нестабильного поступления продукции со скважин. Кроме того, вертикальные сепараторы занимают меньшую площадь, что позволяет использовать их в ограниченных условиях подготовки нефти.

Следует также отметить, что процесс очистки сепараторов основан на простом принципе - песок и другие примеси осаждаются на малой площади, что экономит время и ресурсы. Однако, стоит учитывать, что вертикальные сепараторы обладают меньшей производительностью по газу и нефти, чем горизонтальные.

Горизонтальные сепараторы, в свою очередь, выделяются большой производительностью благодаря увеличению диаметра обечайки, который может достигать 3000 миллиметров. При этом процесс выделения пузырьков газа происходит на разных участках сепаратора, в зависимости от длины оборудования. Хотя стоит отметить, что горизонтальные сепараторы более эффективны в работе с продукцией, содержащей очень мелкие пузырьки меньше 0,01 миллиметров. Кроме того, горизонтальные сепараторы обладают уникальной конструкцией, которая позволяет быстрее выводить газ и не допускает повторного насыщения нефти газом. Однако, выбор между горизонтальными и вертикальными сепараторами должен основываться на конкретных условиях эксплуатации и требованиях производства.

Горизонтальные сепараторы имеют более компактные размеры, что делает их экономически выгодными и удобными в эксплуатации. Они также обладают высокой производительностью и способны работать с продукцией, содержащей мелкие пузырьки газа.

Тем не менее, стоимость производства горизонтальных сепараторов выше, чем у вертикальных аналогов с аналогичной производительностью, из-за

необходимых операций для сборки и производства двухъемкостных сепараторов.

На нефтяных месторождениях используются различные типы нефтегазовых сепараторов, но горизонтальные сепараторы по-прежнему считаются самыми распространенными благодаря их многочисленным преимуществам и большой эффективности в работе с продукцией. Решение об выборе сепаратора должно быть основано на тщательном анализе потребностей и условий производства.

1.1.3 Горизонтальные сепараторы отечественного производства

Отечественный рынок двухфазных сепараторов представлен преимущественно сепараторами НГС, которые являются наиболее востребованными моделями. Нефтегазосепараторы имеют целью разделение продукции скважин на газ и жидкость, а также очистку попутного газа и дегазацию непенистой нефти. Они широко применяются в установках сбора и подготовки продукции на различных нефтяных и нефтегазовых месторождениях. Сепараторы НГС способны работать как в условиях умеренного, так и умеренно-холодного климата.

Главной составляющей сепараторов НГС является горизонтальный цилиндрический сосуд с технологическими штуцерами, пеногасящей насадкой из секций пластин, узлами предварительного отбора газа (депульсаторами), перегородками из просечно-вытяжных листов и каплеотбойниками

Сосуды сепараторов НГС радуют своих пользователей высокой прочностью и надежностью, что делает их широко применяемыми в различных отраслях нефтегазовой промышленности.

В то же время, несмотря на популярность сепараторов НГС, на рынке имеются и другие модели двухфазных сепараторов, которые могут быть более подходящими в зависимости от конкретных условий производства. Поэтому при выборе сепаратора важно учитывать все факторы, которые могут повлиять на его работу и производительность. Материальное исполнение сепараторов зависит от климатических условий и представлено в таблице 1.1 [6].

Таблица 1.1 – Материальное исполнение сепараторов

Наименование сборочных единиц и деталей	Исполнение по материалам	
	Средняя температура наиболее холодной пятидневки, °С	
	до минус 40	до минус 60
	Марка материала	
Корпус, днища, опорные листы	Сталь 16ГС	Сталь 09Г2С
Опоры	Ст.3	Сталь 09Г2С
Фланцы	Сталь 20	Сталь 09Г2С, Сталь 10Г2
Патрубки	Сталь 16ГС, Сталь 20	Сталь 09Г2С,Сталь 10Г2
Заглушки	Сталь 16ГС–6	Сталь 09Г2С
Прокладки штуцеров, люков	Паронит, спирально–навитые, асбометаллические	

Допускается применение других марок сталей и других материалов в зависимости от условий эксплуатации (расчетное давление, рабочая среда, температура).

Схема условного обозначения сепаратора НГС:

НГС–Х1 – Х2 – Х3 – Х4 – Х5 – Х6 – Х7: тип (I, II); наличие пеногасящей насадки (П); давление условное (от 0,6 до 4,0 МПа); внутренний диаметр (мм); материальное исполнение (1; 2); термообработка (Т); наличие теплоизоляции (И).

Основные технические параметры сепараторов типа НГС представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные технические параметры сепараторов типа НГС

Шифр аппарата	Объем, $м^3$	D_B, мм	L, мм	Наибольшая объемная производительность	
				по	по газу, $м^3/ч$
НГС 0,6–1200	6,3	1200	6511	1150	80
НГС 1,6–			6545		130
НГС 2,5–			6567		170
НГС 4,0–			6604		210
НГС 6,3–			6758		280

Например: НГС–П–П–0,6(0,8) – 1600–2–Т–И, где НГС – обозначение устройства; II – тип сепаратора; П – с пеногасящей насадкой; 0,8 – расчетное давление в МПа; 0,6 – условное давление в МПа; 1600 – внутренний диаметр, мм; 2 – материальное исполнение; Т – с термообработкой; И – с устройством для крепления изоляции.

1.1.4 Горизонтальные сепараторы зарубежного производства

Швейцарская компания "Weatherford" специализируется на разработке и производстве инновационных двухфазных сепараторов, которые эффективно выполняют процесс разделения нефти и газа во время подготовки к переработке. Одним из основных преимуществ предлагаемых компанией сепараторов является их гибкость: они могут быть настроены и адаптированы под различные условия эксплуатации и требования заказчика. Такой подход позволяет достичь оптимальной производительности и эффективности процесса разделения.

Параметры сепаратора TS–1440–42–10–H приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Технические параметры сепаратора TS–1440–42–10–H

Наименование показателя	Значение показателя
Расчетное давление при t=50°C, МПа	9,928
Рабочая температура, °C	минус 29... плюс 121
Максимальное рабочее давление при t =121°C, МПа	9,170
Максимальная производительность по жидкости, $м^3$/сут	2385
Максимальная производительность по газу, $м^3$/сут	21240,00
Условия эксплуатации	H_2S, CO_2
Размеры, Д х Ш х В, м	6,058 х 2,438 х 2,591
Масса пустого сепаратора, кг	15000

Швейцарская компания сотрудничает с американской компанией "Surface Equipment Corporation" для предложения своих инновационных двух и трехфазных сепараторов высокого давления. Эти сепараторы доступны в вертикальном и горизонтальном исполнении, обеспечивая широкий диапазон

возможных параметров и мощностей. Благодаря такому разнообразию, клиенты могут выбрать наиболее подходящий вариант, который соответствует их конкретным требованиям и задачам.

Компания "Surface Equipment Corporation" известна своей экспертизой в области высокого давления и предлагает надежные и инновационные решения для сепарации нефти и газа. Совместное усилие этих компаний демонстрирует их стремление к предоставлению высококачественных продуктов, способных эффективно выполнять задачи в различных условиях эксплуатации. Технические параметры сепараторов «SEC» представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Технические параметры сепараторов «SEC»

Наименование показателя	Значение
Максимальное давление, МПа	от 4,96 до 9,92
Рабочая температура, °С	минус 20... плюс 48
Максимальная производительность по жидкости, $м^3$/сут	780–2910
Максимальная производительность по газу, $м^3$/сут	1699,02…13082,45
Длина. м	7,315–14,63
Диаметр, м	3,048
Масса сепаратора, кг	15200–46900

Существует еще одна инновационная компания, которая занимает ведущие позиции в сфере оборудования для добычи нефти и газа - Tetra Technologies, штаб-квартира которой находится в США. Одной из основных сфер их деятельности является разработка и производство сепараторов, предназначенных для использования как на суше, так и в водных условиях. Компания активно проводит тестирование и продолжает работать над инновационными решениями, которые направлены на повышение производительности сепараторов. Горизонтальные сепараторы, предлагаемые Tetra Technologies, предлагаются в двух вариантах: стандартном и высокого давления, чтобы удовлетворить различные потребности клиентов.Благодаря вниманию к инновациям и стремлению улучшить эффективность сепараторов,

компания "Tetra Technologies" продолжает занимать ведущие позиции в отрасли и предлагает клиентам передовые технические решения, отвечающие самым высоким стандартам. Технические параметры сепараторов «Tetra Technologies» представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Технические параметры сепараторов «Tetra Technologies»

Характеристика	Стандартное давление			Высокое давление	
Рабочее давление, МПа	9,928			13,962	
Рабочая температура, °С	минус 29...плюс 48			минус 29... плюс 93,33	
Размер блока, м	9 х 3	11 х 3	12,8 х 3,6	11 х 3	14,63 х 3,6
Производительность по газу, $м^3$/сут	12742,65	15574,35	22653,60	18406,05	29732,85
Производительность по жидкости, $м^3$/сут	795	954	2385	1272	2703
Размеры сосуда, ДхШхВ, м	6,46 х 2,17 х 2,31		5,79 х 2,31 х 2,53	6,46 х 2,17 х 2,43	5,79 х 2,31 х 2,53
Вес, кг	15000	20000	36000	30000	52000

1.1.5 Сравнительная характеристика сепараторов

За сравнение были выбраны сепараторы различных производителей с приблизительно одинаковыми размерными параметрами. Сравнительная характеристика сепараторов представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Сравнительная характеристика сепараторов

Производитель	ООО "НПО "Спецнефтемаш"	Weatherford	Surface Equipment Corporation	Tetra Technologies
Страна производитель	РФ	Швейцария	США	США
Марка	НГС 6,3–1200	TS–1440–42–10–H	–	–
Рабочее давление, МПа	6,3	9,928	4,96	13,96
Диапазон рабочих температур, °С	–60...+63	–29...+121	–20...+48	–29...+93
Производительность по газу, $м^3$/сут	17976,00	21240,00	13082,45	29732,85
Производительность по жидкости, $м^3$/сут	2400	2385	1845	2703

Проанализировав таблицу, можно сделать вывод, что зарубежные сепараторы компании «Tetra Technologies» имеют преимущества по сравнению

с отечественными, так как они обладают большей производительностью по газу и жидкости.

Хотя отечественные двухфазные сепараторы являются лидирующими на рынке и имеют ряд преимуществ, они не всегда подходят для работы в низких температурах окружающей среды. Это отличает их от зарубежных аналогов, которые могут успешно функционировать в таких условиях.

Несмотря на широкую популярность горизонтальных двухфазных нефтегазовых сепараторов, не всегда можно достичь достаточной эффективности в отношении газовыделения из-за их низкой производительности по газу. Увеличение размеров сепаратора является основной стратегией для решения этой проблемы. Однако такой подход не всегда является эффективным и может привести к увеличению габаритных размеров установки. Кроме того, отделение газа от газожидкостной смеси в горизонтальных двухфазных сепараторах не всегда происходит с достаточной эффективностью.

В связи с этим существует острая необходимость в разработке более эффективного и компактного горизонтального двухфазного нефтегазового сепаратора, обладающего высокой производительностью по газу. В этот процесс важно включить модернизацию конструкции сепаратора с целью улучшения газовыделения и производительности по газу.

При исследовании рынка двухфазных нефтегазовых сепараторов различных производителей и анализе размерных параметров и таблиц, было установлено, что зарубежные сепараторы от компании Tetra Technologies имеют преимущества по производительности по газу и жидкости, а также общей эффективности по сравнению с отечественными аналогами. Однако следует отметить, что зарубежные образцы могут быть неоптимальными для использования в условиях низких температур, в отличие от отечественных сепараторов.

Одним из путей для повышения производительности газовыделения горизонтальных двухфазных нефтегазовых сепараторов без значительного

увеличения их размеров может быть внедрение инновационных технологий и усовершенствований в их конструкцию. Ниже представлены несколько возможных идей для модернизации сепараторов:

Использование продвинутых материалов: Применение новых материалов с высокой прочностью и структурной устойчивостью может позволить уменьшить размеры сепаратора без ущерба его производительности. Такие материалы могут быть более легкими и компактными, одновременно обеспечивая необходимую прочность и долговечность.

Использование эффективных систем отделения газа: Разработка и внедрение новых систем отделения газа, таких как циклонные устройства или вихревые трубы, может повысить эффективность процесса газовыделения. Такие системы могут быть компактными и эффективными, обеспечивая более эффективное разделение газа и жидкости.

Улучшенная геометрия сепаратора: изменение геометрии сепаратора может способствовать улучшению газовыделения и производительности. Например, оптимизация формы сепаратора с использованием компьютерного моделирования и численных методов может помочь улучшить поток жидкости и газа внутри сепаратора, обеспечивая эффективное разделение.

Интеграция дополнительных устройств: Добавление дополнительных устройств, таких как внутренние перегородки, вихревые элементы или сетчатые разделители, может помочь повысить производительность газовыделения. Эти устройства могут способствовать улучшению разделения фаз и обеспечивать более эффективное отделение газа от жидкости.

Применение автоматизированных систем контроля и регулирования: Внедрение автоматизированных систем контроля и регулирования может помочь оптимизировать процесс работы сепаратора и повысить его производительность. Это может включать использование датчиков для мониторинга параметров сепарации и автоматического регулирования операций сепаратора для достижения оптимальной производительности.

Комбинирование различных инноваций и усовершенствований в конструкции горизонтальных двухфазных нефтегазовых сепараторов может помочь повысить их производительность по газу, улучшить эффективность работы и сохранить габаритные размеры сепараторов. Кроме того, важно проводить дальнейшие исследования и разработки в этой области для создания еще более эффективных и уникальных решений.

1.2 Анализ работы оборудования

1.2.1 Назначение и принцип действия

Нефтегазосепаратор 0,6-1200 (см. рисунок 1.6) представляет собой уникальное техническое устройство, разработанное для эффективной очистки нефтегазовых потоков.

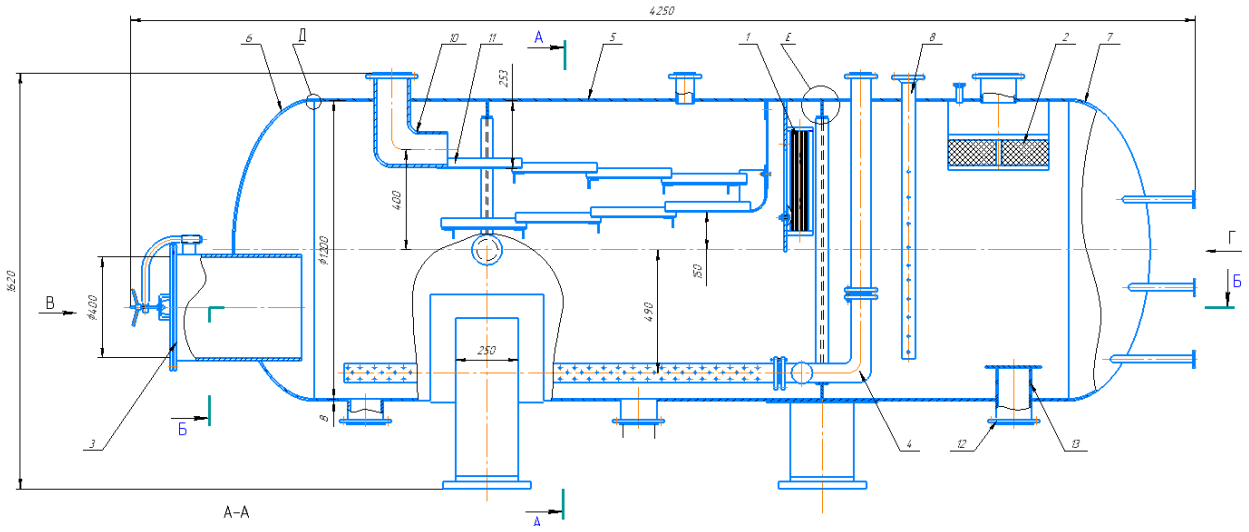


Рисунок 1.6 – Сепаратор НГС-0,6-1200

Конструкция данного сепаратора включает несколько важных компонентов, которые обеспечивают его эффективную работу. Отбойник грубого разделения используется для первичного отделения жидкости и газа. Вертикальная перегородка, выполненная из просечно-вытяжных листов,

помогает уловить и отделить частицы жидкости от газа. Пеногасящая насадка играет роль в снижении образования пены и предотвращении ее распространения внутри сепаратора. Струнный каплеуловитель служит для сбора самых мелких капель жидкости, которые могут остаться в газовом потоке.

Сепаратор также оснащен штуцерами для ввода и вывода продуктов разделения, а также запорной арматурой, манометрами и предохранительными клапанами, которые обеспечивают безопасность и контроль процесса работы сепаратора.

Внутри сепаратора расположены распределительное устройство и наклонные желоба, известные также как дефлекторы, около патрубка ввода нефтегазовой смеси. Газожидкостная смесь проходит через водный патрубок, меняет направление движения и направляется сначала в верхние, а затем в нижние наклонные желоба. Газ, отделившийся от жидкости, проходит через вертикальные и горизонтальные каплеотбойники, которые предотвращают вынос капель жидкости из сепаратора. Выделенный газ направляется в газосборную сеть через соответствующий патрубок.

Частично разгазированная жидкость собирается в нижней части сепаратора и направляется на прием насосов через выходной патрубок, используя специальный диск, который предотвращает образование воронки. Уровень жидкости в сепараторе контролируется с помощью уровнемеров и регулируется путем регулировки скорости откачки жидкости, чтобы поддерживать его в заданных пределах

1.2.2 Условия применения нефтегазосепаратора

Температурный диапазон рабочей среды для умеренного климата варьируется от 40°C до минус 40°C. Однако, для умеренно-холодного климата, этот диапазон расширяется до минус 60°C. Такое различие обусловлено более низкими температурами, характерными для холодных климатических зон. Установка оборудования возможна в I-V географических районах

с сейсмичностью до 6 баллов включительно в соответствии со Строительными нормами и правилами РФ (СНиП II-6-74 и СНиП II-7-81).

В соответствии с условиями эксплуатации и состоянием сепаратора, нефтегазовые сепараторы должны регулярно проходить осмотры не реже одного раза в два года и гидравлические испытания не реже одного раза в восемь лет. Важно иметь специальную табличку, на которой указывается регистрационный номер, разрешенное давление, а также дата следующих осмотров и гидроиспытания (включая число, месяц и год).

Такие меры позволяют поддерживать работоспособность и безопасность сепараторов, а также контролировать их соответствие требованиям и нормативам. Это является важной практикой для обеспечения эффективности и долговечности нефтегазовых сепараторов.

1.2.3 Условия эксплуатации горизонтального сепаратора

Процессы сепарации требуют различных условий эксплуатации, поэтому нефтегазовые сепараторы должны быть подобраны в соответствии с конкретными требованиями. Факторы, такие как газовый фактор скважин, физико-химические свойства продукции, система сбора и транспортировки, климатические условия и другие, определяют необходимость использования разнообразных конструкций сепараторов.

Несмотря на разнообразные условия эксплуатации, сепараторы должны обладать универсальностью, чтобы гарантировать непрерывную и эффективную подготовку нефти вне зависимости от изменяющихся факторов. Сепараторы должны обеспечивать высокую степень очистки жидкости от газа и капельной влаги, быть устойчивыми к легковспенивающимся нефтям и пене, а также стойкими к пульсациям потока продукции скважин.

