

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА

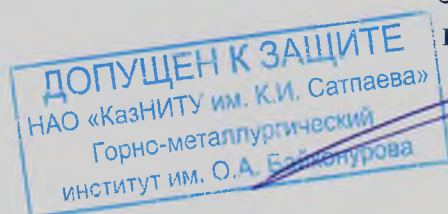
СӘТБАЕВ
УНИВЕРСИТЕТІ



ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

КАФЕДРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И
ОБОРУДОВАНИЕ

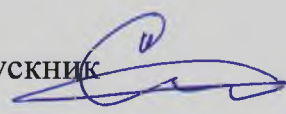
«Допущена к защите»
Заведующий кафедрой ТМиО
канд. техн. наук, асоц. проф.
К.К Елемесов
« » 2019 г.

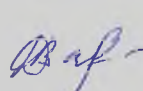


ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Модернизация сепаратора на давление 6 Па с
производительностью 420 м³/сут

5В072400 – «Технологические машины и оборудование»

Выполнил выпускник  Сейітханова Н.Ж

Научный руководитель  лектор: Даурова Р.В

Алматы 2019


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Горно-металлургический институт им. О.А Байконурова

Кафедра Технологические машины и оборудование

5В072400 – Технологические машины и оборудование


УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой ТМиО
канд. техн. наук, профессор
К.К. Елемесов
«3» 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся: Сейілханова Нәзік Жамбылқызы

Тема дипломной работы: «Модернизация сепаратора на давление 6 Па,
с производительностью 420 м³/сут»

Утверждена приказом по университету № ___ от ___ 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «10» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе:

Сепаратор на давление 6 Па, с производительностью 420 м³/сут

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или
краткое содержание дипломной работы:

а) в технической части рассмотреть различные конструкции
сепараторов;

б) в специальном разделе дать предложение по совершенствованию
конструкции проектируемого сепаратора, привести его чертежи;

в) в расчетном разделе:

- расчеты конструктивных параметров и размеров;
- расчет обечайки сепаратора;
- расчет крышки сепаратора;
- расчет фланцевого соединения;
- расчет укрепления отверстия в стенках сепаратора.

Перечень графического материала: Общий вид сепаратора, 2 сборочных
чертежа, 1 патентный лист и деталировка (2 листа формата А1)

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект посвящен расчету и проектированию нефтегазового сепаратора с перфорированным коллектором. В дипломе предложено усовершенствование нефтегазового сепаратора. Кроме того, уделено внимание экономической стороне строительства сепаратора и введения в эксплуатацию. Также, в настоящее время актуальна проблема по охране окружающей среды и земных недр. В дипломе предусмотрен раздел по охране окружающей среды при эксплуатации установки.

АНДАТПА

Бұл диплом жобасы перфорацияланған коллектормен жабдыкталған мұнай және газ сепараторын есептеу және жобалауға арналған. Диплом мұнай мен газ сепараторын жақсартуды ұсынады. Оған қоса, жобада экологиялық және экономикалық жақтарға назар аударылған, өйткені қазіргі уақытта мұнай және газ саласында ол өте маңызды.

ANNOTATION

This diploma project is devoted to the calculation and designing of oil and gas separator with a perforated collector. The diploma proposed improvement of the oil and gas separator. In addition, attention is paid to the economic side of the construction of the separator and commissioning. Also, currently the problem of environmental protection and the earth's interior is on top. The diploma provides a section on environmental protection during operation of the installation

РЕФЕРАТ

В представленном дипломном проекте предлагается усовершенствование горизонтально сепаратора путем подачи рабочего газа через перфорированные трубы под слой нефти, за счет чего повысится эффективность сепарации нефти.

Такой технический результат достигается тем, что устройство имеет перфорированные трубы, которые выполняются из спеченных металлических шариков, расположенные горизонтально под слоем нефти и образующие циркуляционный контур с компрессором, ёмкостью и газосборником. Пузырьки рабочего газа поднимаясь поглощают более мелкие пузырьки растворенного газа и выносят их на поверхность нефти.

Дипломный проект состоит из пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка содержит в себе разделы: технический, специальный, экономический, расчетная часть, раздел о безопасности и экологичности проекта. В техническом разделе ведется анализ используемого оборудования, представление конструкции и принципа деятельности сепаратора, необходимые расчеты надежности конструкции.

Раздел безопасности и экологичности проекта анализирует проблемы охраны труда и окружающей среды. Экономический раздел показывает оценку экономической производительности внедрения исследованной конструкции.

Пояснительная записка состоит из 32 машинописных листа формата А4, также рисунков, перечень литературы из наименований.

Графическая часть складывается из графический использованного материала объёмом в количестве 6 листов чертежей, произведенных на формате А1.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Общая часть	8
1.1	Назначение и конструктивные особенности сепараторов	8
1.2	Конструктивные особенности сепараторов	9
1.3	Анализ патентной части	10
2	Специальная часть	13
2.1	Определение пропускной способности горизонтального сепаратора и его конструктивных размеров	14
2.2	Расчет обечайки сепаратора	15
2.3	Расчет крышки сепаратора	17
2.4	Расчет фланцевого соединения	18
2.5	Расчет укрепления отверстий в стенках сепаратора	22
3	Безопасность и экологичность проекта	25
3.1	Расчет экономической эффективности внедрения нефтегазовой сепарационной установки	25
3.2	Расчет капитальных затрат на внедрение новой установки	26
3.3	Расчет годового экономического эффекта	28
	Заключение	31
	Список использованной литературы	32

ВВЕДЕНИЕ

Поступающий из нефтяных и газовых скважин продукт не представляет собой чистые нефть и газ. Из скважин совместно с нефтью поступают пластовая вода, попутный нефтяной газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Пластовая вода – сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать до 80%. Минеральная вода создает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, которые поступают с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования.

Технически и экономически рационально нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать особой подготовке для того, чтобы обессолить, обезводить, дегазировать, удалить твердые частицы.

Для этого применяются различные сепараторы. Сепараторы, которые применяются для грубого разделения нефти и попутного газа называются трапами или гравитационными. Сепаратор отличается от трапа тем, что в сепараторе обрабатывается газожидкостная смесь с высоким содержанием газа, а в трапах – газожидкостная смесь с невеликим содержанием газа. Отделение жидкости и газа в трапах происходит в результате действия гравитационных сил. В некоторых случаях в конструкцию трапов включают отбойные козырьки и коагулирующие устройства. Поэтому эффективность трапов немного возрастает, так как к гравитационным силам, которые действуют на сепарируемые частицы, прибавляются инерционные силы. Тем не менее, эффективность сепарации в трапах редко превышает 80-85%. Перед тем, как подать газ в газопровод необходимо удалить жидкую и твердую фазы, часть паров и тяжелых углеводородов, чтобы не происходила конденсация при изменении давления и температуры. Процесс распределения продукции скважин на газовую и жидкую фазы называется сепарацией. Сепарация происходит в результате действия естественных сил (сил тяжести, инерции). Пары воды и тяжелых углеводородов выводятся из газа путем сорбции или охлаждением. Сепарация газа осуществляется в различных сепараторах, каждый из которых имеет свои конструктивные особенности и применяется для тех или иных конкретных условий.

1 Общая часть

1.1 Назначение и конструктивные особенности сепараторов

В различных сепараторах нефть от газа и воды отделяют для: 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырье или как топливо; 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений, а также возможности образования нефтяных эмульсий; 3) разложения образовавшейся пены; 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий; 5) уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам, проложенным до ДНС или УПН.

Таким образом, работа сепараторов любого типа характеризуется тремя показателями: степенью разгазирования нефти или усадкой ее; степенью очистки газа, поступающего в газопровод, от капелек нефти; степенью очистки нефти, поступающей в нефтепровод, от пузырьков газа.

Следовательно, в каждой ступени сепарационной установки при снижении давления количество нефти уменьшается, то есть происходит разгазирование ее и соответственно увеличивается количество суммарного газа.

При этом для любых условий работы сепарационной установки в герметизированной системе нефтегазосбора имеет место баланс: $\mathcal{E}_n + \mathcal{E}_g = \text{const}$. Эффективность работы любого типа сепаратора по степени очистки зависит также от двух основных показателей: количества капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной (каплеотбойной) секции *IV*, и число пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти *III*. Чем меньше величины этих показателей, тем эффективнее работа сепаратора.

Технически совершенным будет тот сепаратор, который при прочих равных условиях обеспечивает более высокую степень очистки газа и жидкости и, кроме того, имеет большую производительность с минимально необходимыми затратами металла на его изготовление. Эффективная очистка газа от капельной жидкости и жидкости от пузырьков газа происходит в таких сепараторах, как правило, при больших значениях скоростей движения газа и жидкости по сечению сепаратора, т. е. при большой производительности.

Степень технического совершенства сепаратора характеризуется тремя показателями: 1) минимальным диаметром капель жидкости, задерживаемых в сепараторе; 2) максимально допустимой величиной средней скорости газового потока в свободном сечении или каплеуловительной секции сепаратора и 3) временем пребывания жидкости (нефти или нефтяной эмульсии) в сепараторе, за которое происходит допустимое разделение свободного газа от жидкости.

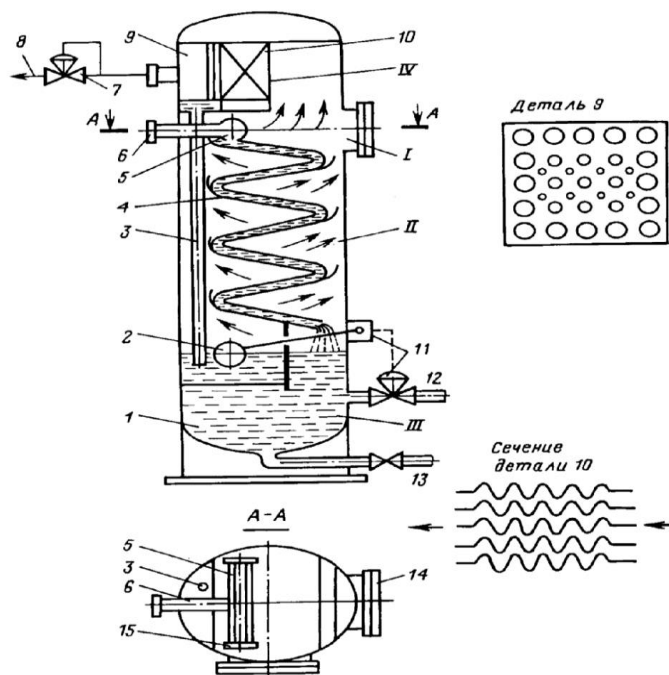
Для не вспенивающих и маловязких нефтей время пребывания их в сепараторе рекомендуется принимать равным от 2 до 3 мин, для вспенивающих и вязких нефтей – от 5 до 20 мин.

Маловязкими считаются нефти с вязкостью $5 \cdot 10^{-3}$ Па*с, а вязкими – свыше $1,5 \cdot 10^{-2}$ Па*с.

1.1 Конструктивные особенности сепараторов

На рисунке 1 показан общий вид и разрез сепаратора с жалюзийной каплеуловитель 10, который работает следующим образом. Нефтегазовая смесь под давлением на устьях скважин или давлением, которое развивают насосы ДНС, поступает через патрубок к раздаточному коллектору 6, который имеет по всей длине щель для выхода смеси. Из щели нефтегазовая смесь попадает на наклонные плоскости 4, увеличивающие путь движения нефти и облегчающие тем самым выделение окклюдированных пузырьков газа. В верхней части сепаратора установлена каплеуловительная насадка 10 жалюзийного типа, сечение которой показано на рисунке.

Основной поток газа вместе с мельчайшими частицами нефти, не успевшими выпасть под действием силы тяжести, встречает на своем пути жалюзийную насадку 10, в которой происходят «захват» (прилипание) капелек жидкости и дополнительное высаживание их из газа; при этом образуется пленка, стекающая по дренажной трубке 3 в секцию сбора нефти III, из которой по трубе 12 она выводится из сепаратора.



1 - корпус; 2 – поплавок; 3 – дренажная труба; 4 – наклонные плоскости; 5 – раздаточный коллектор; 6 – ввод газожидкостной смеси; 7 – регулятор давления «до себя»; 8 – выход газа; 9 – перегородка для выравнивания скорости газа; 10 – жалюзийный каплеуловитель; 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 – Вертикальный газонефтяной сепаратор

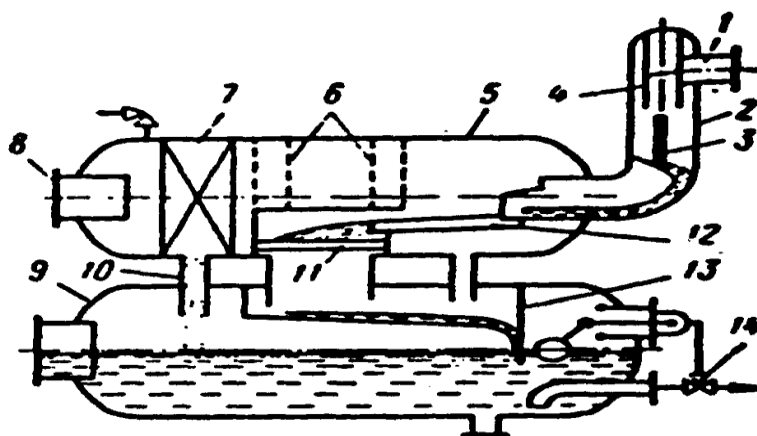
На рисунке 2 приведен общий вид гидроциклонного двухъемкостного сепаратора. Сепараторы этого типа довольно широко применяют на нефтяных месторождениях. Принцип работы их заключается в следующем.

Нефтегазовая смесь сначала поступает в гидроциклонную головку 2, в которой за счет центробежной силы происходят сепарация газа от нефти и их раздельное движение, как в самой головке, так и в верхней емкости 5. Нефть по сливной полке 12 самотеком направляется на уголкового разбрызгиватели II, а затем на сливную полку и стекает с успокоителя уровня. Как только уровень нефти достигнет определенной величины, сработает поплавковый регулятор уровня, приоткрыв исполнительный механизм 14 на нефтяной линии. Газ проходит в верхней емкости 5 две зоны, где очищается от капельной жидкости и направляется в газовую линию через отвод 8. В этом сепараторе нефтегазовая смесь подводится к корпусу сепаратора по наклонному трубопроводу, наклон которого к горизонту может колебаться в пределах $3-4^\circ$. К нему приварена вертикально расположенная газоотводная вилка 2, подсоединенная с каплеуловительной секцией 3, имеющей жалюзийные насадки 4.

Сущность работы очень проста. В результате падения давления, возникающего при совместном движении нефти и газа по сборным коллекторам (протяженностью от 2 до 8 км), в них происходит медленная, но практически равновесная сепарация нефти и газа, которые в наклонном трубопроводе еще больше разделяются и раздельно идут: нефть по продолжению трубопровода в корпус сепаратора, а газ по вилке газопровода 2 в каплеуловительную секцию 3. Не успевшие соединиться в крупные агрегаты и не попавшие в газоотводную вилку пузырьки газа вместе с нефтью направляются в плоский диффузор 11, в котором постепенно происходит снижение скорости нефтегазового потока.

Из диффузора нефтегазовый поток попадает с малой скоростью на наклонные полки 10, где происходит интенсивное отделение оставшихся пузырьков газа от нефти. Основной поток газа, как отмечалось выше, отделяется от нефти до сепаратора при помощи газоотводной вилки 2 и направляется в каплеуловительную секцию 3 для высаживания из газа капелек нефти, задерживаемых жалюзийной насадкой 4.

Таким образом, существенным преимуществом данного сепаратора является предварительное отделение нефти от газа с последующим вводом их по отдельным каналам в корпус сепаратора и каплеуловительную секцию 3. Такой способ ввода продукции скважин в сепаратор позволяет значительно снизить перемешивание нефтегазовой смеси и ускорить отделение нефти от газа. Верхний и нижний уровни жидкости в сепараторе поддерживаются поплавком 8.



1 – тангенциальный ввод газонефтяной смеси; 2 – головка гидроциклона; 3 – отбойный козырек газа; 4 – направляющий патрубок; 5 – верхняя емкость сепаратора; 6 – перфорированные сетки для улавливания капельной жидкости; 7 – жалюзийная насадка; 8 – отвод газа; 9 – нижняя емкость гидроциклона; 10 – дренажная трубка; 11 – уголковые разбрызгиватели; 12 – направляющая полка; 13 – перегородка; 14 – исполнительный механизм

Рисунок 2 - Гидроциклонный двухъемкостной сепаратор

1.3 Анализ патентной литературы

Нефтегазовый сепаратор, включающий в себя емкость, штуцер ввода нефтегазовой смеси, штуцер вывода газа, штуцер вывода нефти, распределительное устройство, сливные полки, вертикальный и горизонтальный каплеотбойники, отличающийся тем, что днища сливных полок изготовлены из перфорированного стального или пластмассового листа или металлической сетки с определенными шагом и размерами отверстий и диаметра проволоки, причем отверстия на днище полок отбортованы вниз, при этом на тыльной стороне днищ предусмотрены поперечные перегородки, нижняя кромка которых имеет треугольно-зубчатый профиль, а по длине аппарата предусмотрена труба-перемычка, соединяющая зоны, разделенные секцией сливных полок.