Для оценки работы сепаратора используются следующие показатели:

- Степень очистки жидкости от газа.
- Степень очистки попутного газа от капель и других жидкостей.
- Степень дегазации нефти.

Уровень технического совершенства сепарационных установок определяется следующими показателями:

- Время, необходимое для достижения допустимой степени разделения фаз жидкости.

- Минимальный диаметр капель жидкости, которые удерживают каплеуловительную секцию сепаратора.

- Максимально допустимая скорость газа на выходе из сепаратора.

Соблюдение всех этих требований обеспечивает эффективную работу сепаратора в широком диапазоне условий эксплуатации. Это позволяет достичь оптимальной степени разделения фаз и обеспечить высокую производительность и надежность сепараторов.

1.2.4 Неполадки и методы их предупреждения

Долговечность и производительность нефтегазовых сепараторов напрямую зависят от условий эксплуатации и качества регулярного обслуживания. Согласно промысловым стандартам, нефтегазовые сепараторы должны регулярно проходить осмотры не реже одного раза в два года, а также гидроиспытания не реже одного раза в восемь лет. Гидроиспытания включают выдержку под расчетным давлением, за которым следует снижение давления до условного. Затем проводится осмотр наружной поверхности сварных и фланцевых соединений, а также уплотняющих элементов. Важно отметить, что обстукивание сепаратора во время испытаний категорически запрещено.

Обеспечение неразрушающего контроля деталей сепараторов играет важную роль в их эксплуатации. Для этой цели необходимо обращаться к специализированным лабораториям, занимающимся экспертным обследованием и техническим диагностированием. Эти лаборатории выполняют ряд процедур, направленных на выявление возможных дефектов и повреждений, которые могут ухудшить прочность сепараторов.

Если сепаратор находится в эксплуатации и должен быть зарегистрирован в органах Ростехнадзора, рекомендуется проводить техническое

освидетельствование один раз в год. Оно включает наружный и внутренний осмотры, которые позволяют выявить и устранить дефекты. Такие дефекты могут включать трещины, надрывы, коррозию стенок, вмятины и другие повреждения, как на поверхности, так и в сварных швах всех видов и направлений. Также важно обнаружить свищи, прожоги и незаплавленные кратеры.

После визуального контроля и гидравлического испытания сварных соединений выполняется дефектоскопия в соответствии с ГОСТ 14782-86. Для этого используется карта контроля сварных соединений, представленная на рисунке 1.7. Это позволяет дополнительно проверить наличие дефектов и гарантировать надежность и безопасность работы сепараторов.

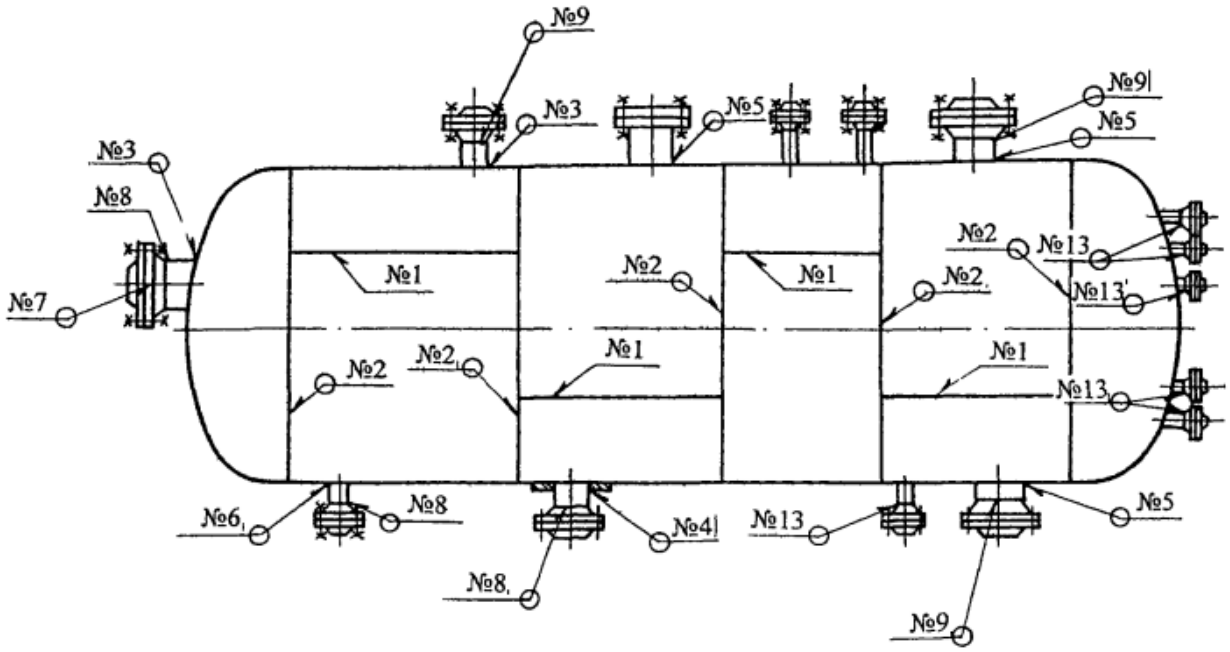


Рисунок 1.7 – Карта контроля сварных соединений

В процессе контроля сварных соединений производится зачистка поверхности шва и смежной области шириной 20 мм в обе стороны от сварного шва. Это включает удаление грязи, краски и ржавчины. Для устранения острых выступов и неровностей на поверхности, подверженной воздействию нефтеконденсата,

используются ручная шлифовальная машина, наждачный камень, напильник и наждачная бумага.

Регулярное и качественное техническое обслуживание является неотъемлемым условием для обеспечения долговечности и эффективности нефтегазовых сепараторов. Это позволяет поддерживать высокий уровень работы оборудования и предотвращать возникновение проблем, которые могут снизить его производительность. Техническое обслуживание включает в себя регулярные осмотры, испытания и мероприятия по предотвращению и устранению дефектов и повреждений.

Правильная зачистка поверхности сварных соединений и качественное техническое обслуживание сепараторов являются важными мерами для обеспечения безопасности и надежности их работы. Это позволяет минимизировать риск возникновения аварийных ситуаций и повышает эффективность сепарации нефти и газа.

1.3 Обоснование основных параметров

1.3.1 Расчет рабочих параметров сепаратора

Расчет сепаратора должен содержать исходные данные и собственный расчет. Исходные данные определяют требования (исходные условия), предъявляемые к аппарату (условия расчета). Расчет осуществляют для основных сепарационных секций и элементов, корпуса, патрубков подвода и отвода газа и жидкости. Исходные данные указаны в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Исходные данные для расчета рабочих параметров сепаратора

Наименование показателя	Значение показателя
Давление сепарации $p_{абс}$, $кгс/см^2$	6
Рабочий газовый фактор $Ф$, $м^3/м^3$	20
Плотность нефти $\rho_Н$, $кг/м^3$	878
Плотность газа $\rho_Г$, $кг/м^3$	0,831

Продолжение таблицы 1.7

Наименование показателя	Значение показателя
Поверхностное натяжение на границе нефть – газ σ_H, $дин/см$	25
Температура газа в сепараторе t, ^0C	20
Тип отбойной насадки	сетчатая
Расположение насадки	горизонтальное
Живое сечение отбойной насадки φ, $м^2/м^2$	0,98
Необходимое количество сепарации газа $e, кг/кг$	$5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент скорости $Б$, $м/с$	0,1
Обводненность добываемой продукции, В	0,85
Газовый фактор G, $м^3/м^3$	20
Объемный расход жидкости V, $м^3/сут$	420

Степень разгазирования нефти в газонефтяном сепараторе может характеризоваться двумя показателями:

$$Э_H = \frac{G_{H1} - G_{H2}}{G_{H1}} \cdot 100, \quad (1.1)$$

$$Э_Г = (G_{Г2} - G_{Г1}) / G_{Г2}, \quad (1.2)$$

где $Э_H$ – коэффициент уноса жидкости;

$Э_Г$ – коэффициент уноса газа;

G_{H1}, G_{H2} – массовый расход нефти соответственно до и после сепаратора, т/сут.;

$G_{Г1}, G_{Г2}$ – массовый расход газа соответственно после сепаратора и до него, т/ сут.

Следовательно, в каждой ступени сепарационной установки при снижении давления происходит разгазирование. Поскольку в нефтегазовом сепараторе происходит выделение пузырьков газа, улавливание капель жидкости и приведение системы нефть–газ в состояние термодинамического равновесия, то качество его работы будет характеризоваться следующими основными соотношениями.

Концентрация капельной жидкости в потоке газа

$$K_{ж} = \frac{q_{ж}}{V_{Г}}, \qquad (1.3)$$

где $K_{ж}$ – коэффициент уноса капельной жидкости газом, $м^3 / м^3$;

$q_{ж}$ – содержание капельной жидкости в объеме газа при нормальных условиях, $кг / м^3$.

Концентрация свободного газа в потоке нефти

$$K_{Г} = \frac{q_{Г}}{Q_{Н}}, \qquad (1.4)$$

где $q_{Г}$ – объемное содержание свободного газа, $м^3$;

$Q_{Н}$ – объем нефти, $м^3$.

Унос неравновесного газа в потоке нефти:

$$K_{нг} = \frac{q_{нг}}{V_{гф}}, \qquad (1.5)$$

где $q_{нг}$ – относительное содержание газа в нефти при P_c и T_c;

$V_{гф}$ – рабочий газовый фактор при P_c и T_c.

В качестве вспомогательного показателя, характеризующего неравновесность системы нефть-газ, можно использовать относительную разность между истинным значением давления насыщения паров нефти $P_{н0}$.

Современные конструкции сепараторов позволяют получать на выходе нефть и газ с таким качеством, что концентрация свободного газа в нефти, составляет не более 4 %, унос неравновесного газа не более 10 %, концентрация капельной жидкости в газе не более 0,1 $м^3/м^3$.

Различными могут быть также требования, предъявляемые к степени очистки газа и жидкости после их предварительного разделения в сепараторе. В принципе возможно создание сепаратора, который обеспечивал бы полное разделение и очистку газа и жидкости, но это экономически не оправдано.

Поэтому на основе обобщения теоретических и экспериментальных исследований разработаны определенные количественные и качественные показатели, которые независимо от типоразмера сепаратора и выполняемых им функций достаточно полно характеризуют эффективность его работы и степень технического совершенства.

К показателям, которые характеризуют степень очистки газа и жидкости, относятся значения удельных уносов капельной жидкости и свободного газа из сепаратора. Очевидно, технически более совершенным будет тот сепаратор, который при прочих равных условиях обеспечивает более высокую степень очистки газа и жидкости и имеет высокую производительность, т.е. обеспечивает более эффективное разделение и очистку при больших скоростях движения газа и жидкости по сечению сепаратора. Таким образом, для полной оценки эффективности работы газонефтяного сепаратора наряду с показателями $K_{ж}$, и $K_{Г}$ необходимо учитывать и степень технического совершенства сепаратора, которая может быть охарактеризована диаметром капель жидкости, уносимых из сепаратора газовым потоком, предельным значением средней скорости движения газа в свободном сечении сепаратора временем задержки (пребывания) нефти в сепараторе.

Унос из сепаратора большого количества жидкости недопустим, так как это вызывает серьезные осложнения в эксплуатации газопроводов. Известно, что я обеспечения экономичной работы газопроводов допустимые значения удельного уноса капельной жидкости не должны превышать 25-50 г/1000м^3 в условиях сепарации. На основе анализа результатов испытании выпускаемых промышленностью нефтяных сепараторов по удельному уносу капельной жидкости и опыта работы промысловых газопроводов экономически целесообразно принять в качестве временной нормы значение коэффициента уноса, равное 50 см^3/1000 м^3 в условиях сепарации.

По значению $K_{Г}$ можно судить об интенсивности уноса газа жидкостью (или о степени ее очистки). Это значение зависит от многих факторов: плотности и вязкости жидкости, температуры, способности нефти к

вспениванию и др. Если показатель $K_Г$ свидетельствует об эффективности отделения газа от нефти, то степень технического совершенства сепаратора может быть охарактеризована временем задержки нефти в сепараторе $t_з$, которое должно выбираться с учетом влияния названных факторов. Установлено, что для невспенивающихся нефтей значение $t_з$ может изменяться от 1 до 3 мин. Для вспенивающихся нефтей $t_з$ будет иное. Толщина слоя крупноячеистой пены и ее стабильность зависят от содержания в нефти поверхностно-активных веществ. Слой пены существенно снижает производительность сепаратора, так как затрудняет всплытие пузырьков газа в газовое пространство сепаратора. Это вызывает необходимость увеличения $t_з$ до 5-20 мин. в зависимости от стабильности пены и конструкции сепаратора. Выбор конкретного значения $t_з$ для различных условий работы сепаратора возможен только по результатам исследования уноса газа.

Время задержки должно рассчитываться для каждого исследуемого сепаратора с целью установления оптимального его значения в зависимости от расхода жидкости, уровня ее в сепараторе и основных физико-химических свойств жидкости.

В общем случае время задержки составит

$$t_з = 60SH_{ж} / Q_{ж}, \qquad (1.6)$$

где $H_{ж}$ – высота уровня жидкости в сепараторе, *м*;

S – площадь сепаратора, *м*;

$Q_{ж}$ – объемный расход жидкости на выходе из сепаратора при давлении и температуре сепарации, $м^3/ч$.

Как уже отмечалось, для определения степени технического совершенства сепаратора необходимо, кроме $K_{ж}, K_Г$ и $t_з$, регламентировать значения диаметра капель жидкости $d_к$ и максимальной скорости газа в свободном сечении сепаратора $V_{Г\max}$.

Допустимый диаметр капель жидкости, уносимых газом, может быть установлен исходя из условий, что существует такой размер частиц жидкости, при котором движение их происходит по той же траектории, что и струи газа, т.е. выпадения их за счет гравитационного и инерционного осаждения не происходит.

Исследованиями различного рода дисперсных потоков установлено, что диаметр частиц, при котором их движение идентично с движением прилегающих объемов среды, не должен превышать 10 мкм. Оседание капель жидкости диаметром менее 10 мкм возможно только за счет процессов диффузии, столкновения и слияния жидких частиц, а также столкновения частиц жидкости с твердой поверхностью и их прилипания на стенке аппарата.

Таким образом, оценка эффективности процесса сепарации и технического совершенства конкретного газонефтяного сепаратора сводится к определению следующих параметров:

- степени очистки газа от капельной жидкости и жидкости от пузырьков газа, которая характеризуется коэффициентами уноса $K_{ж}$ и $K_{Г}$;

- показателей технического совершенства сепаратора, характеризующееся – предельным значением средней скорости газа в свободном сечении сепаратора $V_{Г\max}$; временем задержки жидкости в сепараторе $t_{з}$.

Значения $V_{Г\max}$ и $t_{з}$, рассчитывают при давлении и температуре сепарации и значении уровня жидкости в горизонтальном сепараторе $H_{ж}$, равном *0,5D*.

Значение $H_{ж}$ в случае испытания вертикального сепаратора должно соответствовать номинальному (расчетному) его значению.

1.3.2 Определение пропускной способности горизонтального сепаратора и его конструктивных размеров

Исходные данные для расчета в условиях предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург» приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Исходные данные

Наименование показателя	Значение показателя
Диаметр корпуса, *м*	1,2
Длина обечайки, *м*	3
Рабочее расчетное давление, *МПа*	0,6
Материал аппарата	0,9Г2С
Допустимые напряжения, *МПа*	162
Объемный расход жидкости, $м^3/сут$	420
Обводненность добываемой продукции	0,85
Температура в сепараторе, *К*	293

Максимальная пропускная способность горизонтального сепаратора по газу при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К составит (все поперечное сечение горизонтального сепаратора занято потоком газа)

$$V_Г = 57{,}05 \cdot 10^6 \frac{0{,}25 \cdot \pi \cdot D_{сеп}^2 \cdot f_Г \cdot \sqrt{p}}{T} = 57{,}05 \cdot 10^6 \times$$
$$\times \frac{0{,}25 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}2^2 \cdot 7{,}39 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{0{,}6}}{293} = 1259\ м^3/сут, \qquad (1.7)$$

где $D_{сеп}$ – диаметр нефтегазового сепаратора, *м*;

$f_Г$ – доля поперечного сечения сепаратора, занятая потоком газа, $м^2$;

$$f_Г = \frac{10^{-6}}{44{,}8 \cdot D_{сеп}^2} \cdot V_ж \cdot G(p) \cdot (1 - B) \cdot \frac{T}{\sqrt{p}} = \frac{10^{-6}}{44{,}8 \cdot 1{,}2^2} \cdot 420 \cdot 20 \cdot (1 - 0{,}85) \cdot \frac{293}{\sqrt{0{,}6}} =$$
$$= 7{,}39 \cdot 10^{-3}\ м^2, \qquad (1.8)$$

где $V_ж$ – объемный расход жидкости, $м^3/сут$;

B – обводненность добываемой продукции;

T – температура в сепараторе, $К$;

p – давление в сепараторе, *МПа*;

$G(p)$ – отношение объема газа, выделившегося из нефти;

$$G(p) = V_г(p)/V_н, \qquad (1.9)$$

где $V_г(p)$ – объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре сепарации (объем газа приведен к нормальным условиям), $м^3/сут$;

$V_н$ – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, $м^3/сут$.

Если известно $G(p)$ и найдено $V_г(p)$, то

$$V_н = \frac{V_Г}{G(p)} = \frac{1259}{20} = 63\, м^3/сут. \qquad (1.10)$$

Определение фактической удельной нагрузки по нефти

$$q_Н = \frac{63}{1{,}475} = 43\,(м^3/сут)/м^3. \qquad (1.11)$$

Фактическая удельная нагрузка меньше рекомендуемой – $100(м^3/сут)/м^3$.

Определение уноса нефти с газом

$$q_у = V_Г \cdot \rho_Г \cdot e = 1259 \cdot 0{,}831 \cdot 5 \cdot 10^{-5} = 0{,}052\ кг/сут. \qquad (1.12)$$

В сепараторе должны быть созданы условия, при которых отдельные пузырьки газа, еще не выделившиеся в газовую среду, а находящиеся в потоке нефти в нижней части сепаратора, успели бы всплыть из нефти прежде, чем нефть выйдет из сепаратора.

Эти условия состоят в том, чтобы скорость движения нефтяного потока была меньше скорости всплывания газового пузырька, в нефти

$$\upsilon_н < \upsilon_г. \qquad (1.13)$$

Скорость движения нефти определяется по формуле

$$\upsilon_н = \frac{V_н}{F \cdot 86{,}4} = \frac{63}{1{,}458 \cdot 86{,}41} = 0{,}5\ см/с, \qquad (1.14)$$

где $V_н$ – объемный поток нефти поступающий в сепаратор, $м^3/сут$;

F – площадь сепаратора занятая нефтью, $м^2$.