Проведя анализ патентной литературы, были выявлены достоинства и недостатки сепараторов и сепарационных установок. Данные сепараторы производят очистку нефти от газа, воды, мехпримесей. Общим недостатком представленных сепараторов является невозможность осуществления глубокой сепарации нефти от мелких пузырьков растворенного газа. В качестве прототипа, т.е. наиболее близкого аналога принимаем «Нефтегазовый сепаратор» открытого акционерного общества "Татнефть" им. В.Д. Шашина. На основании этого предлагается нефтегазовый сепаратор, позволяющий проводить сепарацию нефти от растворенного газа.

Устройство относится к нефтяной промышленности, в частности к дегазации нефти в сепараторах.

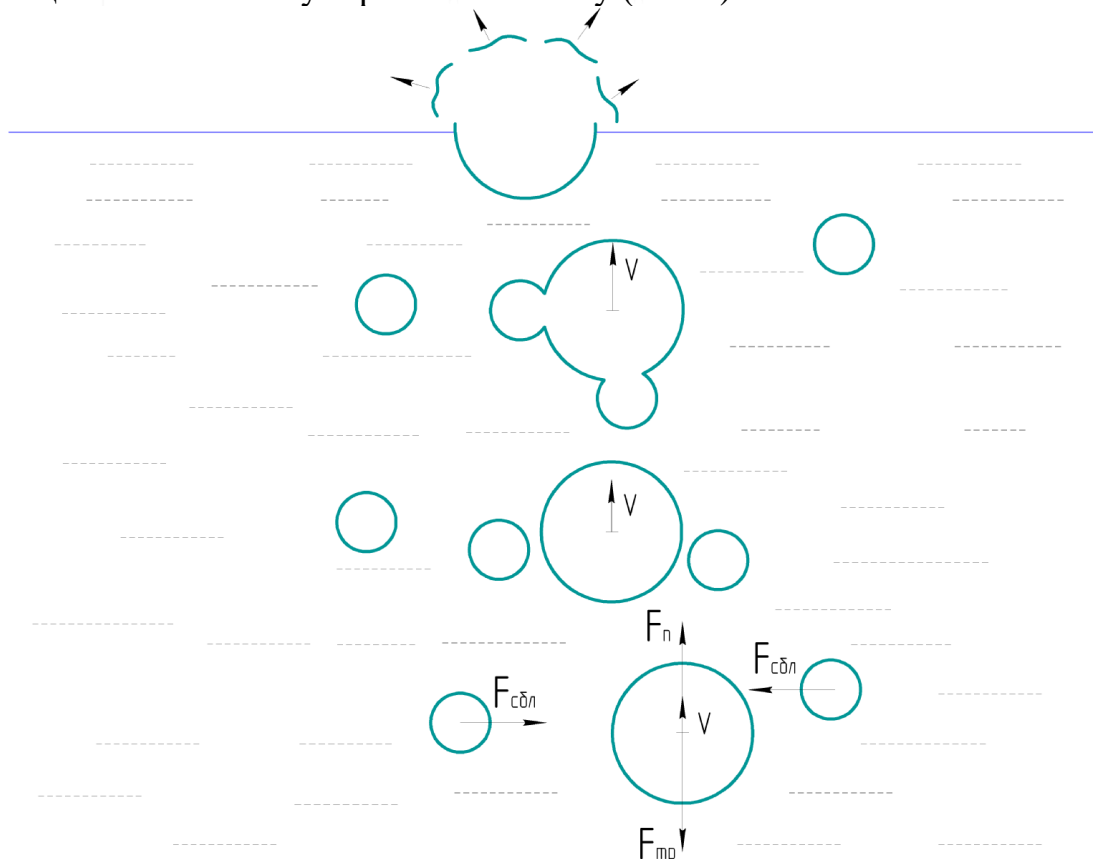
Техническая задача – создание устройства, способного осуществлять сепарацию нефти от растворённого газа.

Технический результат – повышение эффективности сепарации нефти за счет подачи рабочего газа через перфорированные трубы под слой нефти.

Он достигается тем, что устройство имеет перфорированные трубы, выполненные из спеченных металлических шариков, расположенные горизонтально под слоем нефти и образующие циркуляционный контур с компрессором, ёмкостью и газосборником. Пузырьки рабочего газа при подъёме поглотят мельчайшие пузырьки растворенного газа и вынесут их на поверхность нефти.

Предлагаемое устройство изображено на рисунке 4. Устройство содержит компрессор 1, ёмкость с нефтью 2, перфорированные трубы 3, газосборник 4, что образует циркуляционный контур.

Устройство работает следующим образом. Рабочий газ из компрессора (1) подаётся в ёмкость с нефтью (2) через перфорированные трубы (3). Образующиеся пузырьки рабочего газа за счёт подъемной силы всплывают в толще нефти. При их подъёме вблизи растворённого пузырька газа в тонком слое нефти, разделяющем пузырьки, давление падает и возникает сила,двигающая маленький пузырёк к большому (Рис.3)



$F_{тр}$ – сила трения, Н; F_n – подъемная сила, Н; $F_{сбл}$ – сила сближения, Н.

Рисунок 3 - Рост и всплытие пузырька газа в нефти

Происходит «слипание» пузырьков, при котором их разделяет стенка толщиной в молекулу нефти. Поскольку давление в газовом пузырьке обратно пропорционально радиусу, меньший пузырёк поглощается большим. Таким образом, происходит сепарация нефти от растворённого газа. Отсепарированный газ собирается в накопительном газосборнике (4), из которого поступает в компрессор и в сеть.

За счет организованной подачи пузырьков рабочего газа под слой нефти происходит сепарация нефти.

Устройство позволяет повысить эффективность сепарации нефти за счет подачи рабочего газа через перфорированные трубы под слой нефти.

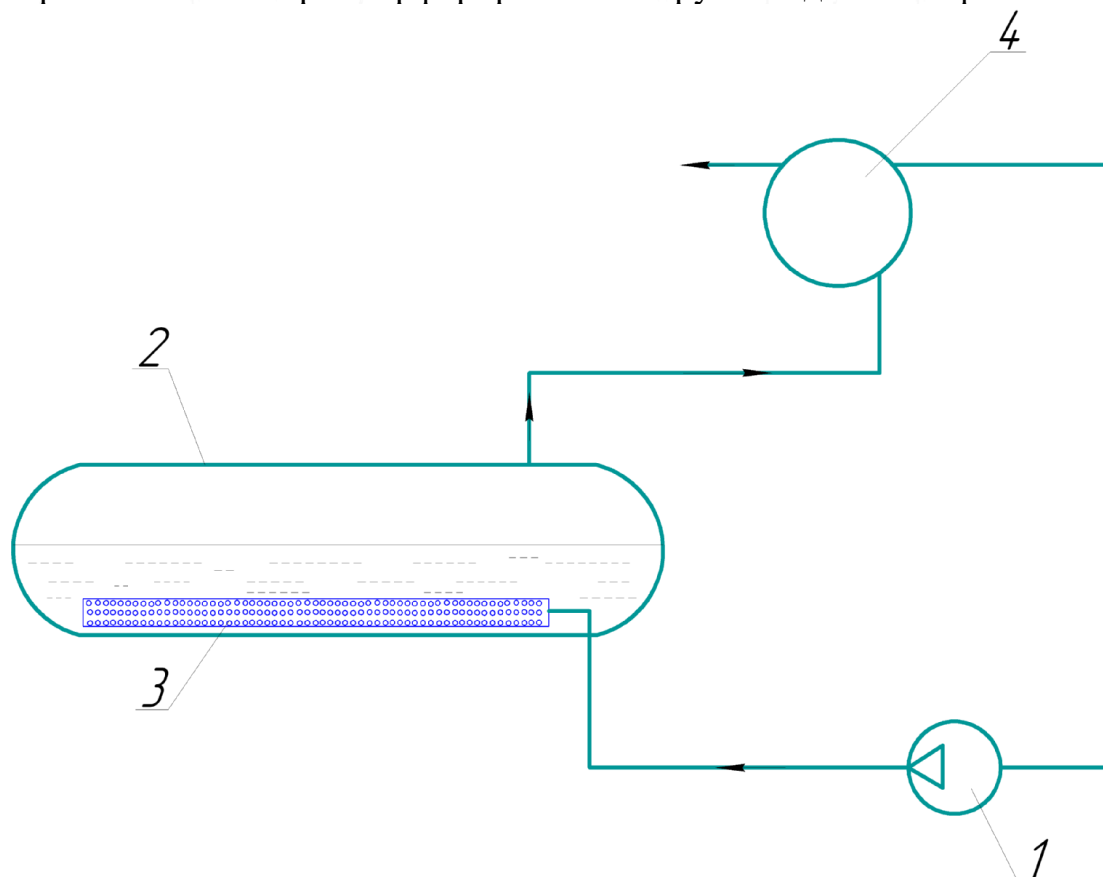


Рисунок 4 - Предлагаемый сепаратор

В этом разделе были рассмотрены основные виды нефтегазосепараторов, их назначение и конструктивные особенности, область применения, факторы, влияющие на эффективность выделения газа из нефти в сепараторах.