Скорость газа $\upsilon_г$ определим по формуле Стокса

$$\upsilon_г = \frac{d^2 g}{18\mu_н}(\rho_г - \rho_н) = \frac{0{,}02^2 \cdot 9{,}8}{18 \cdot 0{,}02}\left(8{,}31 \cdot 10^{-4} - 0{,}878\right) = 0{,}95\, см/с, \qquad (1.15)$$

где d – диаметр пузырьков газа, *мм*, d = 0,02 *см*;

g – ускорение свободного падения, $м/с^2$, g = 9,8 $м/с^2$;

$\rho_г$ – плотность газа в сепарации, $\rho_г = 8{,}31 \cdot 10^{-4}$ *г/см*^{3};

$\rho_н$ – плотность нефти, *г/см*^{3}, $\rho_н = 0{,}878$ *г/см*^{3};

$\mu_н$ – абсолютная вязкость нефти, *пуаз*, $\mu_н = 0{,}02$ *пуаз*.

Здесь можно пренебречь малой плотностью газа $\rho_г$, знак минус показывает, что скорость частицы газа направлена вверх, т. е. она всплывает в нефти.

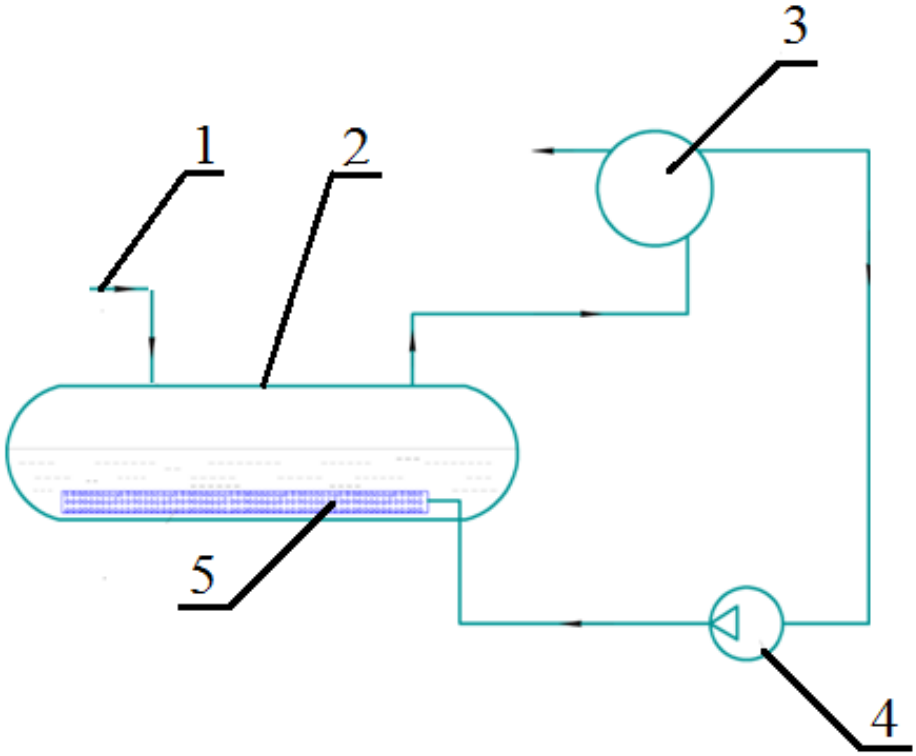
Так как $\upsilon_н = 0{,}5$ *см/сек* < $\upsilon_г = 0{,}95$ *см/сек*, то пузырьки газа диаметром больше 0,2 мм не будут увлекаться потоком нефти, а будут всплывать и присоединяться к газовой среде в сепараторе.

1.4 Предложение по эффективности вывода газ

Нефтяная и газовая промышленность сыграли ключевую роль в развитии энергетического сектора мировой экономики. Сепарация нефти от газа является одним из важных этапов промысловой подготовки нефтегазовых потоков, и для этой цели широко применяются различные типы сепараторов. Для повышения эффективности процесса сепарации нефти от газа можно использовать эффект поглощения мелких пузырьков газа через слой нефти, пропуская через него более крупные пузырьки рабочего газа.

Один из методов улучшения процесса отделения газа от нефти - это применение процесса барботажа нефтяной эмульсии, который позволяет ускорить процесс сепарации путем удаления газа из нефти. Особенно эффективным этот способ становится при использовании простого оборудования, такого как перфорированные трубы, соединенные в коллектор и установленные в нижней части сепаратора, под слоем нефти. Подача рабочего газа в коллектор вызывает эффект барботажа и способствует ускоренному газоотделению.

Обновленное оборудование, включающее перфорированные трубы, газосборник и компрессор, работает в едином контуре циркуляции согласно представленной на рисунке 1.8 схеме, а отсепарированный газ направляется в газосборную сеть.

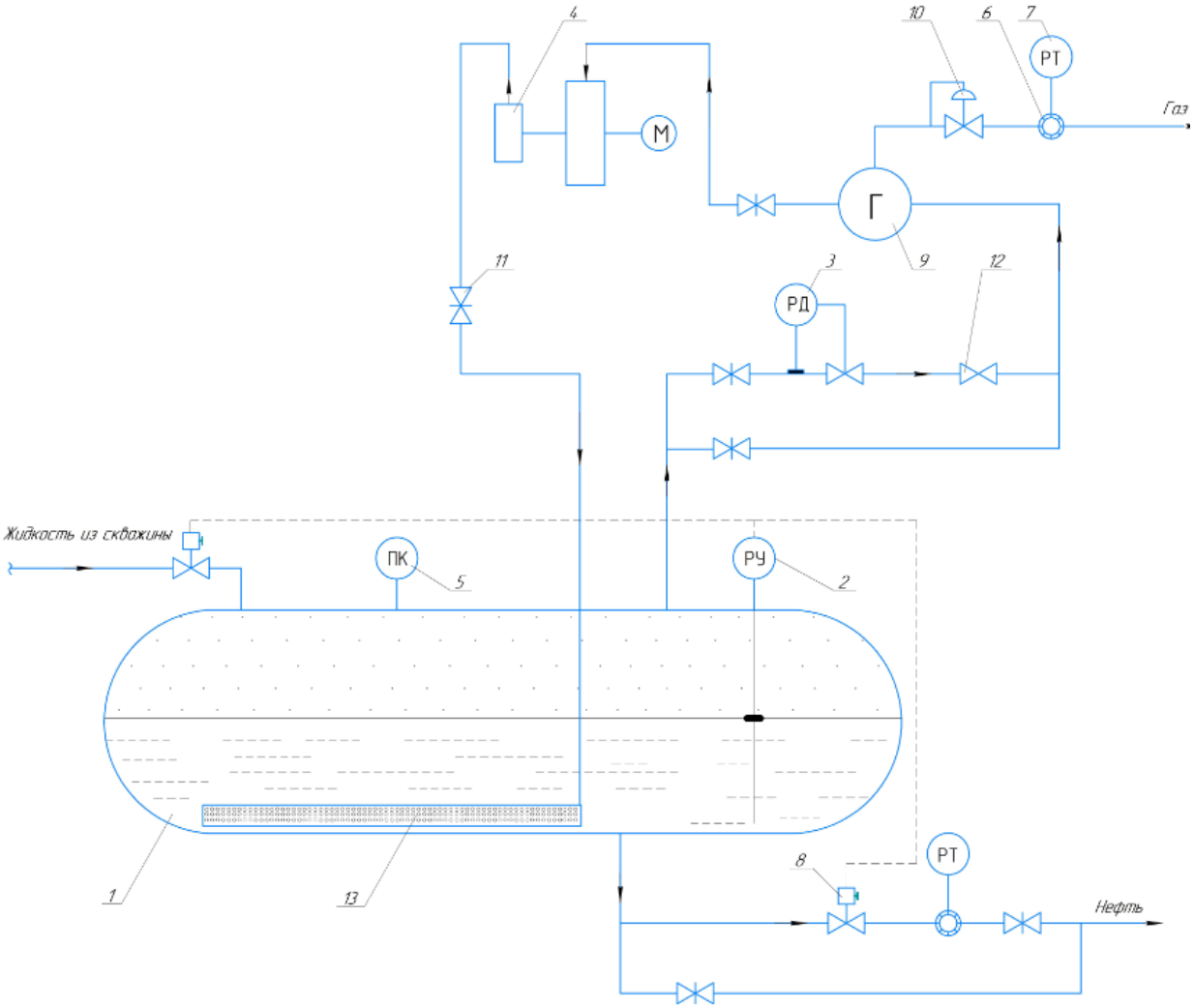


1 – входной патрубок; 2 – корпус сепаратора; 3 – газосборник;
4 – компрессор; 5 – перфорированные трубы

Рисунок 1.8 – Принципиальная схема оптимизации

Это повышает общую эффективность процесса сепарации и делает его более эффективным, что отражено на рисунке 1.9, иллюстрирующем систему вывода газа.

Из описания работы устройства становится ясно, что рабочий газ из компрессора 1 направляется в ёмкость с нефтью 2 через перфорированные трубы 3. Отверстия в перфорированных трубах расположены равномерно и имеют различные диаметры для обеспечения равномерного распределения газа.



1 – сепаратор нефтегазовый; 2 – регулятор уровня; 3 – регулятор давления; 4 – компрессор поршневой; 5 – предохранительный клапан; 6 – датчик индукционного расходомера; 7 – расходомер турбинный; 8 – исполнительный механизм с электрическим приводом; 9 – газосброник; 10 – регулирующий клапан; 11 – дроссельный клапан; 12 – задвижка; 13 – перфорированный коллектор

Рисунок 1.9 – Система вывода газа

Под действием подъемной силы, мелкие пузырьки газа всплывают в толще нефти, захватывая с собой растворенные пузырьки газа, которые не

могут самостоятельно подняться из-за трения о вязкую нефть. Диаметры отверстий в перфорированных трубах постепенно увеличиваются по мере удаления от фланцевого соединения с тройником. Благодаря этому, мелкие пузырьки газа поглощаются более крупными пузырьками, которые всплывают в толще нефти и достигают поверхности. Процесс слияния и подъема пузырьков газа обусловлен гидродинамическими силами [10].

Для поиска российских патентов на сепарацию нефти и нефтегазовых сепараторов использовалась база данных Федерального института промышленной собственности. Ключевые слова для поиска патентов были выбраны соответствующим образом, чтобы обеспечить релевантность результатов.

С помощью компрессора попутный нефтяной газ, который выделился из нефти, нагнетается в перфорированные трубы. Затем, это позволяет равномерно распределить пузыри газа по всему объему пластовой жидкости, подаваемой через входной патрубок. Объектом исследования является горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор, который широко применяется в цехах подготовки и переработки нефти, а также при подготовке нефти на промыслах. Перфорированная труба изображена на рисунке 1.10.

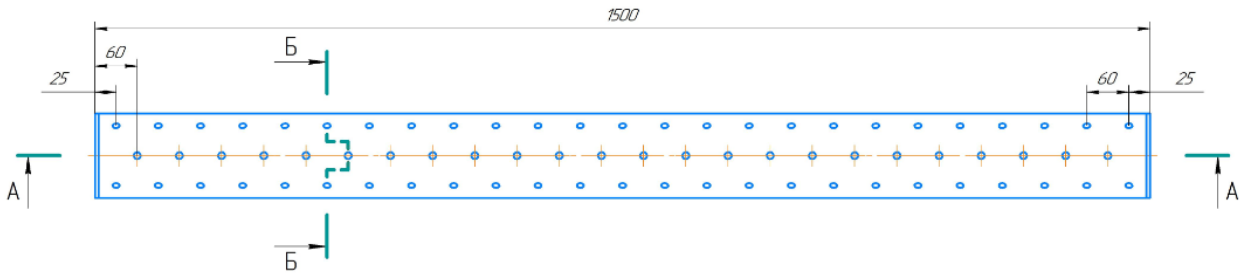
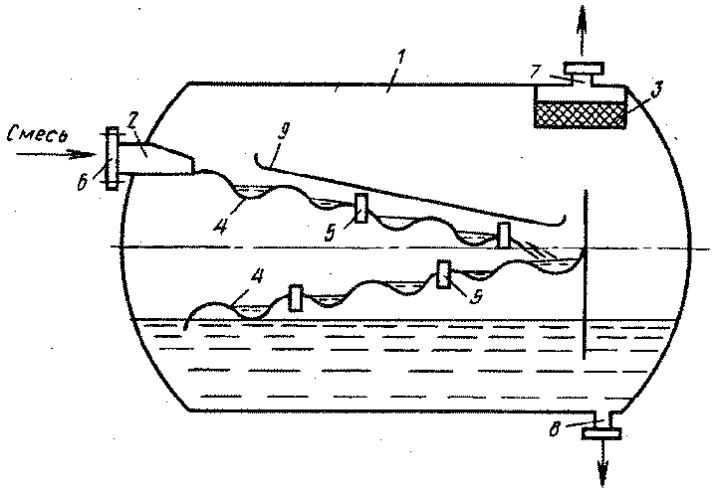


Рисунок 1.10 – Перфорированная труба

С использованием компрессора попутный нефтяной газ, выделяющийся из нефти, подается в перфорированные трубы. Этот процесс обеспечивает равномерное распределение пузырей газа по всему объему пластовой

жидкости, которая поступает через входной патрубок . Объектом исследования является горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор, широко применяемый в цехах подготовки и переработки нефти, а также на нефтяных месторождениях.

На рынке существует большое разнообразие запатентованных нефтегазовых сепараторов. Один из интересных вариантов представлен на рисунке 1.11. Это устройство состоит из емкости 1 с наклонными сливными полками 4. Полки оснащены патрубками 5 для отвода газа и оборудованы стабилизатором потока 2 и газоосушителем 3.



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

Рисунок 1.11 – Устройство для сепарации нефтегазовой смеси

Верхняя часть емкости 1 имеет штуцер 6 для подачи нефтегазовой смеси и штуцер 7 для отвода газа. В нижней части емкости есть штуцер 8 для отвода нефти. Наклонные сливные полки 4 имеют поперечно-гофрированные волнистые поверхности. Кроме того, над верхней сливной полкой 4

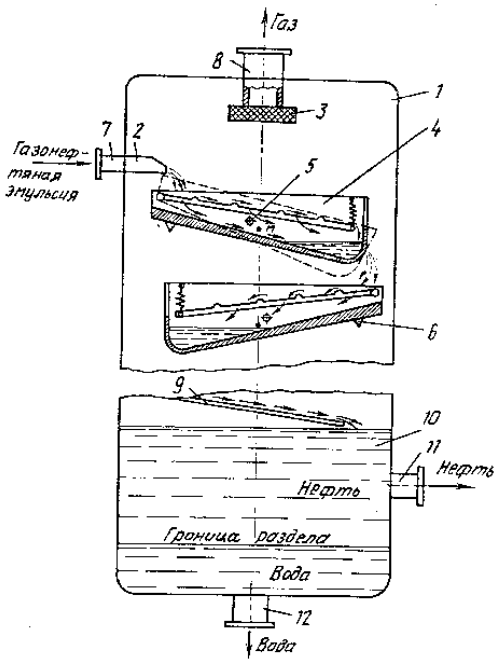
установлена наклонная полка 9 с нижней поверхностью, которая имеет шероховатость и олеофильные свойства.

Для эффективной сепарации газа из нефтегазовой смеси и предотвращения потерь жидких углеводородов можно использовать дополнительную наклонную полку с олеофильной нижней поверхностью. Также можно применить металлическую плоскую полку, которая может быть покрыта гидрофобным (олеофильным) составом.

В качестве покрытия для металлической плоской полки может быть использован гранулированный полиэтилен, полистирол или полипропилен. Это покрытие способствует улучшению технических характеристик и повышению эффективности сепарации газа из нефтегазовой смеси.

Такой подход позволяет достичь лучших результатов и обеспечить более эффективную работу сепараторов.

На рисунке 1.12 представлен альтернативный дизайн нефтегазового сепаратора. В этом варианте сепаратора используется вертикальная колонна прямоугольного сечения 1. Внутри колонны размещены стабилизатор потока 2, газоосушитель 3 и поворачивающиеся корытообразные лотки 4. Лотки закреплены на осях 5 и фиксируются упорами 6 в горизонтальном положении. В верхней части колонны 1 находятся патрубки 7 для подвода смеси и отвода газа 8. В нижней части имеются приемный успокоительный наклонный лоток 9, секция сборника-отстойника 10, а также патрубки 11 для отвода нефти и 12 для отвода воды. Корытообразные лотки 4 имеют трапецеидальную форму сечения, и их торцовые стенки являются плоскими. Для установки лотка в корпусе нефтегазового сепаратора предлагается разместить его на осях 5. Вертикальная ось 5 устанавливается выше центра тяжести M на расстоянии h, а горизонтальная ось смещена в сторону от центра тяжести на небольшую величину L. Чтобы усилить конструкцию, нижняя часть лотка имеет большую толщину по сравнению со стенками, причем толщина стенки днища увеличивается от большей торцовой стенки лотка к меньшей. Торцовая сливная стенка лотка имеет высоту, меньшую на величину H, чем боковые стенки лотка.



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

Рисунок 1.12 – Общий вид аппарата

Корытообразные лотки также могут быть перфорированными 13 и иметь специальную прямоугольную пластину с небольшими поперечными отверстиями через определенное расстояние S. Эта пластина крепится на осях 14 и пружине 15.

Введенные усовершенствования в конструкции нефтегазового сепаратора приводят к повышению эффективности газовыделения и снижению габаритных размеров. Они достигаются за счет использования вибрирующей пластины, которая обеспечивает интенсивное перемешивание газожидкостной смеси и формирование тонкой пленки при истечении из лотка в лоток, а также периодических вращательных движений лотка.

Это изобретение предлагает технический прогресс в области нефтегазовой сепарации, обеспечивая более эффективную работу сепаратора при сниженных размерах и массе.

Все эти факторы являются общими тенденциями развития нефтегазовых сепараторов, которые направлены на повышение производительности, эффективности газовыделения, снижение массогабаритных размеров и интенсификацию процесса пеноразрушения.

Таким образом, в ходе проведения патентного исследования было установлено, что в России существуют аналогичные изобретения, которые могут быть использованы в качестве альтернативных решений для нефтегазовых сепараторов.

1.5 Расчет на прочность и долговечность

1.5.1 Расчет обечайки сепаратора

Цилиндрические обечайки являются одним из основных элементов технологических аппаратов, схематично обечайка изображена на рисунке 1.13.

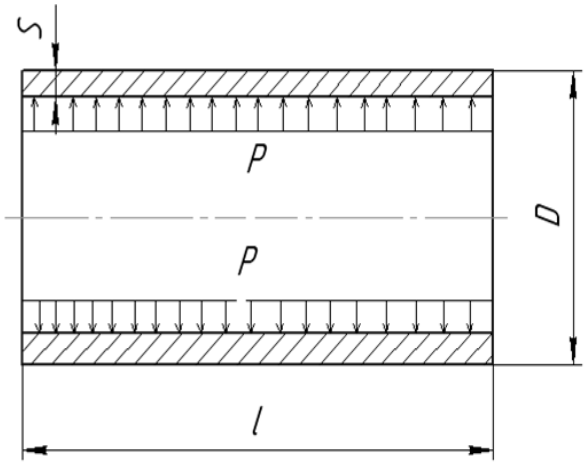


Рисунок 1.13 – Цилиндрическая обечайка

Обечайки большей частью изготавливаются вальцовкой из листового проката.

В сепараторе обечайка нагружена внутренним избыточным давлением.

По безмоментной теории расчёта оболочек рассчитываем толщину стенки

$$S_R = \frac{P_R \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_R - P_R} = \frac{0{,}6 \cdot 10^6 \cdot 1{,}2}{2 \cdot 113 \cdot 10^6 \cdot 0{,}9 - 0{,}6 \cdot 10^6} = 3{,}6\ мм, \qquad (1.16)$$

где P_R – рабочее расчетное давление, *Па*;

D – диаметр корпуса, *м*;

φ_R – коэффициент прочности сварных швов обечайки, φ_R = 0,9;

S_R – расчётная толщина стенки, *мм*.

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение, *МПа*;

$$[\sigma] = n \cdot \sigma = 0{,}7 \cdot 162 = 113 МПа. \qquad (1.17)$$

Действительная толщина стенки определяется по формуле

$$S = S_R + C = 3{,}6 + 3{,}95 = 7{,}6\ мм, \qquad (1.18)$$

где C – добавочная толщина, *мм*;

$$C = C_1 + C_2 + C_3 = 1 + 0{,}75 + 2{,}2 = 3{,}95\ мм, \qquad (1.19)$$

где C_1 – прибавка на коррозию, *мм*, C_1 = 1 *мм*;

C_2 – прибавка на минусовой допуск, *мм*, C_2 = 0,75 *мм*;

C_3 – технологическая прибавка, *мм*, C_3 = 0,75 *мм*.

Принимаем $S = 8$ *мм*.

Допускаемое избыточное давление определяется по формуле

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_R \cdot (S - C)}{D + (S - C)} = \frac{2 \cdot 113 \cdot 10^6 \cdot 0{,}9 \cdot (8 - 3{,}95) \cdot 10^{-3}}{1200 + (8 - 3{,}95) \cdot 10^{-3}} = 0{,}68\ МПа. \qquad (1.20)$$

Так как $P \le [P]$, то данный расчёт подтверждает условие прочности обечайки сепаратора.

1.5.2 Расчет крышки сепаратора

Днища, так же как и обечайки, являются одним из основных элементов технологических аппаратов. Цилиндрические цельносварные корпусы горизонтальных аппаратов с обеих сторон ограничиваются днищами.

Форма днищ, применяемая в отечественном аппаратостроении, бывает эллиптическая, полусферическая, в виде сферического сегмента, коническая и плоская.

Конические и плоские крышки бывают с отбортовкой на цилиндр и без отбортовки, а эллиптические только с отбортовкой.

В данном сепараторе применены эллиптические днища. Так же как и обечайки, днища рассчитываются по безмоментной теории расчёта оболочек.

Теоретическая толщина стенки крышки рассчитывается по формуле

$$S_R = \frac{P_R \cdot R}{2\varphi \cdot [\sigma] - 0{,}5 \cdot P_R \cdot R} = \frac{0{,}6 \cdot 10^6 \cdot 1{,}2}{2 \cdot 1 \cdot 113 \cdot 10^6 - 0{,}5 \cdot 0{,}6 \cdot 10^6 \cdot 1{,}2} = 3{,}2 мм, \quad (1.21)$$

где R – радиус кривизны в вершине днища, *м*;

$$R = \frac{D^2}{4H_Д} = \frac{1{,}2^2}{4 \cdot 0{,}3} = 1{,}2\ м, \quad (1.22)$$

где $H_Д$ – высота днища, *м*;

$$H_Д = 0{,}25 \cdot D = 0{,}25 \cdot 1{,}2 = 0{,}3\ м. \quad (1.23)$$

Реальная толщина стенки определяется по формуле:

$$S_Д \geq S_R + C = 3{,}2 + 4{,}5 = 7{,}7 мм \quad (1.24)$$

$$C = C_1 + C_2 + C_3 = 1{,}5 + 1 + 2 = 4{,}5 мм \quad (1.25)$$

– прибавка, состоящая из:

C_1 - прибавка на коррозию,

C_2 - прибавка на минусовой допуск,

C_3 - технологическая прибавка

Принимаем $S_Д$ =8 мм.

Толщина стенки днища равно толщине обечайки

Допускаемое внутреннее избыточное давление определяется по формуле:

$$[P]=\frac{2\cdot(S_Д-C)\cdot\varphi\cdot[\sigma]}{R+0{,}5\cdot(S_Д-C)}=\frac{2\cdot(8-4{,}5)\cdot10^{-3}\cdot1\cdot113\cdot10^{6}}{1200+0{,}5\cdot(8-4{,}5)\cdot10^{-3}}=0{,}601\,МПа. \quad (1.26)$$

Так как $P<[P]$, то расчёт подтверждает условие прочности днища.

1.5.3 Расчет фланцевого соединения

В технологических аппаратах для разъемного соединения составных корпусов и отдельных частей применяются фланцевые соединения преиму-щественно круглой формы. На фланцах присоединяются к аппаратам трубы, арматура и т.д. Фланцевые соединения должны быть прочными, жесткими, герметичными и доступными для сборки, разборки и осмотра. Исходные данные для расчета приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Исходные данные для расчета фланцевого соединения

Наименование показателя	Значение показателя
Внутренний диаметр фланца, D, мм	200
Толщина обечайки, S, мм	8

Толщина втулки принята S_0 = 10 *мм*, что удовлетворяет условиям:

$S<S_0<S\cdot1{,}3 = 8<10<10{,}4;$ (1.27)

$S_0 – S < 5 = 10 – 8 = 2 < 5.$ (1.28)

Толщина S_1 втулки вычиляется по формуле

$$S_1=\beta_1\cdot S_0, \quad (1.29)$$

где β_1 – коэффициент, определяется согласно рисунку 1.14;

$$\beta_1=2{,}0 \quad при \quad \frac{D}{S_0}=\frac{200}{10}=20.$$

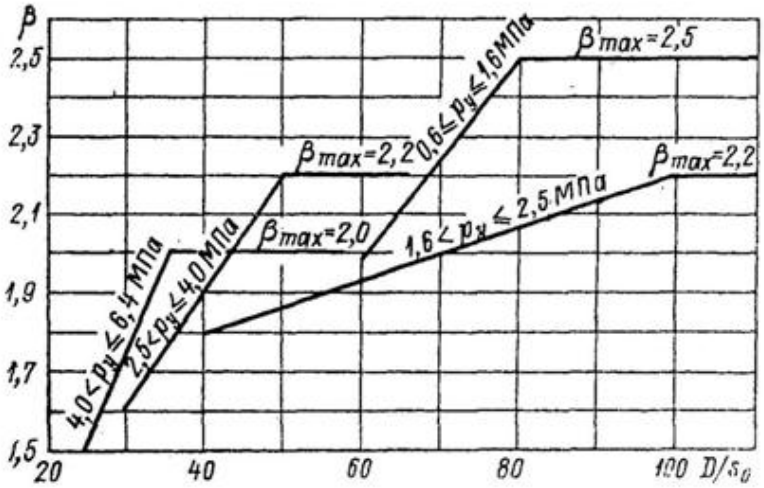


Рисунок 1.14 – График определения коэффициента β_1

Тогда толщина втулки согласно

$$S_1 = 2{,}0 \cdot 10 = 20 мм. \qquad (1.3)$$

Высота втулки определяется по формуле

$$h_b \geq \frac{1}{i} \cdot (S_1 - S_0) \geq \frac{1}{0{,}333} \cdot (20 - 10) = 30\ мм. \qquad (1.31)$$

Эквивалентная толщина втулки фланца

$$S_{эк} = S_0 \cdot \left[1 + \frac{h_b \cdot (\beta_1 - 1)}{h_b + 0{,}25 \cdot (\beta_1 + 1) \cdot \sqrt{D \cdot S_0}} \right]. \qquad (1.32)$$

Подставив значения получим

$$S_{эк} = 10 \cdot \left[1 + \frac{30 \cdot (2{,}0 - 1)}{30 + 0{,}25 \cdot (2{,}0 + 1) \cdot 10} \right] = 15\ мм.$$

Диаметр болтовой окружности определим по формуле

$$D_б \geq D + 2 \cdot (s_1 + d_б + u) = 200 + 2 \cdot (20 + 20 + 6) = 290\ мм, \qquad (1.33)$$

где s_1 – толщина втулки, *мм*;

$d_б$ – диаметр болта, *мм*, $d_б = 20\ мм$;

u – нормальный зазор между гайкой, *мм*, $u = 6\ мм$.

Находим наружный диаметр фланца

$$D_н = D_б + a = 290 + 40 = 330\ мм, \quad (1.34)$$

где a – припуск диаметра фланца, мм, a = 40 *мм*.

Наружный диаметр прокладки

$$D_{н.п.} = D_б - e = 290 - 30 = 260\ мм, \quad (1.35)$$

где e – припуск диаметра прокладки, *мм*, e = 30 *мм*.

Средний диаметр прокладки определяется по формуле

$$D_{с.п.} = D_{н.п.} - в = 260 - 12 = 248\ мм, \quad (1.36)$$

где $в$ – ширина плоской прокладки для диаметра аппарата, *мм*, $в$ = 12 *мм*.

Принимаем диаметр прокладки равный D = 200 *мм*.

Количество болтов фланцевого соединения найдем по формуле

$$n_b \geq \frac{\pi \cdot D_б}{t_m} \geq \frac{3{,}14 \cdot 290}{60} = 15{,}2, \quad (1.37)$$

где t_m – шаг расположения болтов при p = 1,6 МПа, *мм*;

$$t_m = 3{,}0 \cdot d_б = 3{,}0 \cdot 20 = 60\ мм.$$

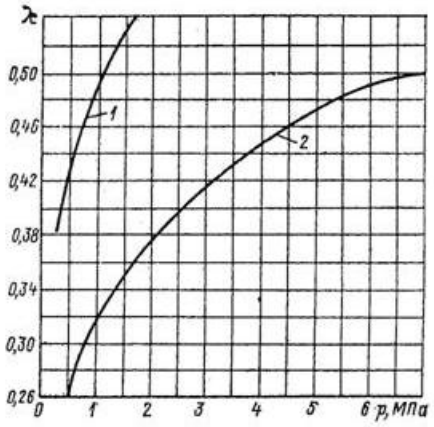
Принимаем $n_б = 16$, кратное четырем.

Высота (толщина) фланца определяется по формуле

$$h_ф \geq \lambda_ф \sqrt{Ds_{эк}} \geq 0{,}34\sqrt{200 \cdot 15} = 18{,}6\ мм, \quad (1.38)$$

где λ – коэффициент прочности, λ = 0,34, для p=1,6 МПа и приварных встык фланцев, согласно рисунку 1.15.

Принимаем $h_ф = 19$ *мм*.



1 – для плоских приварных фланцев; 2 – для приварных встык фланцев

Рисунок 1.15 – График для определения коэффициента λ

Расстояние между опорными поверхностями гаек для фланцевого соединения с уплотнительной поверхностью типа шип-паз (ориентировочно)

$$l_{б.о.} \approx 2 \cdot (h_ф + h_п) \approx 2 \cdot (19 + 2) = 42\ мм, \qquad (1.39)$$

где $h_п$ – высота стенки прокладки, *мм*, $h_п = 2\ мм$.

Равнодействующая внутреннего давления определяется по формуле

$$F_Д = \frac{p \cdot \pi \cdot D_{сп}^2}{4}. \qquad (1.4)$$

Тогда равнодействующая внутреннего давления имеет значение

$$F_Д = \frac{1{,}6 \cdot 10^6 \cdot 3{,}14 \cdot (0{,}248)^2}{4} = 0{,}077 \cdot 10^6\ H = 0{,}077 MH.$$

Находим реакцию прокладки согласно следующей формуле

$$R_п = \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot k_{пр} \cdot p, \qquad (1.41)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент уплотняющей способности, $k_{пр} = 2{,}5$ – для паронита;

b_0 – эффективная ширина прокладки, м;

$$b_0 = 0{,}12 \cdot \sqrt{b} = 0{,}12 \cdot \sqrt{20 \cdot 10^{-3}} = 16{,}9 \cdot 10^{-3}\,м; \qquad (1.42)$$

$$R_n = 3{,}14 \cdot 0{,}248 \cdot 16{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}6 \cdot 10^{6} = 0{,}05 МН.$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций

$$F_T = \frac{y_б \cdot n_б \cdot f_б \cdot E_б \cdot (\alpha_ф \cdot t_ф - \alpha_б \cdot t_б)}{y_б + y_п + 0{,}5 \cdot y_ф \cdot (D_б - D_{сп})^2}, \qquad (1.43)$$

где $\alpha_ф$, $\alpha_б$ – коэффициенты линейного расширения материала фланца (09Г2С) и материала болта (35Х) соответственно, $1/^0C$, $\alpha_ф$=12,2·10^{-6} $1/^0C$, $\alpha_б$=12·10^{-6} $1/^0C$;

$t_ф$ – расчетная температура неизолированных фланцев, ^0C, $t_ф = 77\ ^0C$;

$t_б$ – расчетная температура болтов, ^0C, $t_б = 76^0C$;

$E_б$ – модуль упругости для болтов из стали 35Х, *МПа*, $E_б = 1{,}9 \cdot 10^5$ *МПа*;

$f_б$ – площадь поперечного сечения для болтов диаметром М20, *м*^{2}, $f_б = 2{,}35 \cdot 10^{-4}$ *м*^{2};

$n_б$ – количество болтов, $n_б = 16$;

y – податливость болтов, фланцев и прокладки, определяемые по формулам

$$y_б = \frac{l_б}{E_б f_б n_б}, \qquad (1.44)$$

$$y_ф = \frac{\left[1 - \nu \cdot \left(1 + 0{,}9 \cdot \lambda_ф\right)\right] \cdot \psi_2}{h_ф^3 \cdot E}, \qquad (1.45)$$

$$y_п = \frac{h_п}{E_п D_{с.п} b \pi}, \qquad (1.46)$$

где $l_б$ – расчетная длина болта, *м*;

$$l_б = l_{б.о} + 0{,}28 \cdot d_б = 0{,}042 + 0{,}28 \cdot 0{,}02 = 0{,}05 м, \qquad (1.47)$$

$$\lambda_{ф}^{'} = \frac{h_{ф}}{\sqrt{D \cdot S_{эк}}} = \frac{0{,}019}{\sqrt{0{,}2 \cdot 15 \cdot 10^{-3}}} = 0{,}276; \qquad (1.48)$$

$$\psi_2 = \frac{(D_H + D)}{(D_H - D)} = \frac{(0{,}33 + 0{,}2)}{(0{,}33 - 0{,}2)} = 4{,}1; \qquad (1.49)$$

$$\psi_1 = 1{,}28 \cdot \lg \frac{(D_H)}{(D)} = 1{,}28 \cdot \lg \frac{(0{,}33)}{(0{,}2)} = 0{,}278; \qquad (1.5)$$

$$\nu = \frac{1}{1 + 0{,}9\lambda'_{ф} \cdot \left(1 + \frac{\psi_1 \cdot h_{ф}^2}{S_{эк}^2}\right)} = \frac{1}{1 + 0{,}9 \cdot 0{,}276 \cdot \left(1 + \frac{0{,}278 \cdot 0{,}019^2}{0{,}015^2}\right)} = 0{,}736.$$

Тогда подставим значения и получим

$$y_б = \frac{0{,}05}{1{,}9 \cdot 10^5 \cdot 2{,}35 \cdot 10^{-4} \cdot 15} = 7 \cdot 10^{-5} \frac{м}{МН},$$

$$y_ф = \frac{[1 - 0{,}736 \cdot (1 + 0{,}9 \cdot 0{,}276)] \cdot 4{,}1}{0{,}019^3 \cdot 2 \cdot 10^5} = 2{,}4 \cdot 10^{-5} \frac{м}{МН},$$

$$y_п = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2000 \cdot 0{,}248 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 3{,}14} = 6{,}43 \cdot 10^{-5} \frac{м}{МН}.$$

Окончательно усилие на фланце согласно формуле (1.43)

$$F_T = \frac{7 \cdot 10^{-5} \cdot 16 \cdot 2{,}35 \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot (12{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 77 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 76)}{7 \cdot 10^{-5} + 6{,}43 \cdot 10^{-5} + 0{,}5 \cdot 0{,}24 \cdot (0{,}29 - 0{,}248)^2} = 0{,}00411 МН.$$

Коэффициент жесткости фланцевого соединения находим по формуле:

$$\kappa_ж = \frac{y_б + 0{,}5 \cdot y_ф \cdot (D_б - D - S_{эк}) \cdot (D_б - D_{сп})}{y_п + y_б + 0{,}5 \cdot y_ф \cdot (D_б - D_{сп})^2} \qquad (1.51)$$

$$\kappa_ж = \frac{7 \cdot 10^{-5} + 0{,}5 \cdot 0{,}24 \cdot (0{,}29 - 0{,}2 - 0{,}015) \cdot (0{,}29 - 0{,}248)}{6{,}43 \cdot 10^{-5} + 7 \cdot 10^{-5} + 0{,}5 \cdot 0{,}24 \cdot (0{,}29 - 0{,}248)^2} = 11{,}7$$

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:

$$F_{б1} = \max\begin{Bmatrix} к_{ж} \cdot F_{Д} + R_{п} \\ 0{,}5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot q \end{Bmatrix}, \tag{1.52}$$

где $q = 20 МПа -$ допустимое давление паронитовой прокладки.

Тогда

$$F_{б1} = \max\begin{Bmatrix} 11{,}7 \cdot 0{,}077 + 0{,}05 \\ 0{,}5 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}248 \cdot 16{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0{,}95 \\ 0{,}13 \end{Bmatrix} = 0{,}95 МН.$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{б2} = F_{б1} + (1 - k_{ж}) \cdot F_{Д} + F_t,$$

$$F_{б2} = 0{,}95 + (1 - 11{,}7) \cdot 0{,}077 + 0{,}00411 = 0{,}134 МН.$$

Приведенный изгибающий момент:

$$M_0 = \max\begin{Bmatrix} 0{,}5 \cdot (D_б - D_{сп}) \cdot F_{б1} \\ 0{,}5 \cdot \left[(D_б - D_{сп}) \cdot F_{б2} + (D_{сп} - D - S_{эк}) \cdot F_{Д}\right] \cdot \dfrac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]} \end{Bmatrix} \tag{1.53}$$

где $[\sigma]_{20} = 217 МПа; [\sigma] = 200 -$ соответственно допускаемые напряжения для материала фланца при $20^0 C$ и расчетной температуре $t = 77^0 C$

$$M_0 = \max\begin{Bmatrix} 0{,}5 \cdot (0{,}290 - 0{,}248) \cdot 0{,}95 \\ 0{,}5 \cdot \left[(0{,}290 - 0{,}248) \cdot 0{,}134 + (0{,}248 - 0{,}2 - 0{,}015) \cdot 0{,}077\right] \cdot \dfrac{217}{200} \end{Bmatrix} =$$

$$= \begin{Bmatrix} 0{,}02 \\ 0{,}0044 \end{Bmatrix} = 0{,}02 МН \cdot м.$$

Проверка прочности и герметичности соединения.