Патентные исследования по фонду изобретений показали, что тема разрабатывалась, однако внимание разработчиков к исследуемой теме неравномерно по годам. Пик изобретательской активности приходится на 1996 год. При разработке темы основное внимание уделялось повышению качества готового продукта, снижению материальных затрат, улучшению технологии процесса.

2 Специальная часть

Разнообразие технологических процессов, влияние на сам процесс сепарации многочисленных факторов, таких как физико-химические свойства нефти и газа, газовые факторы, условия сбора и транспорта продукции скважин и другое, обусловили чрезвычайное многообразие сепараторов, как по типоразмерам, так и по конструктивному исполнению. Независимо от конструктивного исполнения, сепараторы должны обеспечивать разделение газовой фазы от жидкой, необходимую степень очистки газовой фазы от капельной влаги, максимальное извлечение из нефти газовой фазы, разрушение пены, поступающей в сепаратор и создание условий, уменьшающих пенообразование в самом сепараторе, необходимый гидрозатвор, обеспечивающий нормальную эксплуатацию в условиях пульсирующих потоках и предотвращающий попадание свободного газа в нефтесборные коллекторы. Анализ перечисленных требований показывает, что их выполнение находится в прямой зависимости от двух параметров – производительности сепаратора по газу и по нефти. При выборе сепараторов для конкретных условий эксплуатации и при конструировании новых аппаратов знание этих параметров является необходимым.

Расчет сепаратора должен содержать исходные данные и собственный расчет. Исходные данные определяют требования, предъявляемые к аппарату. Расчет осуществляют для основных сепарационных секций и элементов, корпуса, патрубков подвода и отвода газа и жидкости.

Исходные данные

Давление сепарации $p_{абс}$, кгс/см ²	6
Рабочий газовый фактор Φ , м ³ /м ³	20
Плотность нефти ρ_H , кг/м ³	878
Плотность газа ρ_G , кг/м ³	0,831
Поверхностное натяжение на границе нефть – газ σ_H , дин/см	25
Температура газа в сепараторе t , °C	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 B , м/с	0,1
Обводненность добываемой продукции, B	0,85
Газовый фактор G , м ³ /м ³	20
Объемный расход жидкости V , м ³ /сут	420

2.1 Определение пропускной способности горизонтального сепаратора и его конструктивных размеров

Целью расчета является определение конструктивных основных размеров сепаратора.

Диаметр определяется из условия рационального размещения отбойной насадки с учетом удельной нагрузки сепаратора по нефти.

$$D = h_1 + h_2 + h_3 + 2d, \quad (1)$$

где h_1 – минимальный уровень жидкости, $h_1 = 0,3\text{ м}$;

h_2 – предел регулирования, $h_2 = 0,3\text{ м}$;

h_3 – высота слива жидкости, $h_3 = 0,3\text{ м}$;

d – диаметр входного патрубка, м

$$D = 0,9 + 2d = 0,9 + 2 \cdot 0,15 = 1,2 \text{ м}. \quad (2)$$

Определение длины сепаратора:

$$L = 1,65 \cdot D + l + 1,5d_0, \quad (3)$$

где D – диаметр сепаратора, м

l – длина отбойной насадки, м

d_0 – диаметр выходного патрубка, м

$$L = 1,65 \cdot D + l + 1,5 \cdot d_0 = 1,65 \cdot 1,2 + 0,4 + 1,5 \cdot 0,15 = 2,6 \text{ м} \quad (4)$$

Объем сепаратора равен:

$$V = L \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 2,6 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,2)^2}{4} = 2,95 \text{ м}^3. \quad (5)$$

При заполнении сепаратора по высоте $0,5D$ объем жидкости составит $1,475 \text{ м}^3$

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

$$V_r = 57,05 \cdot 10^6 \frac{0,25 \cdot \pi \cdot D_{cen}^2 \cdot f_r \cdot \sqrt{p}}{T}, \quad (6)$$

где D_{cen} – диаметр нефтегазового сепаратора, м;

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

p – давление в сепараторе, МПа ;

T – температура в сепараторе, К .

$$V_r = 57,05 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,25 \cdot 3,14 \cdot 1,2^2 \cdot 7,39 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{0,6}}{293} = 1259 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (7)$$

$$f_{\Gamma} = \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot D_{cen}^2} \cdot V_{жс} \cdot G(p) \cdot (1 - B) \cdot \frac{T}{\sqrt{p}}, \quad (8)$$

где $V_{жс}$ – объемный расход жидкости, $м^3 / сут$;

B – обводненность добываемой продукции;

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

$$f_{\Gamma} = \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot 1,2^2} \cdot 420 \cdot 20 \cdot (1 - 0,85) \cdot \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 7,39 \cdot 10^{-3} \cdot м^2. \quad (9)$$

$$G(p) = V_2(p) / V_n \quad (10)$$

где $V_2(p)$ — объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе (объем газа приведен к нормальным условиям), $м^3 / сут$;

V_n – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, $м^3 / сут$. Если известно $G(p)$ и найдено $V_2(p)$, то

$$V_n = \frac{V_2}{G(p)} = \frac{1259}{20} \cong 63 \cdot м^3 / сут. \quad (11)$$

$$q_H = \frac{63}{1,475} = 43 (м^3 / сут) / м^3 \quad \begin{array}{l} \text{Определение} \\ \text{фактической удельной} \\ \text{нагрузки по нефти:} \end{array} \quad (12)$$

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

Определение уноса нефти с газом:

$$q_y = V_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma} \cdot e = 1259 \cdot 0,831 \cdot 5 \cdot 10^{-5} = 0,052 \cdot кг / сут.$$

В трапе должны быть созданы условия, при которых отдельные пузырьки газа, еще не выделившиеся в газовую среду, а находящиеся в потоке нефти в нижней части трапа, 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: $v_n < v_2$.

Скорость:

$$v_n = \frac{V_n}{F}$$

Скорость v_2 по формуле Стокса:

$$v_2 = \frac{d^2 g}{18 \mu_n} (\rho_2 - \rho_n)$$

где d – диаметр пузырьков газа, примем его равным $0,02 \text{ см}$:

ρ_2 – плотность газа в условиях трапа; $\rho_2 = 8,31 \cdot 10^{-4} \text{ г/см}^3$;

ρ_n – плотность нефти;

$\rho_n = 0,878$; μ_n — абсолютная вязкость нефти, примем ее равной 0,02 пуаза.

Здесь можно пренебречь малой плотностью газа ρ_2 ; знак минус показывает, что скорость частицы газа направлена вверх, т. е. она всплывает в нефти.

Так как $v_n = 0,5 \text{ см/сек} < v_2 = 0,95 \text{ см/сек}$, то пузырьки газа диаметром больше 0,2 мм не будут увлекаться потоком нефти, а будут всплывать и присоединяться к газовой среде в трапе.

2.2 Расчет обечайки сепаратора

Цилиндрические обечайки являются одним из основных элементов технологических аппаратов. Обечайки большей частью изготавливаются вальцовкой из листового проката. Так как из одной, а в данном случае из нескольких обечаек образуется цилиндрический корпус аппарата. В данном сепараторе обечайка нагружена внутренним избыточным давлением.

Исходные данные:

Диаметр корпуса, м	1,2
Длина обечайки, м	3
Рабочее расчетное давление, МПа	0,6
Материал аппарата	0,9Г2С
Допустимые напряжения, МПа	162

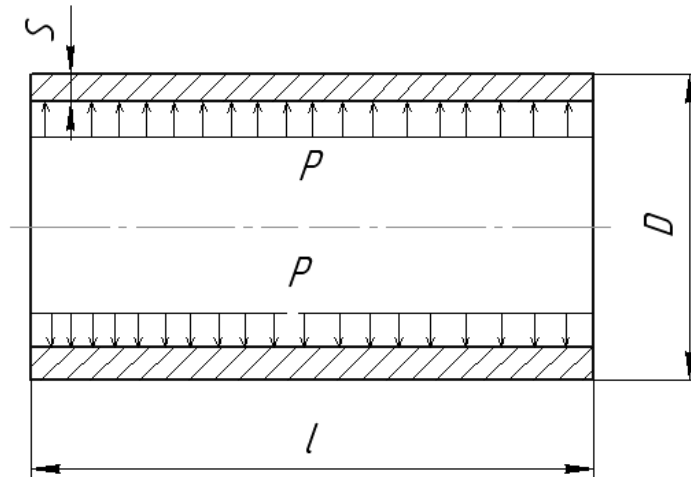


Рисунок 5 – Обечайка

По безмоментной теории расчёта оболочек рассчитываем толщину стенки:

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

P_R - рабочее расчетное давление;

D - диаметр корпуса;

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

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение,

$[\sigma] = n \cdot \sigma = 0,7 \cdot 162 = 113 \text{ МПа}$,

S_R - расчётная толщина стенки.