Условие прочности болтов выполняется:

$$\frac{F_{б1}}{n_б f_б} \langle [\sigma]_{б20}, \tag{1.54}$$

где $[\sigma]_{б20} = 260 МПа -$ допустимое нормальное напряжение болта при 20° С.

$$\frac{0{,}95}{16 \cdot 2{,}35 \cdot 10^{-4}} = 158 \langle 260 МПа.$$

$$\frac{F_{б2}}{n_б f_б} \langle [\sigma],$$ (1.55)

$$\frac{0{,}134}{16 \cdot 2{,}35 \cdot 10^{-4}} = 36 \langle 260 МПа.$$

Условие прочности неметаллической прокладки из паронита:

$$\frac{F_{бMAX}}{\pi \cdot D_{с.п} \cdot b} \langle [q_{пр}]$$ (1.56)

где [qпр]=130 МПа - для паронита;

$$F_{бMAX} = \max\{F_{б1}; F_{б2}\} = \{0{,}95; 0{,}134\} = 0{,}95 МПа$$

Тогда

$$\frac{0{,}95}{3{,}14 \cdot 0{,}248 \cdot 20 \cdot 10^{-3}} = 61 < 130 МПа.$$

Максимальные напряжения в сечении фланца, ограниченные размером S1:

$$\sigma_1 = \frac{T_ф \cdot M_0 \cdot \nu}{D^* \cdot (S_1 - C)^2},$$ (1.57)

где D*=D=0,2 м, при D >20 · S1 (0,8>20·0,020);

$$T_ф = \frac{D_H^2 \cdot \left[\left[1 + 8{,}55 \cdot \lg\left(\frac{D_n}{D}\right)\right] - D^2\right]}{\left(1{,}05 \cdot D^2 + 1{,}945 \cdot D_H^2\right) \cdot \left(\frac{D_H}{D} - 1\right)}$$ (1.58)

$$T_ф = \frac{0{,}33^2 \cdot \left[\left[1 + 8{,}55 \cdot \lg\left(\frac{0{,}33}{0{,}2}\right)\right] - 0{,}2^2\right]}{\left(1{,}05 \cdot 0{,}2^2 + 1{,}945 \cdot 0{,}33^2\right) \cdot \left(\frac{0{,}33}{0{,}2} - 1\right)} = 1{,}87.$$ (1.59)

Тогда

$$\sigma_1 = \frac{1{,}87 \cdot 0{,}02 \cdot 0{,}736}{0{,}2 \cdot (0{,}020 - 0{,}001)^2} = 381 МПа.$$

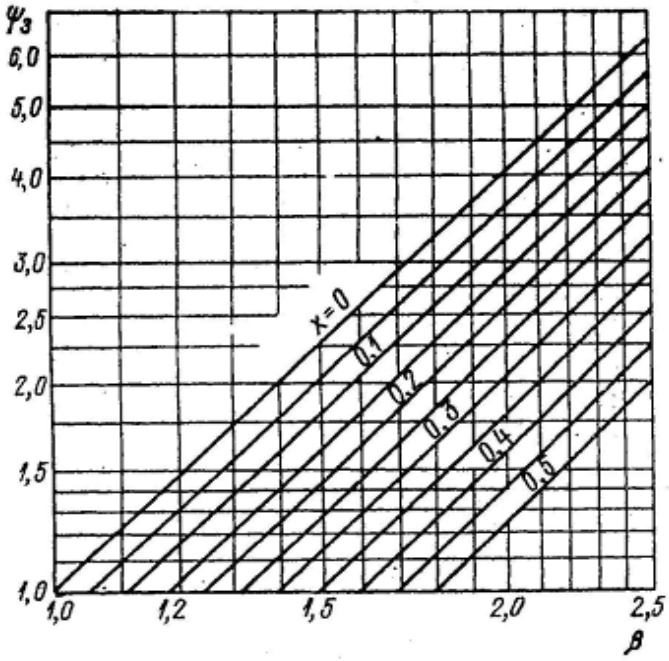


Рисунок 1.16 – График для определения ψ_3

Максимальные напряжения в сечении, ограниченном размером S0:

$$\sigma_0 = \psi_3 \cdot \sigma_1 = 1{,}25 \cdot 381 = 476 МПа$$

где $\psi_3 = 1{,}25$ (рисунок 1.13) при $\beta = 2{,}0$ и $x = \frac{h_B}{\sqrt{D \cdot s_0}} = \frac{30}{\sqrt{200 \cdot 10}} = 0{,}67.$

$$\sigma_к = \frac{M_0 \cdot \left[1 - \nu \cdot \left(1 + 0{,}9 \cdot \lambda_ф\right)\right] \cdot \psi_2}{D \cdot h_ф^2} \tag{1.6}$$

Тогда

$$\sigma_к = \frac{0{,}02 \cdot \left[1 - 0{,}736 \cdot \left(1 + 0{,}9 \cdot 0{,}276\right)\right] \cdot 4{,}1}{0{,}2 \cdot 0{,}019^2} = 92 МПа$$

Напряжения во втулке от внутреннего давления:

- тангенциальные:

$$\sigma_t = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \left(S_0 - C\right)} \tag{1.61}$$

$$\sigma_t = \frac{1{,}6 \cdot 0{,}2}{2 \cdot \left(0{,}010 - 0{,}001\right)} = 18 МПа;$$

- меридиональные:

$$\sigma_m = \frac{p \cdot D}{4 \cdot (S_0 - C)} \tag{1.62}$$

$$\sigma_m = \frac{1{,}6 \cdot 0{,}2}{4 \cdot (0{,}010 - 0{,}001)} = 9 МПа$$

Условие прочности для фланца, ограниченного размером S1=20 мм выполняется, если:

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_к^2 - \sigma_1 \sigma_к} < [\sigma], \tag{1.63}$$

где [σ] = 350 МПа для стали 09Г2С

Подставив значения получим:

$$\sqrt{381^2 + 92^2 - 381 \cdot 92} = 344 < 350 МПа.$$

Условие прочности для фланца, ограниченного размером S0=10мм выполняется:

$$\sqrt{(\sigma_0 + \sigma_m)^2 + \sigma_t^2 - (\sigma_0 - \sigma_m) \cdot \sigma_t} < \varphi \cdot [\sigma]_0, \tag{1.64}$$

$$[\sigma_0] = 0{,}003 \cdot E = 0{,}003 \cdot 2 \cdot 10^5 = 600 МПа \tag{1.65}$$

Подставим и получим:

$$\sqrt{(476 + 9)^2 + 18^2 - (476 - 9) \cdot 18} = 476 < 600 МПа$$

Условия герметичности, определяемое по формуле углом поворота фланца, также выполняется, если:

$$\theta = \left(\frac{\sigma_к}{E}\right) \cdot \left(\frac{D}{h_ф}\right) < [\theta] \tag{1.66}$$

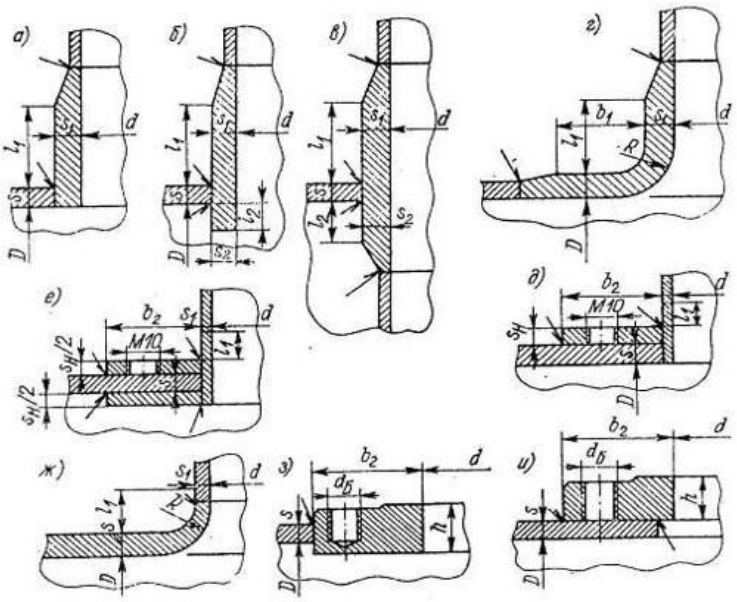
где [θ] = 0,009 рад - допускаемый угол поворота приварного встык фланца при D=200 мм:

$$\theta = \frac{92}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{0{,}2}{0{,}019} = 0{,}0048 < 0{,}009 рад.$$

Рассчитанные усилия находятся в допустимых пределах, и не вызывают разрушения фланцевого соединения при условиях эксплуатации нефтегазового сепаратора НГС-0,6-1200. Рассчитанное число шпилек для фланцевого соединения обеспечивает необходимую прочность и герметичность [13, 14].

1.5.4 Расчет укрепления отверстий в стенках сепаратора

Различные отверстия в стенках корпуса, днища сварного аппарата для штуцеров и люков ослабляют стенки и поэтому должны быть большей частью укреплены. Укрепление осуществляется патрубком штуцера, утолщением укрепляемой стенки и укрепляющим кольцом. Исходные данные для расчета в таблице 1.10. Наиболее рациональным и поэтому наиболее предпочтительным укреплением является укрепление патрубком штуцера. Конструкции укреплений отверстий согласно рисунку 1.17.



Конструкции укреплений отверстий в стенках сварных аппаратов: *а* — приварным штуцером с внешней стороны; *б* — приварным штуцером с внешней и внутренней сторон; *в* — приварной вводной трубой; *г* — торовой вставкой; *д* — приварным снаружи накладным кольцом; *е* — приварными снаружи и изнутри накладными кольцами; *ж* — отбортованной стенкой; *з* — врезной бобышкой; *и* — накладной бобышкой

Рисунок 1.17 – Конструкции укреплений отверстий

Таблица 1.10 – Исходные данные

Наименование показателя	Значение показателя
Диаметр обечайки, м	1,2
Длина обечайки, м	3
Диаметр штуцера, м	0,25
Длина штуцера, м	0,2
Внутренний радиус отбортовки, мм	10
Расчетная толщина обечайки, мм	0,6
Исполнительная толщена обечайки, мм	8
Расчетная толщина штуцера, мм	1
Исполнительная толщена штуцера, мм	5
Внутренний диаметр штуцера, м	0,2
Материал штуцера	10Г2

Расчетная толщина стенки штуцера определяется:

$$S_{1R} = \frac{p \cdot (d + 2 \cdot c_K)}{2 \cdot [\sigma]_1 \cdot \varphi_1 - p} \qquad (1.67)$$

где P – рабочее давление, МПа

d – диаметр штуцера, м

φ_1 – коэффициент прочности сварных швов штуцеров $\varphi_1 = 1$;

δ_1 – допускаемое напряжение, МПа;

$c_K = c_ш = 1{,}5 мм -$ прибавка на коррозию.

$C_p = C_1 + C_2 = 1 + 3 = 4 мм$ – прибавка, состоящая из

C_1 - прибавка на минусовой допуск,

C_2 - технологическая прибавка

$$S_{1R} = \frac{p \cdot (d + 2 \cdot c)}{2 \cdot [\sigma]_1 \cdot \varphi_1 - p} = \frac{1{,}6 \cdot 10^6 \cdot (0{,}25 + 2 \cdot 0{,}0015)}{(2 \cdot 225 \cdot 10^6 \cdot 1) - 1{,}6 \cdot 10^6} = 1 мм$$

Исполнительная величина равна:

$$S = S_{1R} + C = 1 + 4 = 5 мм.$$

Определение расчетного диаметра отверстия:

$$d_p = d + 1{,}5 \cdot (r_0 - S_p) + 2 \cdot c_ш, \qquad (1.68)$$

где d – диаметр патрубка, м

r_0 – внутренний радиус отбортовки, м

S_p – расчетная величина обечайки, м

$c_ш$ – прибавка на коррозию, м

$$d_p = d + 1{,}5 \cdot (r_0 - S_p) + 2 \cdot c_ш = 0{,}25 + 1{,}5 \cdot (10 - 3{,}6) \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-3} = 0{,}263 м = 263 мм;$$

Находим наибольший диаметр отверстия штуцера, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left\{ \left[(s - c) / S_p - 0{,}8 \right] \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} - c_ш \right\} = \qquad (1.69)$$

$$= 2 \cdot \left\{ \left[(8 - 1{,}5) \cdot 10^{-3} / (3{,}6 \cdot 10^{-3}) - 0{,}8 \right] \cdot \sqrt{1{,}2 \cdot (8 - 1{,}5)} \cdot 10^{-3} - 1{,}5 \cdot 10^{-3} \right\} = 0{,}174 м$$

т.к. $d_p \rangle d_0$, укрепление отверстия диаметром $d = 0{,}25 м$ необходимо.

Расчетный диаметр отверстия, не требующего укрепления, при отсутствии избыточной толщены стенки обечайки:

$$d_{0p} = 0{,}4 \cdot \sqrt{D \cdot (s-c)} = 0{,}4 \cdot \sqrt{1{,}2 \cdot (8-1{,}5) \cdot 10^{-3}} = 0{,}0350\,м; \qquad (1.7)$$

Расчетная длина штуцера:

$$l_{1p} = \min\left\{l_1; 1{,}25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c_ш) \cdot (s_ш - c_ш)}\right\} = \min\left\{0{,}20; 1{,}25 \cdot \sqrt{(250 + 2 \cdot 1{,}5) \cdot 10^{-3} \cdot (5 - 1{,}5) \cdot 10^{-3}}\right\} =$$
$$= \min\{0{,}25; 0{,}0372\} = 37{,}2 \cdot 10^{-3}\,м$$

Условие укрепления отверстия отбортовкой выполняется:

$$(l_{1p} + s_ш - s_p - c) \cdot (s_ш - s_{ш,p} - c_ш) + \sqrt{D \cdot (s-c)} \cdot (s - s_p - c) \rangle 0{,}5 \cdot (d_p - d_{0p}) \cdot s_p;$$

$$(37{,}2 + 5 - 3{,}6 - 1{,}5) \cdot 10^{-3} \cdot (5 - 1 - 1{,}5) \cdot 10^{-3} + \sqrt{1{,}2 \cdot (8 - 1{,}5) \cdot 10^{-3}} \times$$
$$\times (8 - 3{,}6 - 1{,}5) \cdot 10^{-3} \rangle 0{,}5 \cdot (0{,}263 - 0{,}035) \cdot 3{,}6 \cdot 10^{-3};$$

$$549 \cdot 10^{-6}\,м^2 \rangle 410 \cdot 10^{-6}\,м^2$$

Минимальное расстояние между отверстиями, когда их ещё можно считать одиночными:

$$\Delta \geq 2L_0 = 2 \cdot \sqrt{D_R(s-c)} = 2 \cdot \sqrt{1{,}2 \cdot (8 - 0{,}75) \cdot 10^{-3}} = 0{,}186\,м = 186\,мм \qquad (1.71)$$

где DR -диаметр укрепляемого элемента;

1.6 Мероприятия по повышению коррозионной стойкости оборудования

Коррозионная стойкость – это способность материалов и оборудования сопротивляться коррозии, определяющаяся скоростью коррозии в данных условиях. Для оценки скорости коррозии используются как качественные, так и количественные характеристики. В зависимости от вида коррозии, которая воздействует на определенный участок, повреждения могут иметь характерный вид и развиваться с соответствующей скоростью. Например, при равномерной

коррозии разрушение происходит в несколько раз медленнее, чем при язвенной коррозии.

Разрушение металла происходит в результате окисления – взаимодействия материала с кислородом, который может быть в воздухе или находиться в жидкости. В результате неконтролируемого окисления металла создаются аварийные ситуации, которых стараются избежать путем обеспечения антикоррозийной защиты резервуаров. Различают следующие виды коррозии:

- химическая коррозия. Процесс разрушения материала проходит без сопровождения электрического тока.

- электрохимическая коррозия. В результате химической реакции происходит разделение зарядов и возникает ток.

- механохимическая коррозия. Процессу разрушения металла также способствуют механические воздействия, например, вибрация, трение, изгибы. Коррозия объединяет химические и электрохимические процессы.

Резервуары, в которых перевозят и хранят нефтепродукты, постоянно находятся под разрушающим воздействием насыщенных испарений, находящихся в них материалов и атмосферной влажности. Скорость протекания коррозийного процесса зависит от особенностей продуктов, частоты заполнения, слива, количества попадающей воды, температуры и стойкости металла к воздействию коррозии.

Для увеличения срока эксплуатации резервуаров используют несколько способов антикоррозийной защиты. Метод антикоррозийной обработки выбирают исходя из условий эксплуатации и преимуществ, которые обеспечивает определенный способ. Различают следующие методы защиты:

- создание лакокрасочного покрытия;

- использование протекторной защиты;

- нанесение слоя металла;

- создание комбинирования покрытия, которое состоит из слоя защитного металла и краски.

Краска – относительно недорогой материал, который способен существенно повысить стойкость обработанной поверхности к коррозии. Создание прочного лакокрасочного покрытия не требует больших финансовых затрат, применения сложного оборудования, использования дополнительных материалов для обеспечения особых условий, необходимых для качественной обработки.

Катодная защита. Этот способ отличается невысокими затратами, которые необходимы для подготовки и нанесения покрытия. Обработку резервуара выполняют без предварительной подготовки металлической поверхности.

Защита резервуаров путем нанесения дополнительного слоя металла имеет несколько преимуществ. Этот способ защитной обработки широко применяют за рубежом. Технические преимущества металлизационной обработки:

- защитное покрытие имеет длительный срок службы, который превышает период эксплуатации лакокрасочного материала и результата катодной обработки.

- металл создает прочное покрытие, устойчивое к механическим повреждениям и обладающее высокой адгезией с поверхностью.

- обработанная поверхность приобретает высокую электропроводность, благодаря которой во время налива и слива материала не происходит накопление статического заряда. Это снижает риск возникновения пожара или взрыва.

- металлизационное покрытие может выполнять две функции. Пока слой сохраняет целостность, он обеспечивает высокий уровень защиты металла от коррозии. В случае повреждения защитного покрытия, металл начинает выполнять функцию протекторной защиты, играя роль жертвенного анода.

Обработка поверхности резервуара металлом гарантирует надежную антикоррозионную защиту, которая при небольших повреждениях способна восстанавливаться. При возникновении мелких по ширине дефектов в месте

повреждения покрытия образуются продукты, устойчивые к коррозии. Они заполоняют брешь, восстанавливая прежний уровень защиты.

Антикоррозийную защиту резервуаров обеспечивают путем металлизации и нанесения лакокрасочного покрытия. Этот способ сочетает в себе все преимущества других методов защиты. Появление дефектов легко определить еще до начала коррозии поверхности резервуара по характерному вспучиванию металла в области повреждения. Комбинированное покрытие обеспечивает надежную защиту при эксплуатации с высоко агрессивными средами.

Преимуществом всех способов защиты является ремонтопригодность создаваемых покрытий.

1.7 Эксплуатация и ремонт нефтегазового сепаратора

1.7.1 Особенности эксплуатации и обслуживания сепаратора

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

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

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

- в паспорте отсутствует разрешение на эксплуатацию;

- давление в сосуде поднялось выше разрешённого и не снижается, несмотря на предпринятые рабочим составом меры;

- рабочая температура стенки корпуса сосуда превысила разрешённую, которая указана в паспорте на сосуд и не снижается, не смотря на предпринятые рабочим составом меры;

-выявлены неисправности предохранительных устройств,

предотвращающих превышение давления;

- в сосуде и его элементах обнаружены неплотности, выпучины, разрывы прокладок;

- неисправен манометр, а определить давление с помощью других приборов невозможно;

- вышли из строя все указатели уровня жидкости;

- неисправны предохранительные блокировочные устройства;

- нарушен технологический регламент;

- во фланцевых соединениях обнаружены следы промокания теплоизоляции и течи;

- возник пожар, который представляет угрозу сосуду.