Действительная толщина стенки определяется по формуле:

$$S = S_R + C = 3,6 + 3,95 = 7,6 \text{ мм}, \quad (13)$$

$$C = C_1 + C_2 + C_3 = 1 + 0,75 + 2,2 = 3,95 \text{ мм} - \text{прибавка, состоящая из:} \quad (14)$$

C_1 - прибавка на коррозию,

C_2 - прибавка на минусовой допуск,

C_3 - технологическая прибавка

Принимаем $S = 8 \text{ мм}$

Допускаемое избыточное давление определяется по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_R \cdot (S - C)}{D + (S - C)} = \frac{2 \cdot 113 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot (8 - 3,95) \cdot 10^{-3}}{1200 + (8 - 3,95) \cdot 10^{-3}} = 0,68 \text{ МПа} \quad (15)$$

Так как $P \leq [P]$, то данный расчёт верен.

2.3 Расчет крышки сепаратора

Днища, так же как и обечайки, являются одним из основных элементов технологических аппаратов. Цилиндрические цельносварные корпуса 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 днища 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.

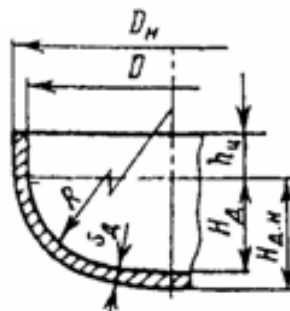


Рисунок 6 - Расчётная схема крышки сепаратора

Теоретическая толщина стенки дна рассчитывается по формуле:

$$S_R = \frac{P_R \cdot R}{2\varphi \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot P_R \cdot R} = \frac{0,6 \cdot 10^6 \cdot 1,2}{2 \cdot 1 \cdot 113 \cdot 10^6 - 0,5 \cdot 0,6 \cdot 10^6 \cdot 1,2} = 3,2 \text{ мм} \quad (16)$$

R – радиус кривизны в вершине дна,

$$R = \frac{D^2}{4H_D} = \frac{1,2^2}{4 \cdot 0,3} = 1,2 \text{ м} \quad (17)$$

$$H_D = 0,25 \cdot D = 0,25 \cdot 1,2 = 0,3 \text{ мм}$$

Реальная толщина стенки определяется по формуле:

$$S_D \geq S_R + C = 3,2 + 4,5 = 7,7 \text{ мм} \quad (18)$$

$$C = C_1 + C_2 + C_3 = 1,5 + 1 + 2 = 4,5 \text{ мм} \text{ – прибавка, состоящая из:} \quad (19)$$

C_1 - прибавка на коррозию,

C_2 - прибавка на минусовой допуск,

C_3 - технологическая прибавка

Принимаем $S_D = 8$ мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление определяется по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot (S_D - C) \cdot \varphi \cdot [\sigma]}{R + 0,5 \cdot (S_D - C)} = \frac{2 \cdot (8 - 4,5) \cdot 1 \cdot 113 \cdot 10^6}{1200 + 0,5 \cdot (8 - 4,5) \cdot 10^3} = 0,601 \text{ МПа} \quad (20)$$

Так как $P < [P]$, то расчёт правильный

2.4 Расчет фланцевого соединения

В технологических аппаратах для разъёмного соединения составных корпусов и отдельных частей применяются фланцевые соединения преимущественно 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.

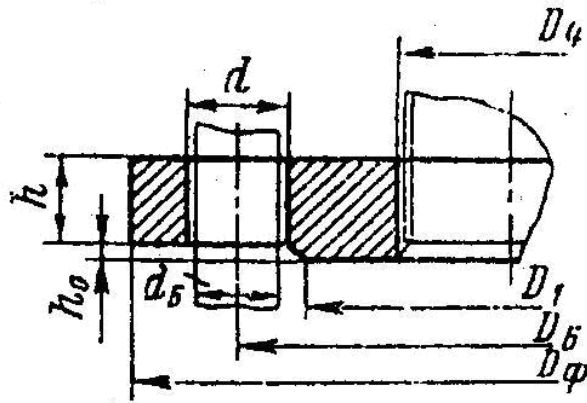


Рисунок 7 - Фланцевое соединение по ГОСТ 12820-80

Толщина обечайки S : 8 мм.

Толщина втулки принята $S_0=10$ мм, что удовлетворяет условию:

$$S < S_0 < S \cdot 1,3 \quad 8 < 10 < 10,4 \quad (21)$$

$$S_0 - S < 5, \quad 10 - 8 = 2 < 5 \quad (22)$$

Толщина S_1 втулки по формуле:

$$S_1 = \beta_1 \cdot S_0, \quad (23)$$

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

Тогда толщина втулки из (23):

$$S_1 = 2,0 \cdot 10 = 20 \text{ мм.}$$

Высота втулки по формуле:

$$h_b \geq \frac{1}{i} \cdot (S_1 - S_0). \quad (24)$$

$$\text{Отсюда} \quad h_b \geq \frac{1}{0,333} \cdot (20 - 10) = 30 \text{ мм.}$$

Принимаем $h_b = 0,03 \text{ м}$

Эквивалентная толщина втулки фланца:

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

Подставив значения получим:

$$S_{\text{эк}} = 10 \cdot \left[1 + \frac{30 \cdot (2,0 - 1)}{30 + 0,25 \cdot (2,0 + 1) \cdot 10} \right] = 15 \text{ мм.} \quad (26)$$

Определяем диаметр болтовой окружности:

$$D_б \geq D + 2 \cdot (s_1 + d_б + u), \quad (27)$$

где s_1 – толщина втулки

$d_б$ – диаметр болта, принимаем равным $d_б = 20 \text{ мм}$

$$D_6 \geq D + 2(SI + d_6 + u) = 200 + 2 \cdot (20 + 20 + 6) = 290 \text{ мм}$$

$u = 6$ – нормальный зазор между гайкой.

Принимаем $D_6 = 290 \text{ мм} = 0,29 \text{ м}$

Находим наружный диаметр фланца:

$$D_n = D_6 + a, \quad (28)$$

где, $a = 40$ мм - для шестигранных гаек М20

$$D_n = D_6 + a = 290 + 40 = 330 \text{ мм},$$

Принимаем $D = 330 \text{ мм} = 0,3 \text{ м}$.

Наружный диаметр прокладки:

$$D_{н.п.} = D_6 - e, \quad (29)$$

где $e = 30$ мм - для плоских прокладок при $d_6 = 20$ мм.

Подставив значения получим:

$$D_{н.п.} = D_6 - e = 290 - 30 = 260 \text{ мм}.$$

Средний диаметр прокладки определяется по формуле:

$$D_{с.п.} = D_{н.п.} - e = 260 - 12 = 248 \text{ мм}$$

где $e = 12$ мм - ширина плоской неметаллической прокладки для диаметра аппарата $D = 200$ мм.

Количество болтов по формуле:

$$n_b \geq \frac{\pi \cdot D_6}{t_m}, \quad (30)$$

где $t_m = 3,0 \cdot d_6 = 3,0 \cdot 20 = 60 \text{ мм}$ – шаг расположения болтов при $p = 1,6 \text{ МПа}$

$$\text{Тогда } n_b \geq \frac{3,14 \cdot 290}{60} = 15,2$$

Принимаем $n_b = 16$, кратное четырем.

Высота (толщина) фланца:

$$h_\phi \geq \lambda_\phi \sqrt{D s_{эк}},$$

где $\lambda_\phi = 0,34$ для $p = 1,6 \text{ МПа}$ и приварных встык фланцев

$$h_\phi \geq 0,34 \sqrt{200 \cdot 15} = 18,6 \text{ мм}.$$

Принимаем $h_\phi = 19 \text{ мм}$

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

$$l_{б.о.} \approx 2 \cdot (h_\phi + h_n)$$

h_n – высота стенки прокладки.

$$\text{Отсюда } l_{б.о.} \approx 2 \cdot (19 + 2) = 42 \text{ мм} = 0,042 \text{ м}.$$

Равнодействующая внутреннего давления определяется по формуле:

$$F_D = \frac{p \cdot \pi \cdot D_{сн}^2}{4}$$

Тогда равнодействующая внутреннего давления имеет значение:

$$F_D = \frac{1,6 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (0,248)^2}{4} = 0,077 \cdot 10^6 \text{ Н} = 0,077 \text{ МН}$$

Находим реакцию прокладки:

$$R_n = \pi \cdot D_{cn} \cdot b_0 \cdot k_{np} \cdot p,$$

где $k_{np} = 2,5$ – для паронита

b_0 – эффективная ширина прокладки:

$$b_0 = 0,12 \cdot \sqrt{b} = 0,12 \cdot \sqrt{20 \cdot 10^{-3}} = 16,9 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Тогда