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

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

Для выполнения работ по техническому обслуживанию необходимо иметь:

- для проведения цветной дефектоскопии набор дефектоскопических материалов, инструмента и принадлежностей согласно ОСТ 26-5-99;

- для проведения толщинометрии ультразвуковой толщиномер с. точностью измерений 0,1 мм;

- для создания давления при гидроиспытании поршневой насос с давлением нагнетания не менее - 2,5 (25) МПа (кгс/см);

- для замера давления при гидроиспытании манометр, класс точности 2,5 со шкалой 0-25 кгс/см;

- набор искробезопасного инструмента.

Перед вводом в эксплуатацию следует проверить:

- наличие в паспорте сосуда штампа Ростехнадзора о его регистрации;

- наличие записей результатов освидетельствования;

- внешним осмотром надёжность болтовых и фланцевых соединений;

- надежность крепления сосуда к фундаменту;

- надёжность заземления;

- общее состояние сосуда, правильность и надёжность присоединения технологических трубопроводов, запорной арматуры и КИПиА;

- надёжность работы регулирующей, запорной и предохранительной арматуры, связанной с сосудом по технологической схеме;

- отсутствие временно установленных заглушек на рабочих участках трубопроводов.

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

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

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

- анализа и обобщения опыта эксплуатации установок;

- установленной структуры ремонтного цикла оборудования;

- периодичности проведения ремонтных и регламентных работ;

- обеспечения выполнения установленной программы выпуска товарной продукции и ритмичности поставки сырья, реагентов и материалов предприятиями-поставщиками;

- возможности ремонтной службы предприятия, подрядных ремонтных и строительных организаций, обеспеченности ремонтными материалами;

- взаимосвязи технологических установок на предприятии;

- периодичности освидетельствования и испытания сосудов и аппаратов, тарировки предохранительных клапанов, МПУ;

- периодичности ревизии, поверки и калибровки средств КИПиА и СБ и ПАЗ, АСУТП;

- периодичности ремонтов и испытания электрических сетей и

электрооборудования.

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

Сосуды, работающие под давлением, подвергаются досрочному техническому освидетельствованию:

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

- если перед пуском в работу они находились в бездействии более одного года;

- если сосуд был демонтирован и установлен на новом месте;

- если такое освидетельствование необходимо по усмотрению инспектора, лица, осуществляющего надзор или лица, ответственного за исправное состояние и безопасную работу сосуда.

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

На каждый сосуд после его установки и регистрации наносится краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200х150 мм:

- регистрационный номер;

- разрешенное давление;

- дата следующего осмотра и гидравлического испытания.

2 Безопасность проекта

2.1 Анализ состояния охраны труда в ООО «Газпром добыча Ямбург»

Создание безопасных условий труда, сохранение жизни и здоровья работников, обеспечение надежной работы опасных производственных объектов являются одним из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром» [11]. В ООО «Газпром добыча Ямбург» и других дочерних предприятиях внедрена и функционирует Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью (ЕСУОТ и ПБ).

ЕСУОТ и ПБ направлена на идентификацию, устранение и минимизацию опасностей и рисков, присущих трудовой деятельности, и рисков, связанных с трудовой деятельностью, а также достижение поставленных целей в области охраны труда промышленной и пожарной безопасности. Структура Единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью охватывает деятельность всех работников ПАО «Газпром».

OHSAS 18001 – международный стандарт разработки систем управления охраной здоровья и безопасности персонала. Его главная цель – возможность для любой организации создать результативную систему менеджмента профессиональной безопасности и здоровья. ПАО «Газпром в 2014 году ЕСУОТ и ПБ успешно сертифицирована на соответствие стандарту OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности». В 2017 году при проведении ресертификационного аудита ЕСУОТ и ПБ подтвердила соответствие требованиям стандарта OHSAS 18001:2007. В целях расширения области распространения ЕСУОТ и ПБ утвержден График внедрения и сертификации системы менеджмента охраны труда и промышленной безопасности в ПАО «Газпром».

При возникновении происшествий Компания проводит расследования, разрабатывает и внедряет план мероприятий, позволяющих минимизировать

риск повторения происшествия. Профилактические мероприятия в соответствии с планами проводятся во всех дочерних обществах Компании. При разработке планов программ в области ПБ и ОТ Компания опирается на карту рисков в области ПЭБ, ОТ и ГЗ, перечень которых регулярно актуализируется. Динамика несчастных случаев со смертельным исходом показана на рисунке 2.1.

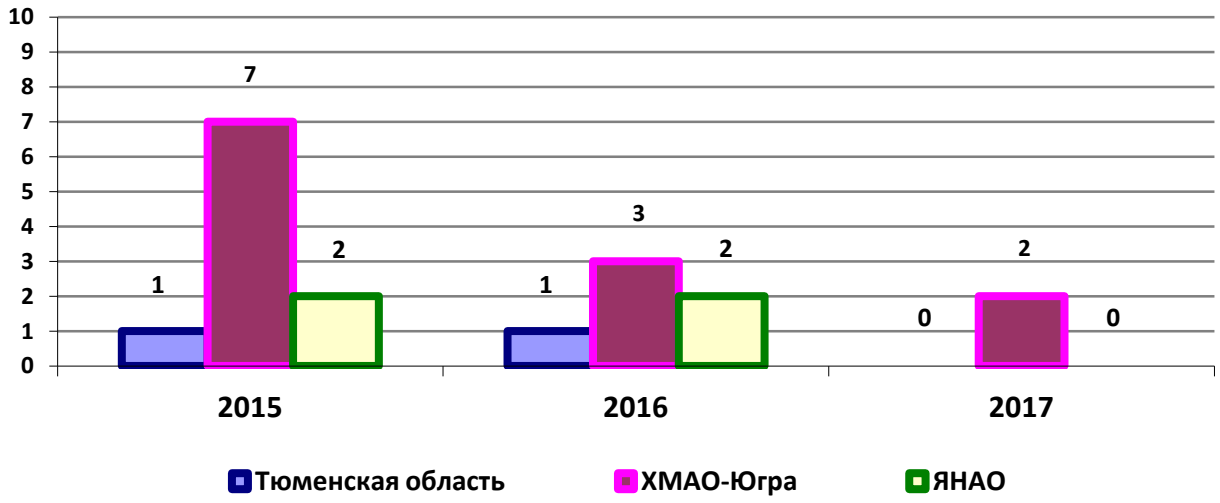


Рисунок 2.1 – Динамика смертельного травматизма

2.2 Обеспечение безопасности при эксплуатации сепаратора нефтегазового НГС-006-1200

Для обеспечения безопасности при проведении проектируемых работ необходимо руководствоваться правилами промышленной безопасности и охраны труда, противопожарного режима, действующими в Российской Федерации, технологическими регламентами и инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, утвержденными в организации приказом Ростехнадзора России от 15.12.2020 г. № 534, Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО–85, утвержденными Миннефтепромом СССР 25.11.1985, Правилами по охране труда при

размещении, монтаже, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования, утвержденными приказом Минтруда РФ № 833н от 27.11.2020г., Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденными Приказом Минтруда России от 15.12.2020 №903н, ГОСТ 12.2.003–91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности», технологическими регламентами и инструкциями по охране труда и промышленной безопасности.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 основные опасные и вредные производственные факторы при эксплуатации нефтегазового сепаратора: наличие избыточного давления; работы на высоте, при эксплуатации и ремонте; пониженная температура поверхностей оборудования; присутствие вредных и взрывоопасных газов, в том числе сероводорода; воздействие статического электрического тока; пожаро – взрывоопасность; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышенная физическая нагрузка.

Для определения, содержащегося в воздухе рабочей зоны сероводорода и оксида углерода, используются индивидуальные портативные газоанализаторы DragerPac 3000 и ALTAIR. Перспективным является использование портативного газоанализатора GasAlertMicroClip компании Honeywell, который демонстрирует одну из самых быстрых реакций на изменение концентрации измеряемых газов (H_2S, CO и другие газы).

К монтажу, эксплуатации, техобслуживанию и ремонту оборудования допускаются лица, прошедшие обучение, медосмотр, инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний по охране труда, а так же способам оказания первой помощи, обеспеченные средствами индивидуальной защиты, указанными в типовых отраслевых нормах, утвержденных приказом Минздравсоцразвития РФ от «9» декабря 2009 г. № 970 н.

На объекте должен быть составлен план ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС), утверждённый главным инженером предприятия. Работники должны

быть ознакомлены с технологической схемой, технологическим регламентом проведения работ, планом ликвидации аварийных ситуаций. Перед началом работ повышенной опасности все работники, участвующие в технологическом процессе, должны пройти целевой инструктаж по охране труда, о чем делается запись в журнале регистрации инструктажей с росписью инструктируемого и инструктирующего.

Освещение на рабочих местах должно соответствовать требованиям ВСН-34-91 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности». Электрооборудование и освещение должны быть выполнены во взрывобезопасном исполнении.

В проектируемом объекте источниками шума и вибрации могут служить компрессоры. Для снижения вредного воздействия шума осуществляется изоляция агрегатов от их основания при помощи виброзащитных элементов, строительство сооружения из шумопоглощающих плит, закрывающий компрессор. Для уменьшения вредного воздействия вибрации фундамент изолируют войлоком, асбестом.

Защита от шума обеспечивается в соответствии со «СНиП 23-03-2003.Защита от шума». Зона обслуживания нефтегазового сепаратора должна быть обозначена знаком безопасности по ГОСТ 12.4.026-76 [4].

Сепараторы должны быть оборудованы предохранительным клапаном, установленным с расчетом обеспечения удобства обслуживания и наблюдения за ним, снабженным выкидом с отводом, направляющим струю газа вверх. Для спуска жидкости предусматривают автоматически действующее устройства и открываемую вручную задвижку на отводной линии на случай порчи устройства.

Сепаратор должен иметь манометр для измерения давления, снабженный трехходовым краном и указателем уровня. На верху сепаратора устраивают площадку и лестницу для обслуживания и ремонтных работ.

При обслуживании сепараторов необходимо выполнять определенные правила. Перед подключением скважины к сепаратору, а также эксплуатации

сепаратора необходимо проверить исправность установленных на нем предохранительных клапанов, манометра, автоматического устройства для спуска жидкости. В зимнее время клапан нужно утеплить чтобы тарелка клапана не перемерзла к седлу. Регулировать предохранительный клапан следует на стенде. Для предотвращения аварий и несчастных случаев при подключении скважины к сепаратору и отключении ее необходимо соблюдать установленный порядок открывания и закрывания задвижек.

Особое внимание должно быть обращено на герметичность сепараторов и задвижек, так как даже небольшой пропуск в их корпусе или сальнике задвижек пожароопасен, а выделяющийся через неплотности нефтяной газ вреден для здоровья. При необходимости внутреннего осмотра или ремонта сепаратор должен быть изолирован от трубопроводов заглушками, продут до полного удаления газа, после чего очищен от остатков нефти и газа.

Заряды статического электричества возникают при интенсивном перемешивании веществ и примесей в сепараторе, а так же при длительном накоплении зарядов на электрооборудовании. В связи с этим оборудование должно быть заземлено согласно ГОСТ 12.1.03-81 и ГОСТ 21130-75, а одежда рабочих не должна накапливать электрического заряда, чтобы при контакте человека с оборудованием не происходило искры. Работники пользуются только исправными инструментами, приспособлениями, и приборами, исключающими искрообразование.

Выхлопные трубы двигателей спецтехники (подъемный кран, передвижная паропромысловая установка), должны быть обеспечены глушителями с искрогасителями и нейтрализаторами выхлопных газов. Для защиты от прямого удара молнии применяются молниеотводы.

Площадка размещения сепарационного оборудования обеспечивается первичными средствами пожаротушения: огнетушителями ОП-50 (класс В), ОУ-2, ОУ-5 (класс В), ящиком с песком 0,5 м, кошмой, бочками с водой - 200 литров и комплектом инструмента (лопаты - 2 шт, ломы - 2 шт, багры - 2 шт.), ведрами.

3 Экологичность проекта

Проектируемый процесс осуществляется в соответствии с законодательством по охране окружающей среды, действующим на территории РФ. По санитарно-гигиеническим нормативам и методам контроля уровень вредных веществ в объектах окружающей среды не должен превышать установленные ПДК [21-26].

Производственная деятельность предприятия предусматривает воздействие технологических процессов подготовки нефти и газа на объекты природной среды, поэтому вопросы охраны окружающей среды имеют большое значение [6]. При обустройстве нефтяных месторождений в системе сбора и подготовки нефти, газа и воды широко используются герметичные блочные установки различных модификаций.

Однако, несмотря на полную герметизацию всех технологических процессов до настоящего времени имеют место потери нефтяного газа как в процессе сепарации, так и при стабилизации нефти. Возможные потери нефти и газа при ее подготовке, транспортировке и хранении могут загрязнить окружающую среду. Для сокращения этих потерь, а также для снижения выбросов легких углеводородов в атмосферу сосуды (аппараты) поддерживают в исправном состоянии, для этого администрация предприятия своевременно проводит его осмотр и ремонт. При работе сепаратора наибольшую угрозу несут утечки продукции скважин и разделенных фаз через такие соединения как – фланцевые, резьбовые, сварные.

Данные соединения, как и внутрипромысловые трубопроводы подвержены коррозии, вследствие чего происходит нарушение целостности технологических линий и попадание нефтепродуктов в почву либо поверхностные воды.

Для уменьшения загрязнения атмосферы углеводородами и другими компонентами, содержащимися в газе, предусматривают сжигание газа в факелах. Меньше всех действию процесса самоочищения в атмосфере

подвергается двуокись серы. Это соединение способствует накоплению в атмосфере аэрозолей серной кислоты и сернокислого аммония, которые находятся в ней несколько раз дольше, чем газы. При соединении этих аэрозолей с пылевыми загрязнениями опасность загрязнения атмосферы значительно усиливается. Двуокись серы окисляется до сульфатов, которые из облаков и туманов могут выпадать с дождем и отравлять живые организмы. Поэтому внедрение усовершенствованных способов очистки и утилизации сероводородсодержащих газов, разработка прогрессивных технологических процессов и аппаратуры установок очистки серы – одно из действенных мероприятий по предотвращению загрязнения окружающей среды.

Для минимизации негативного влияния нефтепродуктов на окружающую среду на предприятии необходимо проводить следующие мероприятия:

- контролировать технологический режим работы оборудования;
- регулярная проверка состояния контрольно-измерительных приборов;
- не реже одного раза в квартал проводить проверку технического состояния сепаратора;
- согласно графику проводить контроль состояния трубопроводов, арматуры, соединений, осуществлять своевременный ремонт или замену.

4 Расчет экономических показателей

4.1 Общие сведения

В бакалаврской работе предлагается модернизация нефтегазовой сепарационной установки НГС-0,6-1200, применяемой для сепарации нефти от попутного растворенного в ней газа.

Повышение эффективности сепарации, а так же вывода газа достигается тем, что устройство имеет определенное количество перфорированных труб, расположенных горизонтально под слоем нефти, которые образуют циркуляционный контур с компрессором, ёмкостью и газосборником.

На основе экономического расчета определим эффективность внедрения технологической линии НГС-0,6-1200.

Цели экономической части:

- рассчитать общую сумму расходов на ввод установки в работу;

- определить годовой экономический эффект от эксплуатации данной установки.

Исходные данные для расчетов показателей экономической эффективности берем по материалам деятельности ООО «Газпром добыча Ямбург».

Основные исходные данные для определения экономической эффективности приведены в таблице 4.1. Экономические данные приведены за 2020 год.

Таблица 4.1 – Исходные данные для определения экономического эффекта

Наименование	Базовый вариант	Новый вариант
Объем внедрения, шт.	1	1
Стоимость сепаратора НГС-0,6-1200, руб.	4 205 255	–
Срок службы, лет	6	6
Цена тонны нефти, руб.	12790	12790
Межремонтный период, сут.	50	50

4.2 Расчет капитальных вложений

Произведем калькуляцию стоимости модернизированного узла. Результаты расчетов затрат на материалы для изготовления усовершенствованного узла приведем в таблице 4.2. Расчет основной заработной платы отражен в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Расчет стоимости основных материалов для монтажа

Наименование	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Перфорированный коллектор, шт	1	10320	10320
Газосборник, шт.	1	20680	20680
Компрессор поршневой, шт	1	85900	85900
Трубопроводная обвязка, м	35	266	9100
Итого			126000

Таблица 4.3 – Расчет основной заработной платы

Наименование операций	Разряд	Норма времени,ч.	Тарифная ставка, руб./ч	Сумма, руб.
Подготовительные работы	3	4,8	250	1203,3
Сверлильная	4	8,8	430	3793,5
Сварочная	5	9,5	637	6059,6
Слесарно-сборочная	4	20,9	390	8150
Премия (20% от тарифной заработной платы)				2030,6
Итого				21300

Расчет стоимости модернизированного узла приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет стоимости модернизированного узла

Статьи затрат	Сумма, руб.
Основные материалы	126 000
Транспортно – заготовительные расходы (5% от строки 2).	6300
Топливо и энергия на технологические цели (5% от строки 2).	6300
Основная заработная плата	21 300
Дополнительная заработная плата (10% от строки 5).	2130

Продолжение таблицы 4.4

Статьи затрат	Сумма, руб.
Отчисления на социальные нужды (30,2% от суммы строк 5 и 6).	7075,86
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (1% от суммы строк 5 и 6).	234,3
Расходы по подготовке и освоению производства (5% от суммы строк 5 и 6).	1171,5
Цеховые расходы (10% от суммы строк 5 и 6).	2343
Общепроизводственные расходы (25% от суммы строк 5 и 6). Производственная себестоимость продукции (сумма строк с 2 по 11).	5857,5 170 282,16
Внепроизводственные расходы (7% от производственной себестоимости). Полная себестоимость продукции (сумма строки производственной себестоимости и строки 12).	11 919,75 182 201,91
Прибыль (20% от полной себестоимости)	36 440,38
Цена предприятия (сумма полной себестоимости и строки 13).	218 642,29
Налог на добавленную стоимость (18% от цены предприятия). Отпускная цена (цена предприятия плюс НДС).	39 355,61 258 000

Цену модернизированного узла определяю по формуле

$$Ц_н = Ц_б - Ц_{бу} + Ц_{ну}, \quad (4.1)$$

где $Ц_б$ – цена базовая, руб.;

$Ц_{бу}$ – цена базового узла, руб.;

$Ц_{ну}$ – цена нового узла, руб.;

$Ц_н$ = 4 205 255 – 0 + 258 000 = 4 463 255 р.

4.3 Расчет эксплуатационных затрат проекта

Годовые эксплуатационные затраты связаны:

- с обслуживанием, эксплуатацией, текущим ремонтом приборов, средств или систем автоматизации, машин и оборудования;

- услуги, полученные со стороны на содержание оборудования и рабочих мест;

- услуги вспомогательных производств и сторонних организаций по ремонту;

Расчет стоимости вспомогательных материалов приведен в таблице 4.5, расчет основной заработной платы при ремонте приведен в таблице 4.6, а так же расчет стоимости ремонта оборудования, который приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.5 – Расчет стоимости вспомогательных материалов при ремонте

Наименование изделий	Кол-во, шт., (кг)	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Набор слесарного инструмента	1	2000	2000
Электроды ЛЭЗ МР-3, ⌀ 3 мм	5	620	620
Итого			2620

Таблица 4.6 – Расчет основной заработной платы при ремонте нефтегазового сепаратора

Наименование операций	Разряд	Норма времени,ч.	Тарифная ставка, руб./ч	Сумма, руб.
1.Подготовительная	3	2,18	250	545,7
2. Разборка	4	4,24	390	1653,7
3. Сварочная	5	6,8	637	4325,6
4. Сборка	4	4,5	390	1780
Итого				8305

Таблица 4.7 – Расчет стоимости ремонта оборудования

Статьи затрат	Сумма, руб.
Основные материалы	2620
Основная заработная плата	8305
Дополнительная заработная плата (10% от строки 3).	830,5
Отчисления на социальные нужды (30,2% от суммы строк 3 и 4).	2758,9
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (1% от суммы строк 3 и 4).	91,35

Продолжение таблицы 4.7

Статьи затрат	Сумма, руб.
Расходы по подготовке и освоению производства (5% от суммы строк 3 и 4).	456,77
Цеховые расходы (10% от суммы строк 3 и 4).	913,55
Общепроизводственные расходы (25% от суммы строк 3 и 4).	2283,87
Итого:	18259,74

Годовые текущие издержки определяют по формуле

$$И = \left(\frac{365}{T}\right) \cdot C_p \cdot n, \tag{4.2}$$

где T – межремонтный период, сут.;

C_p – стоимость ремонта, руб.;

n – количество единиц оборудования.

Для модернизированного сепаратора получим

$$И_н = \left(\frac{365}{T}\right) \cdot C_{рнов} \cdot n = \left(\frac{365}{50}\right) \cdot 18259{,}74 \cdot 1 = 133295{,}1 \text{ р.}$$

Каждый рабочий имеет в своем пользование инструмент, применяемый для обслуживания оборудования, затраты определяются из расчета 500 рублей на одного рабочего в год, тогда затраты на инструмент вычислим по формуле

$$С_и = Ц_И \cdot n = 500 \cdot 4 = 2000 \text{ р.}, \tag{4.3}$$

где $Ц_И$ – цена инструмента, руб.;

n – число обслуживающего персонала.

Затраты на электроэнергию в год определяются по формуле

$$С_э = Ц_э \cdot А = 2{,}3 \cdot 4\,080172{,}61 = 9\ 384\,397 \text{ р.}, \tag{4.4}$$

где $Ц_э$ – цена электроэнергии за 1 кВт·ч, руб.;

А – годовое потребление электроенергии, кВт·ч;

$$A = N_c \cdot K_c \cdot T = 500 \cdot 0{,}65 \cdot 12554{,}4 = 4080172{,}61\,кВт \cdot ч, \quad (4.5)$$

где N_c – суммарная мощность силовых приводов, кВт, $N_c = 500$ кВт;

K_c – коэффициент одновременности, $K_c = 0{,}65$;

Т – годовое количество рабочих часов, ч.;

$$T = 365 \cdot K_э \cdot 24 = 365 \cdot 0{,}975 \cdot 24 = 12554{,}4\,ч., \quad (4.7)$$

где $K_э$ – коэффициент эксплуатации

$$K_э = \frac{T_к - (T_{рем} + T_{орг})}{T_к} = \frac{8760 - (175 + 46)}{8760} = 0{,}975, \quad (4.8)$$

где $T_к$ – количество часов в году, ч., $T_к$=8760 ч.;

$T_{рем}$ – время, затрачиваемое на ремонт оборудования, ч., $T_{рем}$=175 ч.;

$T_{орг}$ – время простоев оборудования, ч., $T_{орг}$=46 ч.

Рассчитаем фонд заработной платы персонала установки в месяц согласно формуле

$$ЗП_м = ЗП_р \cdot n_{скв} = 70\,300 \cdot 1 = 70\,300\ р. \quad (4.9)$$

где $ЗП_р$ – средняя заработная плата рабочего в месяц, руб., $ЗП_р$=70 300 руб.;

$n_{скв}$ – количество эксплуатируемых скважин, $n_{скв}$ = 1.

Годовой фонд заработной платы персонала установки

$$ЗП_г = ЗП_м \cdot 12 = 70\,300 \cdot 12 = 843600\ р. \quad (4.10)$$

Расходы на ЕСН и взносы в социальное страхование.

Рассчитаем отчисления ЕСН и взносов в социальное страхование (26,2% от $ЗП_г$)

$$ЗП_{страх} = ЗП_г \cdot 0{,}262 = 843600 \cdot 0{,}262 = 221023{,}2\ р. \quad (4.11)$$

Ежегодные затраты на амортизацию составляют 15% от стоимости оборудования

$$А = Ц_н \cdot 0{,}15 = 5922987{,}3 \cdot 0{,}15 = 888448{,}1 \text{ р.} \quad (4.12)$$

где $Ц_н$ – цена нового оборудования, руб., $Ц_н$ = 5 922 987,3 р.

Затраты по охране труда и технике безопасности исчисляют исходя из средних затрат на одного рабочего в размере 1500 р.

$$З_{охр} = Ц_{охр} \cdot n = 1500 \cdot 4 = 6000 \text{ р.} \quad (4.13)$$

где $Ц_{охр}$ – цена затрат на проведение инструктажей на одного рабочего, руб.;

n – количество рабочих.

Итоги расчетов эксплуатационных затрат представлены в смете годовых расходов в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Смета годовых расходов

Статья затрат	Сумма, руб.
Затраты на материалы	126 000
Расходы на электроэнергию	9 384 397
Расходы на оплату труда	843 600
Расходы на ЕСН и взносы в социальное страхование	66967,2
Расходы на амортизацию оборудования	888 448,1
Затраты на ремонт оборудования	133 295,1
Расходы на охрану труда и технику безопасности	6 000
Итого расходов	11 448 707,4

4.4 Расчет экономического эффекта от внедрения повышенной производительности системы вывода газа

Проектная производительность сепаратора НГС-006-1200 по нефти и по газу ($м^3$/год) сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Производительность сепаратора НГС-0,6-1200

Показатель	НГС-0,6-1200, $м^3$	НГС-0,6-1200, $м^3$ (после оптимизации)	Разница производительности, $м^3$
$V_{нефти}$ $м^3$/год	837547	838500	953
$V_{газа}$ $м^3$/год	54750	58400	3650

Объем выручки в год найдем по формуле до внедрения

$$Р_{т1} = С_н \cdot \Delta V = 12789 \cdot 837547 = 10711388 \text{ тыс. р.}$$

(4.14)

где $C_н$ – стоимость тонны нефти, руб/м^3;

ΔV – прирост производительности сепаратора, м^3.

Объем выручки в год найдем по формуле после внедрения

$$Р_{т2} = С_н \cdot \Delta V = 12789 \cdot 838500 = 10723576 \text{ тыс. р.}$$

(4.15)

где $C_н$ – стоимость тонны нефти, руб/м^3;

ΔV – прирост производительности сепаратора, м^3.

Объем выручки в год найдем по формуле

$$Р_т = Р_{т2} - Р_{т1} = 10723576500 - 10711388583 = 12187917 \text{ р.}$$

(4.16)

где $Р_{т1}$ – объем выручки в год до внедрения, руб.;

$Р_{т2}$ – объем выручки в год после внедрения, руб.

Годовая валовая прибыль определяется по формуле

$$П_в = Р_т - З = 12187917 - 11448707{,}4 = 739\,209{,}6 \text{ р.,} \quad (4.17)$$

где $Р_т$ – объем выручки в год, руб.;

З – объем годовых расходов, руб.

Среднегодовую валовую прибыль найдем по формуле

$$П_{среднегод} = П_в / t_{сл}, \quad (4.18)$$

где $t_{сл}$ – срок службы оборудования, лет;

$П_в$ – годовая валовая прибыль, руб.;

$$П_{среднег} = П_В / 6 = 739209{,}6 \ / 6 = 123\,201{,}6 \text{ р/год.}$$

Годовая чистая прибыль с учетом налога на прибыль, равного 20% определяется по формуле

$$ЧП = П_в - (П_в \cdot 20\%) = 739209{,}6 - (739209{,}6 \cdot 20\%) = 591367{,}68\,р. \qquad (4.19)$$

Среднегодовая чистая прибыль:

$$ЧП_{среднегод} = ЧП / t_{сл} = 591367{,}68 / 6 = 98561{,}28\,р., \qquad (4.20)$$

где ЧП – годовая чистая прибыль, руб.;

$t_{сл}$ – срок службы оборудования, лет.

Все показатели, отражающие эффективность предлагаемых технических решений сведем в сравнительную таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Экономический эффект от эксплуатации нефтегазового сепаратора НГС-0,6-1200 с повышенной эффективностью системой вывода газа

Показатели	Варианты		Отклонение	
	базовый	новый	абсолютное	%
1 Объем внедрения, шт.	1	1	-	-
2 Цена сепаратора НГС-0,6-1200, руб.	4 205 255	5 922 987	+1717732	+25
3 Нормативный срок службы, лет	6	6	-	-
4 Объем отсепарированной нефти, $м^3$	837547	838500	+953	+0,11
5 Объем отсепарированного газа, $м^3$	54750	58400	+3650	+6,6
6 Объем выручки в год , руб.	10723576 тыс.	12187917 тыс.	+1 464 тыс.	+15
7 Экономический эффект, руб.: - за расчетный период - среднегодовой	- -	739 209 123 201	- -	- -
8 Чистая прибыль, руб.: - за расчетный период - среднегодовая	- -	591 367 98 561	- -	- -

Вывод: повышение эффективности вывода газа сепаратора НГС-0,6-1200 экономически целесообразна и перспективна. Однако возникает необходимость размещения дополнительного оборудования и его эксплуатации, что снижает надежность работы сепаратора.

Общая сумма капитальных затрат на приобретение новой установки равна 5 922 987,3 рублей. Экономический эффект от усовершенствования по расчетам составил 739 209,6 рублей.

5 Коммерциализация проекта

5.1 Варианты монетизации

Продажа патента на полезное изобретение. Осуществляется путем заключения договора отчуждения патента. Договор, по которому будет происходить уступка патента, должен будет пройти государственную регистрацию в Роспатенте.

Использование патента в рамках лицензионного договора. Лицензионный договор в обязательном порядке должен быть зарегистрирован в Федеральном органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности (Роспатенте). Только в этом случае сделка будет считаться состоявшейся.

По простому лицензионному договору. Простая (неисключительная) лицензия предполагает равные или неравные права лицензиара (лицо, передающее право) и лицензиата (лицо, получающее право). При этом покупатель лицензии получит право использования изобретения, а патентообладатель оставит за собой право выдавать лицензии другим лицам и использовать свое техническое решение в личных целях. В рамках простой неисключительной лицензии можно уточнить территорию использования патента, передать права на использование патента только по одному независимому пункту изобретения из группы изобретений, уточнить виды использования и т.д.

По исключительному лицензионному договору. Исключительная лицензия наделяет лицензиата эксклюзивными правами, поскольку в данном случае патентообладатель лишается возможности заключать лицензионные договоры на передачу прав на патент с другими лицами, а также, если договором не предусмотрено иное, сам теряет право использовать свой патент.

5.2 SWOT – анализ

SOWT-анализ (Strentgts, Weaknesses, Opportunities, Threats) – метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории. Сильные (S) и слабые (W) стороны являются факторами внутренней среды объекта анализа, (то есть тем, на что сам объект способен повлиять); возможности (O) и угрозы (T) являются факторами внешней среды.

SOWT-анализ стартапа представлен на таблице 5.1.

Таблица 5.1 – SOWT – анализ

СИЛЬНАЯ СТОРОНА	СЛАБАЯ СТОРОНА	ВОЗМОЖНОСТИ	УГРОЗЫ
-повышения производительности -повышения эффективности газовыделения; -снижения или сохранения массогабаритных размеров; - усиление процесса пеноразрушения	- доп.затраты на оборудование и технологии; - технологии, используемые для повышения эффективности вывода газа, могут быть дорогими и сложными в реализации; -методы повышения эффективности вывода газа могут привести к увеличению износа оборудования и требовать дополнительные требовать дополнительных затрат на его замену и ремонт	-снижение затрат на эксплуатацию и увеличение добычи НГС; - появление дополнительного спроса на новый продукт;	-внезапные изменения цен на НГС и изменения в экономической ситуации могут привести к сокращению инвестиций в улучшение процесса вывода газа из сепаратора; -недостаток квалифицированных специалистов, знакомых с новыми технологиями и методами повышения эффективности, может стать препятствием для успешного внедрения изменений в процесс вывода газа

5.3 Целевая группа клиентов

В таблице 5.1 представлен реестр заинтересованных сторон проекта.

Таблица 5.2 – Реестр заинтересованных сторон проект

№	Заинтересованные стороны проекта: люди, группы и организации	Чем проект интересен для них?	Чем они могут быть полезны проекту?	Стратегии управления (мероприятия по управлению заинтересованными сторонами проекта), направленные на вовлечение заинтересованной стороны в проект (при положительном интересе) или по нейтрализации влияния (при отрицательном интересе к проекту)
1	ООО «Спецмаш»	Непосредственное использование лицензии для улучшения качества своих услуг, предоставление возможности по повышению надежности и эффективности сепаратора НГС	Консультация повозможности реализации технического решения, опытное использование усовершенствования, потенциальный лицензиар	Участие в конференциях, создание рекламного материала, направленного на привлечения внимания, прямое взаимодействие
2	ООО «Завод ПЕНЗЭНЕРГОМАШ»	Непосредственное использование лицензии для улучшения качества своих услуг, предоставление возможности по повышению надежности и эффективности сепаратора НГС	Консультация поповоду возможности реализации технического решения, потенциальный выход на международный рынок	Участие в конференциях, прямое взаимодействие.

Продолжение таблицы 5.2

№	Заинтересованные стороны проекта: люди, группы и организации	Чем проект интересен для них?	Чем они могут быть полезны проекту?	Стратегии управления (мероприятия по управлению заинтересованными сторонами проекта), направленные на вовлечение заинтересованной стороны в проект (при положительном интересе) или по нейтрализации влияния (при отрицательном интересе к проекту)
3	ООО «Технопром»	Непосредственное использование лицензии для улучшения качества своих услуг, предоставление возможности по повышению надежности и эффективности сепаратора НГС	Консультация повозможности реализации технического решения, применение тех или иных компонентов	Участие в конференциях,прямое взаимодействие Консультация повозможности реализации технического решения, применение тех или иных компонентов
4	«Завод «Нефтегазобордование»	Непосредственное использование лицензии для улучшения качества своих услуг, предоставление возможности по повышению надежности и эффективности сепаратора НГС	Консультация повозможности реализации технического решения, опытное использование усовершенствования, потенциальный лицензиар	Участие в конференциях, создание рекламного материала, направленного на привлечения внимания, прямое взаимодействие
5	«Самарский резервуарный завод»	Непосредственное использование лицензии для улучшения качества своих услуг, предоставление возможности по повышению надежности и эффективности сепаратора НГС	Консультация поповоду возможности реализации технического решения, потенциальный выход на международный рынок	Участие в конференциях, прямое взаимодействие.

5.4 Объем рынка

Сфера использования сепаратора НГС – энергетические комплексы, газораспределительные станции, нефтедобывающие установки, в нефтехимии и непосредственно на нефтегазовых месторождениях, где повышено содержание конденсата в веществе.

Объем рынка нефтегазосепараторов в России велик, благодаря развитой нефте и газодобыче на территории страны. Прогнозируется рост рынка нефтегазосепараторов в России на 6,9% в период с 2024 по 2027 годы. Рост объемов добычи нефти и газа и требования к экологической безопасности и качеству продукции способствуют росту спроса на высококачественное оборудование для сепарации нефти и газа, включая сепараторы НГС.

В России существует ряд крупных компаний, которые занимаются производством сепараторов НГС:

«Самарский резервуарный завод» – одно из крупнейших в России предприятий по производству стальных резервуаров. Проектная мощность завода – более 30 000 тонн металлоконструкций в год. Многолетний опыт и современное производство дают возможность «СРЗ» стабильно работать в условиях жесткой конкуренции, своевременно обеспечивая заказчиков металлоконструкциями резервуаров, и постоянно расширять спектр оказываемых услуг. Самарский резервуарный завод оснащен современным высокопроизводительным оборудованием, необходимым для изготовления резервуаров как методом рулонирования, так и способом полистовой сборки. Собственное проектное бюро дает возможность решать задачи по проектированию резервуаров. Предприятие сотрудничает с ведущими проектными институтами страны.

Уфимский завод нефтегазового оборудования (УЗНО) — стабильно работающее предприятие, специализирующееся на производстве сварных металлоконструкций, в первую очередь емкостного оборудования.

Поволжский завод «Спецмаш» занимается производством металлоконструкций. Компания осуществляет производство емкостного, теплообменного и сепарационного оборудования; производство нестандартных металлоконструкций и аппаратов; производство нестандартных металлоконструкций и аппаратов. Всё это позволяет комплексно решать задачи, стоящие перед заказчиками - от изготовления нефтегазовых аппаратов до создания программного обеспечения для контроля технологических и эксплуатационных процессов.

Завод «Ремстроймаш» осуществляет свою деятельность в сфере нефтегазового и химического машиностроения, общего машиностроения и стройиндустрии народного хозяйства России. Предприятие входит в состав финансово-промышленной группы и располагает необходимой конструкторской базой, производственными площадями, станочным парком, грузоподъемными и транспортными механизмами, обеспечивающими полный технологический цикл проектирования и изготовления емкостного, нестандартизированного оборудования и металлоконструкций.

Касаемо зарубежных аналогов стоит отметить такие фирмы: «Centrilift», «Gas Process Equipment Company», «ODI», «Generon», «Tetra technologies» .

Фирма «Centrilift», рекомендует и поставляет газосепараторы двух типов: гравитационные и центробежные.

Гравитационные газосепараторы для газосодержания до 10%. Центробежные газосепараторы обеспечивают по данным фирмы, отделение до 90% свободного газа. Для условий повышенного газосодержания на приеме насоса фирма «Centrilift», может поставлять специальные сдвоенные центробежные газосепараторы.

Фирма «ODI», выпускает вихревые газосепараторы для газосодержания на приеме насоса свыше 10%.

В конструкции этого газосепаратора в отличии от центробежного отсутствует центробежная камера. Фирма считает что возбуждение слабого вихря приводит к естественному отделению газа от газожидкостной смеси с

такой же эффективностью как и в центробежном газосепараторе, но при меньшем потреблении мощности, что повышает надежность оборудования.

Компания «Tetra technologies» из США ориентирована на производство оборудования для добычи нефти и газа как на воде, так и на суше, а также на тестирование оборудования для разработки инновационных решений для повышения производительности. Горизонтальные сепараторы доступны в двух комплектациях: стандартное и высокое давление.

5.5 Поиск партнеров

Был произведен поиск партнеров, которые непосредственно заинтересованы в применении данного патента.

ООО «Petro Tool».