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

Усилие, возникающее от температурных деформаций:

$$F_T = \frac{y_{\bar{\sigma}} \cdot n_{\bar{\sigma}} \cdot f_{\bar{\sigma}} \cdot E_{\bar{\sigma}} \cdot (\alpha_{\phi} \cdot t_{\phi} - \alpha_{\bar{\sigma}} \cdot t_{\bar{\sigma}})}{y_{\bar{\sigma}} + y_n + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{\sigma}} - D_{cn})^2}$$

где α – коэффициенты линейного расширения материала фланца (09Г2С) и материала болта (35Х).

$$\alpha_{\phi} = 12,2 \cdot 10^{-6} \text{ } 1^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_{\bar{\sigma}} = 12 \cdot 10^{-6} \text{ } 1^{\circ}\text{C}$$

$t_{\phi} = 0,96 \cdot t = 0,96 \cdot 80 = 77^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура неизолированных фланцев;

$t_{\bar{\sigma}} = 0,95 \cdot 80 = 76^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура болтов;

$E_{\bar{\sigma}} = 1,9 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ модуль упругости для болтов из стали 35Х;

$f_{\bar{\sigma}} = 2,35 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения для болтов диаметром М20;

$n_{\bar{\sigma}} = 16$ – количество болтов;

y – податливости болтов, фланцев и прокладки, определяемые по формулам:

$$y_{\bar{\sigma}} = \frac{l_{\bar{\sigma}}}{E_{\bar{\sigma}} \cdot f_{\bar{\sigma}} \cdot n_{\bar{\sigma}}},$$

$$y_n = \frac{h_n}{E_n \cdot D_{c.n} \cdot b \pi},$$

$$y_{\phi} = \frac{[1 - \nu \cdot (1 + 0,9 \cdot \lambda_{\phi})] \cdot \psi_2}{h_{\phi}^3 \cdot E}.$$

где $l_{\bar{\sigma}} = l_{\bar{\sigma}.o} + 0,28 \cdot d_{\bar{\sigma}}$ – расчетная длина болта;

$$l_{\bar{\sigma}} = l_{\bar{\sigma}.o} + 0,28 \cdot d_{\bar{\sigma}} = 0,042 + 0,28 \cdot 0,02 = 0,05 \text{ м}$$

$$\lambda_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{\sqrt{D \cdot S_{\text{эк}}}} = \frac{0,019}{\sqrt{0,2 \cdot 15 \cdot 10^{-3}}} = 0,276;$$

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

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

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

Тогда подставим значения и получим:

$$y_{\bar{\sigma}} = \frac{0,05}{1,9 \cdot 10^5 \cdot 2,35 \cdot 10^{-4} \cdot 15} = 7 \cdot 10^{-5} \frac{M}{MH},$$

$$y_n = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2000 \cdot 0,248 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14} = 6,43 \cdot 10^{-5} \frac{M}{MH},$$

Окончательно получаем по формуле (37):

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

Коэффициент жесткости фланцевого соединения находим по формуле:

$$K_{\text{жс}} = \frac{y_{\bar{\sigma}} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{\sigma}} - D - S_{\text{эк}}) \cdot (D_{\bar{\sigma}} - D_{\text{сн}})}{y_n + y_{\bar{\sigma}} + 0,5 \cdot y_{\phi} \cdot (D_{\bar{\sigma}} - D_{\text{сн}})^2}$$

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

Болтовая нагрузка в условиях монтажа до подачи внутреннего давления:

$$F_{\bar{\sigma}1} = \max \left\{ \begin{array}{l} K_{\text{жс}} \cdot F_D + R_n \\ 0,5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сн}} \cdot b_0 \cdot q \end{array} \right\},$$

где $q = 20 \text{ МПа}$ – допустимое давление паронитовой прокладки.

$$\text{Тогда } F_{\bar{\sigma}1} = \max \left\{ \begin{array}{l} 11,7 \cdot 0,077 + 0,05 \\ 0,5 \cdot 3,14 \cdot 0,248 \cdot 16,9 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} 0,95 \\ 0,13 \end{array} \right\} = 0,95 \text{ MH}.$$

Болтовая нагрузка в рабочих условиях:

$$F_{\bar{\sigma}2} = F_{\bar{\sigma}1} + (1 - k_{\text{жс}}) \cdot F_D + F_t,$$

$$F_{\bar{\sigma}2} = 0,95 + (1 - 11,7) \cdot 0,077 + 0,00411 = 0,134 \text{ MH}.$$

Приведенный изгибающий момент:

$$M_0 = \max \left\{ \begin{array}{l} 0,5 \cdot (D_{\bar{\sigma}} - D_{\text{сн}}) \cdot F_{\bar{\sigma}1} \\ 0,5 \cdot [(D_{\bar{\sigma}} - D_{\text{сн}}) \cdot F_{\bar{\sigma}2} + (D_{\text{сн}} - D - S_{\text{эк}}) \cdot F_D] \cdot \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]} \end{array} \right\}$$

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

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

$$= \left\{ \begin{array}{l} 0,02 \\ 0,0044 \end{array} \right\} = 0,02 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

2.5 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. Наиболее рациональным и поэтому наиболее предпочтительным укреплением является укрепление патрубком штуцера.

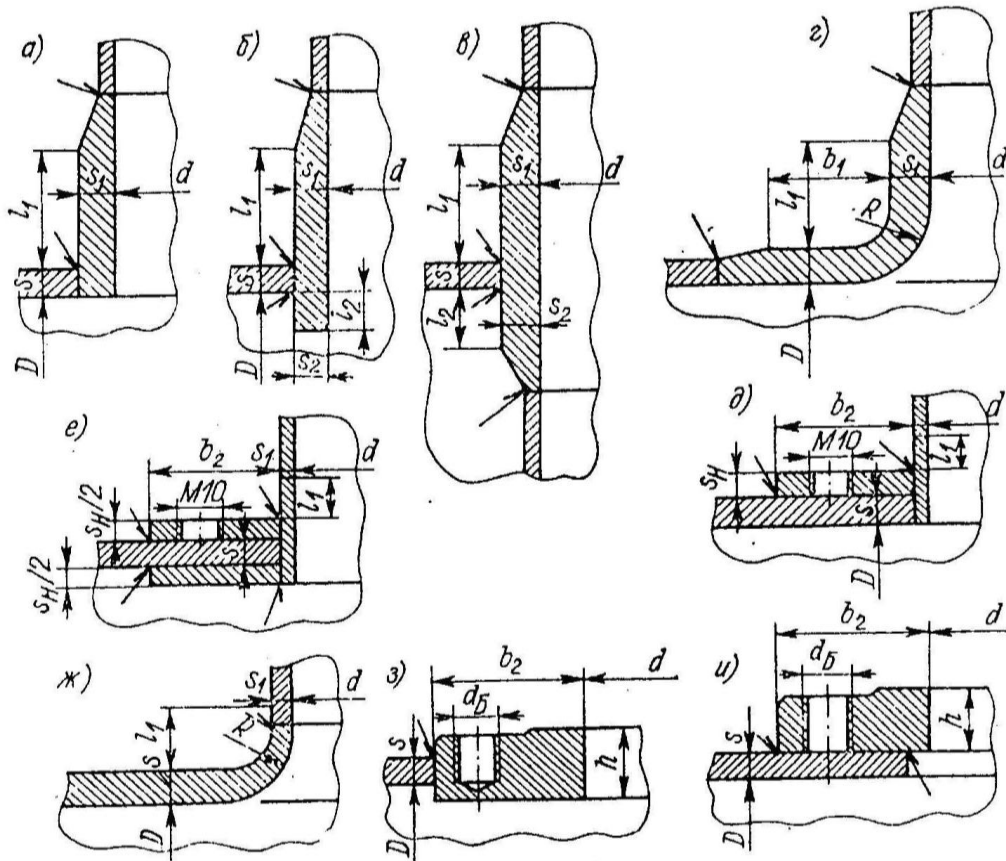


Рисунок 8 – Конструкции укреплений отверстий в стенках сварных аппаратов

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	3,6
Исполнительная толщина обечайки, мм	8
Расчетная толщина штуцера, мм	1
Исполнительная толщина штуцера, мм	5
Внутренний диаметр штуцера, м	0,2
Материал штуцера	10Г2

Расчетная толщина стенки штуцера определяется:

$$S_{1R} = \frac{p \cdot (d + 2 \cdot c_K)}{2 \cdot [\sigma]_1 \cdot \varphi_1 - p} \quad (31)$$

где p – рабочее давление, МПа

d – диаметр штуцера, м

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

$[\sigma]_1$ – допускаемое напряжение, МПа;

$c_K = c_u = 1,5 \text{ мм}$ – прибавка на коррозию.

$C_p = C_1 + C_2 = 1 + 3 = 4 \text{ мм}$ – прибавка, состоящая из:

C_1 – прибавка на минусовой допуск,

C_2 – технологическая прибавка

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

Исполнительная величина равна:

$$S = S_{1R} + C = 1 + 4 = 5 \text{ мм.}$$

Определение расчетного диаметра отверстия:

$$d_p = d + 1,5 \cdot (r_0 - S_p) + 2 \cdot c_u,$$

где d – диаметр патрубка, м

r_0 – внутренний радиус отбортовки, м

S_p – расчетная величина обечайки, м

c_u – прибавка на коррозию, м

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

Находим наибольший диаметр отверстия штуцера, не требующего дополнительного укрепления:

$$d_0 = 2 \cdot \left\{ \left[\frac{(s - c)}{S_p} - 0,8 \right] \cdot \sqrt{D \cdot (s - c)} - c_u \right\} = \\ = 2 \cdot \left\{ \left[\frac{(8 - 1,5) \cdot 10^{-3}}{(3,6 \cdot 10^{-3})} - 0,8 \right] \cdot \sqrt{1,2 \cdot (8 - 1,5) \cdot 10^{-3}} - 1,5 \cdot 10^{-3} \right\} = 0,174 \text{ м}$$

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

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

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

Расчетная длина штуцера:

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

Условие укрепления отверстия отбортовкой выполняется:

$$\left(l_{1p} + s_u - s_p - c \right) \cdot \left(s_u - s_{u,p} - c_u \right) + \sqrt{D \cdot (s - c)} \cdot \left(s - s_p - c \right) > 0,5 \cdot \left(d_p - d_{0p} \right) \cdot s_p ; \\ \left(37,2 + 5 - 3,6 - 1,5 \right) \cdot 10^{-3} \cdot \left(5 - 1 - 1,5 \right) \cdot 10^{-3} + \sqrt{1,2 \cdot \left(8 - 1,5 \right) \cdot 10^{-3}} \times \\ \times \left(8 - 3,6 - 1,5 \right) \cdot 10^{-3} > 0,5 \cdot \left(0,263 - 0,035 \right) \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} ; \\ 549 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 > 410 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

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

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

где D_R - диаметр укрепляемого элемента;

3 Безопасность и экологичность проекта

Производственная деятельность предприятий нефтяной и газовой промышленности предусматривает воздействие технологических процессов подготовки нефти на объекты мировой среды, поэтому вопросы охраны окружающей среды для отрасли имеют важное значение.

Возможны потери нефти при ее подготовке, транспортировке и хранении, которые могут загрязнить окружающую среду. Для сокращения этих потерь, а также для снижения выбросов легких углеводородов в атмосферу необходимо поддержание аппарата в исправном состоянии. Для поддержания сосуда в исправном состоянии администрация предприятия обязана вовремя проводить его осмотр и ремонт. Ремонт аппарата и его элементов должен производиться только после полного снятия давления, освобождения и очистки от остатков рабочей среды, продувки, промывки и подготовки их в соответствии с действующими правилами техники безопасности. Работы, связанные с изменениями конструкции сосуда, необходимые при эксплуатации и ремонте, должны согласовываться с организацией-разработчиком технического проекта аппарата. При невозможности выполнения этого условия допускается согласование изменений в проекте со специализированной научно-исследовательской организацией, имеющей лицензию на выполнение такого вида работ.

Во избежание сжигания попутных газов в факелах следует аккумулировать их излишки в естественных хранилищах, т.е. в пластах с благоприятными геологическими условиями для хранения газа. Также следует шире использовать попутный газ для закачки в продуктивные пласты с целью повышения коэффициента нефтеотдачи. Немаловажное значение имеет своевременное проведение трубопроводов нефтяного газа к городам и поселкам.

Обеспечение экологической безопасности процесса сепарации продукции осуществляется посредством:

- применения машин и оборудования с конструктивными характеристиками, а также применение технологических процессов, обеспечивающих предотвращение возникновения нештатных (в том числе аварийных) ситуаций, недопущение негативного воздействия на окружающую среду выше установленных уровней, включая безопасность персонала;
- применения методов и технологий очистки выбросов, сбросов загрязняющих веществ, технологий утилизации образующихся отходов, которые позволяют минимизировать уровни негативного воздействия на окружающую среду;
- проведения оценки воздействия на окружающую среду объекта намечаемой деятельности, в результате которой может быть оказано негативное воздействие на окружающую среду при принятии решения об осуществлении указанной деятельности с учетом требований экологической безопасности.

Выполнение требований по экологической безопасности процессов производства, достигается путем применения совокупности необходимых

способов защиты (охраны) окружающей среды от негативного воздействия, возникающего при осуществлении указанной деятельности.

Экологическая безопасность процессов производства обеспечивается:

- выбором места размещения, эксплуатацией зданий, сооружений, производственных площадок и иных территорий, соответствующих требованиям экологической безопасности;
- обеспечением условий хранения, перевозки опасных сырья, материалов, отходов производства и потребления, исключающих загрязнение окружающей среды;
- заменой технологических процессов и операций, связанных с негативным воздействием на окружающую среду, процессами и операциями, при применении которых это воздействие минимально или не превышает разрешенные уровни негативного воздействия;
- применением малоотходных технологий и технологий замкнутого цикла, а если это невозможно, то технологий своевременной утилизации (удалением, обезвреживанием, захоронением) отходов производства, являющихся источником негативного воздействия на окружающую среду; применением других мер и способов обеспечения экологической безопасности с учетом наилучших доступных технологий;
- применением регулярно проверяемых контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты, средств получения, обработки и передачи информации;
- использованием установленных методов и средств контроля измеряемых параметров негативного воздействия на окружающую среду.

В обеспечение безопасной работы людей на установке подготовки нефти (УПН), кроме того, что было перечислено выше, важно правильно организовывать производственный процесс, ведь увеличению травматизма способствует появление на УПН людей в нетрезвом состоянии, низкая производственная дисциплина, слабое знание и нарушение правил безопасности и противопожарной техники.

3.1 Расчет экономической эффективности внедрения нефтегазовой сепарационной установки.

Прибыль - основной источник финансовых ресурсов предприятия, связанный с получением валового дохода.

Затраты - это стоимостная оценка, с помощью которой неоднородные виды производственных ресурсов приводятся к одному (денежному) эквиваленту.

Рентабельность - это обобщающий показатель, характеризующий качество работы промышленного предприятия, так как при всем значении массы получаемой прибыли наиболее полную качественную оценку

производственно- хозяйственной деятельности предприятия дает величина рентабельности и ее изменение.

Срок окупаемости - период, в течение которого восстанавливается первоначальная стоимость проекта независимо от временной стоимости денег.

Экономическая эффективность – это результативность производства, соотношение между результатами хозяйственной деятельности и затратами труда. Частные показатели экономической эффективности производства - производительность труда, фондоотдача и материалоемкость продукции.

Инвестиции - долгосрочное вложение капитала в предприятия разных отраслей, предпринимательские проекты, социально-экономические программы или инновационные проекты.

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

Представленный нефтегазовый сепаратор может изготовить по чертежам заказчика промышленная группа «Генерация». Сумма заказа – 53,5 млн. тенге. Сепаратор запущен в производство на ОАО "Дзержинскхиммаш" (входит в группу компаний, работающих под брендом ПГ "Генерация"). "Генерация" - один из крупнейших российских производителей и поставщиков теплоэнергетического, нефтехимического, нефтегазового, в том числе бурового, оборудования с производственными мощностями в России, Румынии и на Украине. В состав Группы входят также крупные научно-исследовательские институты и научно-технические центры.

В дипломном проекте предлагается модернизация нефтегазовой сепарационной установки, применяемой для сепарации нефти от попутного растворенного газа.

Цель экономической части:

рассчитать общую сумму расходов на ввод установки в работу;

определить годовой экономический эффект от эксплуатации данной установки;

определить срок окупаемости установки.

Основные исходные данные для определения экономической эффективности приведены в таблице 1.

Исходные данные для определения экономической эффективности

Таблица 1. Исходные данные для определения экономической эффективности.

Показатели	Значение показателя, тг.
Цена установки C_0 , тг.	24446983,54
Цена тонны нефти C , тг.	74512,8
Цена электроэнергии, тг./кВт· час.	2,3
Потребляемая мощность N , кВт	500,0

Продолжение таблицы 1

Коэффициент эксплуатации, Кэкс	0,980
Срок службы установки Т, годы	6,0
Численность обслуживающего персонала, чел.	4,0
Средняя заработная плата рабочего в месяц, тг.	124100,61

3.2 Расчет капитальных затрат на внедрение новой установки.