Специалисты ООО «ПетроТул» оказывают спектр инженерно-технологических услуг при бурении нефтяных и газовых скважин. Предприятие осуществляет интегрированное управление проектом (IPM), включающее координацию и администрирование выполнения работ заказчика через обеспечение инженерного, технического, а по необходимости логистического сопровождения проекта. Включает в себя предоставление необходимых технологий и оборудования заказчику: анализ ближайшей группы пробуренных скважин, инженерно-технико-экономические расчеты, проект строительства скважин, телеметрия, долотный сервис и т.д. Компанией отмечен научный и коммерческий интерес, зафиксированный в соответствующем отзыве.

ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК».

ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» является одним из ведущих научно-производственных предприятий в России, занимающимся разработкой и внедрением уникальных технологий – забойных телеметрических систем с беспроводным электромагнитным и комбинированным каналами связи для управления траекторией бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин. Предприятие предоставляет следующие виды

услуг: составление проектной траектории ствола скважины; контроль за параметрами траектории ствола скважины в процессе бурения; запись в процессе бурения гамма-каротажа (ГК), индукционного каротажа (ИК) и каротажа сопротивлений (КС); предоставление в режиме реального времени геофизических, технологических параметров и данных инклинометрии по технологии WITS.

Предприятие также осуществляет поставки комплексов телеметрии и геонавигации, осуществляет их сервисное обслуживание, ремонт, тарирование, обучение персонала заказчиков. Компания имеет особый технический и коммерческий интерес с целью реализации предложенной идеи. Данная характеристика представлена в соответствующем отзыве.

ООО «Техэксперт».

Основным видом деятельности ООО «Техэксперт» являются по техническому контролю, испытаниям и анализу прочая. Компания также зарегистрирована в таких категориях ОКВЭД как предоставление прочих технических консультаций, деятельность консультантов, кроме архитекторов, проектировщиков и консультантов по управлению, в области метрологии, деятельность профессиональная, научная и техническая прочая, не включенная в другие группировки, в области технического регулирования и стандартизации, научные исследования и разработки естественных и технических наук, не включенные в другие группировки, сертификация продукции, услуг и организаций и других. ООО «Техэксперт» было отмечено наличие технической и коммерческой составляющих, представляющих интерес для них интерес с целью реализации предложенной идеи. Данная характеристика представлена в соответствующем отзыве.

ООО «РН-ремонт НПО».

ООО «РН-Ремонт НПО» предприятие машиностроительного кластера. Основные виды деятельности: сервисное облуживание нефтепромыслового оборудования, ремонт нефтепромыслового и бурового оборудования, производство и изготовление нефтепромыслового оборудования, ремонт и

изготовление оборудования для нефтехимической промышленности. Компанией отмечен научный и коммерческий интерес, зафиксированный в соответствующем отзыве.

5.6 Каналы продвижения

В любом бизнесе реклама – это двигатель прогресса. Если люди не слышали о нашем стартапе, не знают, какой продукт либо услугу он предлагает, они не станут покупать. Площадками для продвижения личного бренда и самого себя является, на момент 2023 года являются Instagram, Facebook, ВКонтакте, Telegram. Но в нашем случае они будут являться дополнительными каналами распространения, поскольку в нефтегазовой сфере социальные сети не являются основным источником привлечения внимания к проекту.

Активное участие в научных конференциях позволяет найти не только потенциальных клиентов, но и дает общение и свежий взгляд на проект. А именно хорошие комментарий, которые мотивируют и позволяют улучшить проект, а не критикующие и утверждающие невозможность реализации стартапа.

Участие в промышленных форумах таких как: Российский промышленный форум, национальный промышленный форум, промышленный форум Удмуртии, ВДНХ-экспо и другие. На таких площадках можно показать презентацию патента и привлечь внимание к своему проекту.

Посещение инвестиционных клубов, кружков, выход в свет и общение с людьми для поиска партнеров и инвесторов.

Ключевыми партнерами на данный момент являются: УГНТУ – данный партнер отвечает за профессиональную подготовку кадров, реализацию научного потенциала посредством наличия научно-технического литературного материала и проведением различных конференций.

ООО «Petro Tool», ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК», ООО «Техэксперт», ООО «РН-ремонт НПО», непосредственно заинтересованы в применении и реализации предложенной технической идеи. Посредством их производственных мощностей и специалистов возможно получить качественный практический анализ применения предложенного технического решения, посредством которого возможно будет доработать и применить его на других конструкциях сепараторов НГС, отличающихся типоразмерами и технической характеристикой.

5.7 Бизнес модель

Конечным ценностным продуктом для покупателя будет сепаратор с повышенной эффективностью вывода газа с помощью эффекта барботажа.

Графическое изображение бизнес-моделя отражено на рисунке 5.1.

Рисунок 5.1 – Бизнес модель

Каналы продвижения:

- для эффективного развития и масштабирования стартапа в бизнес необходимо говорить о продукте (для того чтобы привлечь инвестиции необходимо, показывать свою компетентность и высокую проработанность стартапа, площадкой для продвижения личного бренда и самого себя на момент 2023 года являются социальные сети «ВКонтакте», «Телеграм», а также создание сайтов в интернете);

- активное участие в научных конференциях позволяет найти не только потенциальных клиентов, но и дает общение и свежий взгляд на проект;

- участие в промышленных форумах. На таких площадках можно показать проделанную работу по симулятору и привлечь внимание к своему продукту;

- посещение инвестиционных клубов, выход в свет и общение с людьми для поиска партнеров и инвесторов.

5.8 Риски проекта

При реализации любого проекта могут возникнуть различные факторы, которые либо не позволят реализовать проект, либо сведут его прибыльность к нулю. Риски могут быть различные:

- нехватка финансирования;
- дорогие компоненты;
- отсутствие экономического эффекта;
- кадровые (отсутствие на рынке труда специалистов в данной области, а также учебных заведений, которые могли бы подготовить их);
- научные (отсутствие исследований, программных комплексов нереальность реализации);
- геополитические и другие.

Основные риски данного проекта представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Риски проекта

Риск	Характеристика	Мероприятия по предотвращению
Отсутствие повышения эффективности вывода газа	Разработанный проект работает не корректно	Готовить запасные методы оптимизации, более внимательно производить расчет эффекта внедрения нововведения
Отсутствие финансирования, недостаточная заинтересованность в проекте	Отсутствие интересов у инвесторов, не удачное участие в грантовых конкурсах, неграмотно составленная рекламная кампания	Принимать участие во всех конкурсах и конференциях
Выход из строя самого оборудования за счет изменения структуры работы	Не повышается производительность	Проверка перед началом работ
Прекращение хоздоговорной деятельности с заказчиком	Снижение спроса, ухудшение статистических данных	Выполнение своих обязанностей, доработка модели

5.9 Источники финансирования

Любой проект требует первоначальных вливаний в него денежных средств. В таблице 5.4 отображены основные источники финансирования проекта.

Таблица 5.4 – Источники финансирования проекта

№	Наименование этапа, задачи	Источники финансирования			Сумма, руб
		Источник 1	Источник 2	Источник 3	
1	Регистрация патента	-	-	Личные средства	3150

Продолжение таблицы 5.4

№	Наименование этапа, задачи	Источники финансирования			Сумма, руб
		Источник 1	Источник 2	Источник 3	
2	Внедрение опытных образца на предприятие для сбора аналитических данных	Грант “Умник”	Инвесторы	Личные средства	100000
3	Реклама, расходы, связанные с передвижением и продвижением	Грант “Умник’	Инвесторы	Личные средства	100000
Итого		-	-	-	203150

5.10 План реализации стартапа

В таблице 5.5 представлена календарный план пореализации стартапа, в которое отражается этапы, результаты, ответственные лица.

Таблица 5.5 – План реализации стартапа

Этап проекта	Краткое описание	Тип (завершение этапа/контрольная точка)	Сроки	Ответственный	Уровень контроля
1	Планирование проекта	Завершение этапа	10.11.2022 12.12.2022	Гутупов Д.А.	Внутр.
2	Анализ рынка	Контрольная точка	13.12.2022 01.01.2023	Гутупов Д.А.	Внутр.
3	Разработка технического решения	Контрольная точка	15.01.2023 15.06.2023	Гутупов Д.А.	Внутр.
4	Патентование	Завершение этапа	01.07.2023 01.11.2023	Гутупов Д.А.	Внутр.
5	Промышленные испытания	Контрольная точка	01.12.2023 01.06.2024	Гутупов Д.А.	Внутр.
6	Выход на рынок	Завершение этапа	02.06.2024 31.06.2024	Гутупов Д.А.	Внутр.
	Завершение проекта		01.07.2024 30.07.2024	Гутупов Д.А.	Внутр.

Примечание – внутр. – внутренний

5.11 Планируемые результаты проекта

Любой проект должен быть результативным. Так как данный проект несет в себе не только коммерческий, но и научно-технический интерес, то в ходе его реализации будут решаться и научные вопросы, и задачи, а именно публикация в рецензируемых изданиях, более подробная результативность проекта представленав таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Научная результативность проекта

Описание планируемого результата проекта	Планируемый показатель результативности проекта
Научные публикации	3 (1 – реализована)
Патент	1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы было уделено внимание обзору существующих конструкций сепараторов применяемых на установках подготовки нефти, проанализированы достоинства и недостатки установок различно типа и принципа действия.

Предлагаемый способ повышения эффективности вывода газа позволит увеличить производительность горизонтального сепаратора и как следствие поднять количество прибыли предприятию за реализацию товарной нефти и попутного нефтяного газа, который используется как ценное сырье для химической промышленности, даже не менее ценное чем товарная нефть.

В ходе выполнения работы были выполнены прочностные расчеты отдельных узлов сепаратора. Были рассмотрены методики ремонта деталей вышедших из строя.

В разделах безопасности и экологичности проекта рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, безопасности труда при использование данного сепаратора, обеспечения пожаробезопасности, электробезопасности, освещенности.

Экономическая эффективность предложенного усовершенствования подтверждена расчетом, экономический эффект за год составил
739 209,6 рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Измерительные установки ЗАО «ОЗНА – ИС»: каталог продукции. – Уфа: Информреклама, 2013.- 96с.2

2 Ананенков А.Г. Техническое регулирование при эксплуатации объектов газовой промышленности: А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Е.И. Котельникова. – Газовая промышленность, 2003. – № 11. – С. 32–35.

3 Тимонин А.С. Основы конструирования и расчета химико-технологического и природоохранного оборудования: А.С. Тимонин. – Справочник. – Калуга: Издательство Н.Бочкаревой, 2002. -852 с.

4 Исмагилов Ф.Р. Экология и новые технологии очистки сероводородсодержащих газов: Ф. Р Исмагилов. – Уфа: изд-во Экология, 2000. 214 с.

5 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: А.К. Мановян. – Москва: Химия, –2001. –568 с.

6 Каплан Л.С. Справочное пособие нефтяника. Часть вторая: справочное пособие / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Уфа – Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2003. – 372 с.

7 Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учебник для ВУЗов /Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – Москва: Недра, 1984. – 464 с.

8 Айнштейн В.Г. – Общий курс процессов и аппаратов химической технологии: учебник / В.Г. Айнштейн. – Москва: Химия, 2002. – 872 с.:ил.

9 Беляева В.Я. Нефтегазовое строительство: учебник / В.Я. Беляева. – Москва: Омега-Л, 2005. – 744 с.

10 Бурков В.Н. Экологическая безопасность: В.Н. Бурков, А.В. Щепкин. – Москва: ИПУ РАН, 2003. – 92 с.

11 Голубев В.Ф. Расчет вариантов технологического исполнения установок предварительного сброса воды в ООО «РН-Юганскнефтегаз»: пособие / В.Ф. Голубев. – Нефтяное хозяйство. – 2010. – №2. – С. 109 – 111.

12 Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: учебное пособие для вузов / И.И. Дунюшкин – Москва: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.

13 Арустамов Э.А. Охрана труда. Справочник: Э.А. Арустамов. – Москва: Дашков и К, 2008. – 588 с.

14 Волкова А.А. Определение категории взрывопожарной опасности помещения: метод. указания по курсу «БЖД»: А.А. Волкова, М.Е.Тетеркин, М.А. Чекмарева. – Екатеринбург: УГТУ, 1995. – 12 с.

15 Бурков В.Н. Экологическая безопасность: В.Н. Бурков, А.В. Щепкин. – Москва: ИПУ РАН, 2003. – 92 с.

16 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: – Москва: Госгортехнадзор России, 2005. – 161 с.

17 Шарипов А.Х. Охрана труда в нефтяной промышленности: А.Х. Шарипов, Ю.П. Плыкин. – Москва: Недра, 2001. – 159 с.

18 Государственная итоговая аттестация: учебно-методическое пособие / сост. Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 318 Кб.

19 Указание к выполнению выпускной квалификационной работы для бакалавров: учебно-методическое пособие / сост. Р.И. Сулейманов, Р.Г. Хабибуллина, И.Ф. Галиуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 452 Кб.

20 Сборник приложений к выпускной квалификационной работе: учебно-методическое пособие / сост. И.Ф. Галиуллина, Р.Г. Хабибуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 746 Кб.

21 Федеральный закон от 21.02.1992 г. № 2395-1 (ред. от 29.12.2022) “Закон о недрах” – 1250 Кб - URL: www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

22 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ (ред. от 14.07.2022) “Об охране окружающей среды” – 1300 Кб – URL: https://www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

23 Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 11.06.2021) “Об охране атмосферного воздуха” – 320 Кб – URL: https://www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

24 Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ (ред. от 19.12.2022) “Об отходах производства и потребления” – 980 Кб – URL: https://www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

25 "Водный кодекс Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.04.2023) – 3240 Кб – URL: https://www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

26 "Лесной кодекс Российской Федерации" от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 28.04.2023) – 3300 Кб – URL: https://www.consultant.ru (дата обращения 17.05.2023 г.).

27 Учебно-методическое пособие по выполнению экономической части выпускной квалификационной работы для студентов направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» / сост.: Л. Н. Мамаева. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 315 Кб. – URL: http://bibl.rusoil.net (дата обращения 12.04.2023).

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИОННО-ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Перечень демонстрационных материалов

1 Система вывода газа (Схема комбинированная принципиальная)
2 Горизонтальная сепарационная установка (Чертеж общего вида)
3 Сепаратор НГС-0,6-1200 (Сборочный чертеж)
4 Коллектор подачи газа (Сборочный чертеж)
5 Перфорированная труба. Фланец. Тройник. Уголок. Пластина. Патрубок (Чертежи деталей)

6 Обечайка. Крышка левая. Крышка правая. Цапфа. Входной патрубок. Штуцер выхода нефти (Чертежи деталей)
7 Экономический эффект от эксплуатации нефтегазового сепаратора НГС-0,6-1200 с оптимизированной системой вывода газа (Таблица)

Перечень рисунков в ВКР

		Лист
Рисунок 1.1 –	Вертикальный сепарационный трап ……..	9
Рисунок 1.2 –	Вертикальный нефтегазовый сепаратор……	11
Рисунок 1.3 –	Горизонтальный сепаратор…….	13
Рисунок 1.4 –	Двухъемкостной гидроциклонный сепаратор……...	14
Рисунок 1.5 –	Сферический сепаратор……...	15
Рисунок 1.6 –	Сепаратор НГС-0,6-1200…….	24
Рисунок 1.7 –	Карта контроля сварных соединений…….	28
Рисунок 1.8 –	Принципиальная схема оптимизации …….....	38
Рисунок 1.9 –	Система вывода газа……	39
Рисунок 1.10 –	Перфорированная труба……..……	40
Рисунок 1.11 –	Устройство для сепарации нефтегазовой смеси……...	41
Рисунок 1.12 –	Общий вид аппарата……	43
Рисунок 1.13 –	Цилиндрическая обечайка……...	44
Рисунок 1.14 –	График определения коэффициента β_1 …….	48
Рисунок 1.15 –	График для определения коэффициента λ…….	50
Рисунок 1.16 –	График для определения ψ_3 ……	55
Рисунок 1.17 –	Конструкции укреплений отверстий……..	57
Рисунок 2.1 –	Динамика смертельного травматизма……	68
Рисунок 5.1 –	Бизнес модель……...	92

Перечень таблиц в ВКР

Лист

Таблица 1.1 –	Материальное исполнение сепараторов …….	18
Таблица 1.2 –	Основные технические параметры сепараторов типа НГС...	18
Таблица 1.3 –	Технические параметры сепаратора TS–1440–42–10–H……	19
Таблица 1.4 –	Технические параметры сепараторов «SEC»……..	20
Таблица 1.5 –	Технические параметры сепараторов «Tetra Technologies»..	21
Таблица 1.6 –	Сравнительная характеристика сепараторов……...	21
Таблица 1.7 –	Исходные данные для расчета рабочих параметров сепаратора……...	29
Таблица 1.8 –	Исходные данные……	35
Таблица 1.9 –	Исходные данные для расчета фланцевого соединения…...	47
Таблица 1.10 –	Исходные данные……..…….	58
Таблица 4.1 –	Исходные данные для определения экономического эффекта……...	74
Таблица 4.2 –	Расчет стоимости основных материалов для монтажа……...	75
Таблица 4.3 –	Расчет основной заработной платы……..	75
Таблица 4.4 –	Расчет стоимости модернизированного узла……..	77
Таблица 4.5 –	Расчет стоимости вспомогательных материалов при ремонте……...	77
Таблица 4.6 –	Расчет основной заработной платы при ремонте нефтегазового сепаратора…….	77
Таблица 4.7 –	Расчет стоимости ремонта оборудования……	78
Таблица 4.8 –	Смета годовых расходов……...	80
Таблица 4.9 –	Производительность сепаратора НГС-0,6-1200……..	80
Таблица 4.10 –	Экономический эффект от эксплуатации нефтегазового сепаратора НГС-0,6-1200 с оптимизированной системой вывода газа……	82
Таблица 5.1 –	SOWT-анализ……...	85
Таблица 5.2 –	Реестр заинтересованных сторон проекта……	86
Таблица 5.3 –	Риски проекта……	94
Таблица 5.4 –	Источники финансирования проекта……	94
Таблица 5.5 –	План реализации стартапа……..	95
Таблица 5.6 –	Научная результативность проекта……...	96

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Перечень демонстрационных листов

Номер листа	Формат листа	Название чертежа (плаката)	Формат чертежа	Шифр чертежа
1	А1	Система вывода газа (Схема комбинированная принципиальная)	А1	0200.315000.000 СЗ
2	А1	Горизонтальная сепарационная установка (Чертеж общего вида)	А1	0200.315000.000 ВО
3	А1	Сепаратор НГС-0,6-1200 (Сборочный чертеж)	А1	0200.315001.000 СБ
4	А1	Коллектор подачи газа (Сборочный чертеж)	А1	0200.315001.000 СБ
5	А1	Перфорированная труба	А3	0200.315000.401
		Фланец	А3	0200.315000.402
		Тройник	А4	0200.315000.403
		Уголок	А4	0200.315000.404
		Пластина	А4	0200.315000.405
		Патрубок	А4	0200.315000.406
6	А1	Обечайка	А3	0200.315001.001
		Крышка левая	А4	0200.315001.002
		Крышка правая	А4	0200.315001.003
		Цапфа	А4	0200.315001.005
		Входной патрубок	А3	0200.315001.006
		Штуцер выхода нефти	А4	0200.315001.009
7	А1	Экономический плакат	-	-