$K_{\text{обор}}$ – стоимость оборудования;

$$K_{\text{обор}} = 4200066 \text{ тг}$$

$K_{\text{тр}}$ – транспортные расходы (7% от стоимости оборудования);

$$K_{\text{тр}} = 4200066 \cdot 0,07 = 294000 \text{ тгтенг}$$

$K_{\text{м}}$ – затраты на монтаж (10% от стоимости монтируемого оборудования);

$$K_{\text{м}} = 4200066 \cdot 0,10 = 420000 \text{ тгтенг}$$

$$K_{\text{общ}} = 4200066 + 294000 + 420000 = 4914066 \text{ тгтенг}$$

Затраты на материалы

Затраты на дополнительные материалы, применяемые на производстве равны, 3% от стоимости оборудования:

$$C_{\text{дм}} = K_{\text{обор}} \cdot 3\% = 4200066 \cdot 0,03 = 126000 \text{ тгтенг}$$

Затраты на малоценный инструмент. Каждый рабочий имеет в своем пользование инструмент, применяемый для обслуживания оборудования, затраты определяются из расчета 3000 тг на одного рабочего:

$$C_{\text{и}} = 3000 \cdot 4 = 12000 \text{ т}$$

Расходы на электроэнергию

Затраты на электроэнергию, потребляемую рабочими агрегатами:

Годовое потребление электроэнергии:

$$A = N_{\text{с}} \cdot K_{\text{с}} \cdot T_{\text{с}},$$

где $N_{\text{с}}$ – суммарная мощность силовых приводов, кВт

$K_{\text{с}}$ – коэффициент одновременности, $K_{\text{с}} = 0,65$

T – годовое количество рабочих часов:

$$T = 365 \cdot K_{\text{э}} \cdot 24,$$

$$\text{Где } K_{\text{э}} = \frac{T_{\text{к}} - (T_{\text{рем}} + T_{\text{орг}})}{T_{\text{к}}};$$

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации;

$T_{\text{к}}$ – количество часов в году, $T_{\text{к}} = 8760 \text{ ч.};$

$T_{\text{рем}}$ – время, затрачиваемое на ремонт оборудования, ч.;

$T_{\text{орг}}$ – время простоев оборудования, ч.;

$$K_{\text{э}} = \frac{8760 - (175 + 46)}{8760} = 0,975$$

$$T = 365 \cdot 0,975 \cdot 24 = 8540 \text{ ч.}$$

$$A = 500 \cdot 0,65 \cdot 8541 = 2\,775\,825 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Затраты на электроэнергию в год:

$$C_{\text{э}} = Ц_{\text{э}} \cdot A = 2,3 \cdot 2\,775\,825 = 6\,384\,397 \text{ ттенг}$$

Расходы на оплату труда

Рассчитаем фонд заработной платы персонала установки в месяц:

$$\text{ФЗП}_{\text{м}} = \text{ЗП}_{\text{р}} \cdot \text{ТР} \cdot n_{\text{скв}} = 213000 \cdot 1,5 \cdot 12 = 3834000 \text{ ттенг}$$

где $\text{ЗП}_{\text{р}}$ – средняя заработная плата рабочего в месяц;

ТР – трудоемкость в добыче нефти, чел/скв.;

$n_{\text{скв}}$ – количество эксплуатируемых скважин.

Годовой фонд заработной платы персонала установки:

$$\text{ФЗП}_{\text{г}} = \text{ФЗП}_{\text{м}} \cdot 4 = 3834000 \cdot 4 = 15336000 \text{ ттенг}$$

Расходы на ЕСН и взносы в соцстрах

Рассчитаем отчисления ЕСН и взносов в соцстрах (26,2% от ФЗПг):

$$\text{ЗП}_{\text{страх}} = 15336000 \cdot 0,262 = 4018030 \text{ ттенг}$$

Суммарный годовой фонд заработной платы составит:

$$\text{ФЗП}_{\text{сум}} = \text{ФЗП}_{\text{г}} + \text{ЗП}_{\text{страх}} = 15336000 + 4018030 = 19354030 \text{ ттенге}$$

Расходы на текущий ремонт и содержание оборудования

Затраты рассчитываются согласно стоимости оборудования и составляют 24% ее величины:

$$C_{\text{со}} = K_{\text{обор}} \cdot 24\% = 4\,200\,066 \cdot 0,24 = 1\,008\,016 \text{ ттенг}$$

Определяются из расчета 5% от стоимости оборудования:

$$C_{\text{рем}} = 4\,200\,066 \cdot 0,05 = 210\,000 \text{ ттенг}$$

Расходы на охрану труда и технику безопасности

Затраты по охране труда и технике безопасности исчисляются исходя из средних затрат на одного рабочего в размере 7500 тенге:

$$Z_{\text{охран}} = 4 \cdot 7500 = 30000 \text{ тенге}$$

3.3 Расчет годового экономического эффекта.

Все капитальные затраты равны $K = 4\,914\,066$ руб.

Проектная производительность нефтегазовых сепараторов по нефти и по газу ($\text{м}^3/\text{год}$) сведены в таблицу 2.

Объем выручки в год:

$$P_{\text{т}} = 12789 \cdot 3467,5 = 44\,345\,857 \text{ руб.}$$

Годовая валовая прибыль равна:

$$П_{\text{в}} = P_{\text{т}} - Z = 44\,345\,857 - 9\,838\,021 = 34\,507\,836 \text{ ттенг}$$

Таблица 2. Объем выпуска продукции

Внефти м ³ /год	1 102 482,5	1 105 950	3 467,5
Вгаза м ³ /год	110 148 250	110 595 000	346 750

Годовая прибыль с учетом налога на прибыль, равного 20%:

$$\Pi_n = 34\,507\,836 \cdot 0,8 = 27\,606\,268 \text{ ттенг}$$

В первый год работы установки затраты будут складываться из капитальных затрат на внедрение новой установки и издержек производства.

Т.к. издержки производства уже были учтены, вычитаем капитальные затраты, и, используя коэффициент дисконтирования α , получаем значение прибыли предприятия за первый год работы установки по формуле:

$$\Theta = (\Pi_n - K_{\text{общ}}) \cdot \alpha;$$

$$\text{Где } \alpha_i = \frac{1}{(1 + E)^i};$$

$$E = i + r_0 + i \cdot r_0,$$

$i = 8\%$ - объявленный на текущий год темп инфляции;

$r_0 = 9\%$ – номинальная ставка дисконтирования определяется учетной ставкой ЦБ РВ (ставка рефинансирования).

$$E = 0,08 + 0,09 + 0,08 \cdot 0,09 = 0,1772 \text{ или } 17,7\%$$

$$\alpha = \frac{1}{(1 + 0,1772)} = 0,84$$

$$\Theta = (27\,606\,268 - 4\,914\,066) \cdot 0,84 = 22\,692\,202 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости проекта:

$$T = K / \Pi_{\text{ч}} \alpha = 4\,914\,066 / (27\,606\,268 \cdot 1,0) = 0,178$$

$$0,84 \cdot 365 = 307 \text{ дня}$$

Проект экономически целесообразен и перспективен. Общая сумма капитальных затрат на приобретение новой установки равна 4 914 066 руб. Годовая прибыль – 27,6 млн. руб. Срок окупаемости проекта равен 0,84 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав существующие конструкции сепараторов, предложена оригинальная конструкция нефтегазового сепаратора с перфорированными трубами из спеченных металлических шариков. Произведен расчет на: определение максимальной нагрузки на горизонтальный сепаратор; обечайки и крышек сепаратора; проходного диаметра штуцеров и фланцев; укрепления отверстий; фланцевого соединения.

Раздел технологической части посвятили таким вопросам как: сбор, подготовка и транспортировка продукции, использование нового оборудования, что позволяет уменьшить обводненность нефти; технологическая подготовка к монтажу, подготовительные работы, монтаж аппаратов высокого давления.

Также уделили внимание экономической стороне проектировки сепаратора, эффективности внедрения, срока окупаемости. В третьем разделе затронули вопросы безопасности жизнедеятельности и экологичности. Рассмотрели вопросы по ее электро-пожаробезопасности и способы обеспечения экологической безопасности.

В дипломе предусмотрен раздел по охране окружающей среды при эксплуатации установки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авдеев В.В., Уразаков К.Р., Далимов ВУ. Справочник по добыче нефти. Уфа, 2001, 340 с.;
2. ГОСТ 12.1.003-83* ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
3. ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
4. ГОСТ 12.1.030-81* ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
5. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Классификация;
6. Ефимченко С.И., Прыгаев А.К. Расчет и конструирование машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. Часть 1. М.: Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2006, 725 с.;
7. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. М.: Нефть и газ, 2002, 768 с.;
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 2. М.: Нефть и газ, 2003, 806 с.;
9. Инструкция по техническому надзору и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на которые не распространяются Правила Госгортехнадзора ИНТЭ-93;
10. Иоффе И.Л. Проектирование процессов и аппаратов химической технологии. Ленинград ХИМИЯ, 1991. – 353 с.