
**ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ,
ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПРОЦЕССАХ
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

5.1. ТЕХНОЛОГИИ

**5.1.1. СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
К ТРАНСПОРТУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРА
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

Краткое описание

Предложенный способ предназначен для подготовки природного или попутного нефтяного газа к транспорту и включает в себя ступенчатую сепарацию, охлаждение газового потока между ступенями сепарации, введение ингибитора гидратообразования, выведение из сепараторов жидкой фазы, разделение ее на углеводородную и водную фазы и направление водной фазы последней ступени сепарации в поток газа.

На рис. 5.1 представлена схема установки, реализующей предложенный способ.

В качестве ингибитора гидратообразования используют летучее водорастворимое органическое вещество, например метанол, этанол, ацетон, эфиральдегидную фракцию и др.

Организация процесса предусматривает:

а) фракционирование водного раствора ингибитора гидратообразования на контактных ступенях первой ступени сепарации с газовым потоком в количестве, обеспечивающем массовое соотношение жидкости к газу $L/G = 0,0007-0,007$. В качестве водного раствора ингибитора используют водную фракцию, выделенную на второй (низкотемпературной) ступени сепарации, в которую добавляют свежий ингибитор;

б) разделение газового потока перед каждой ступенью контакта на два потока, одним из которых производят фракцию-

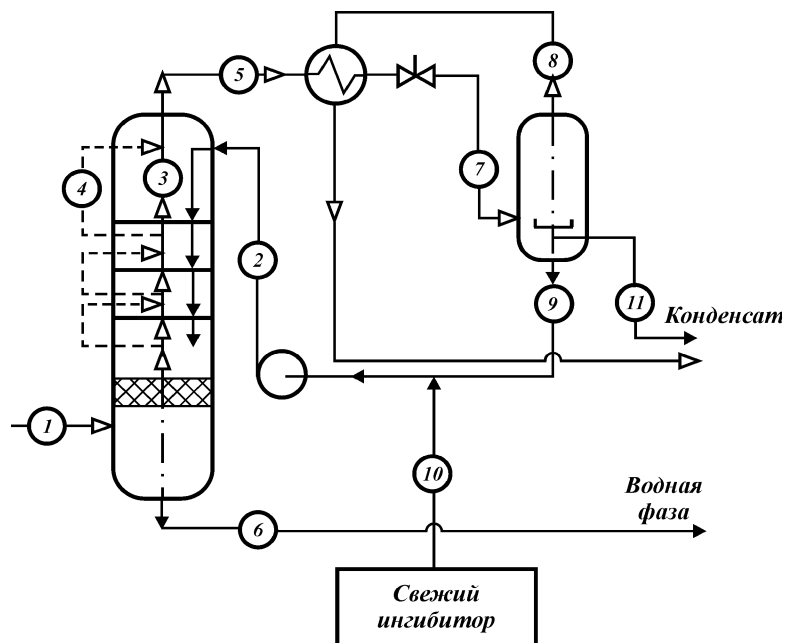


Рис. 5.1. Технологическая схема подготовки природного газа к транспорту с использованием ингибитора гидратообразования

нирование водного раствора, и объединение двух потоков после каждой ступени контакта.

Способ осуществляется следующим образом.

Углеводородный газ (поток 1) с температурой 15–45 °С и давлением 9–13 МПа подают на первую ступень сепарации, где отделяют от газовой фазы воду и конденсат. Затем на контактных ступенях на первой ступени сепарации производят отдувку и насыщение газа ингибитором гидратообразования. Водный раствор (поток 2) до подачи на отдувку фракционируют на контактных ступенях первой ступени сепарации газовым потоком 1 в количестве, обеспечивающем массовое соотношение жидкости к газу $L/G = 0,0007–0,007$, при этом газовый поток 1 разделяют перед каждой ступенью контакта на два потока, одним из которых производят фракционирование водного раствора (поток 2), после каждой ступени контакта газ объединяют.

Водный раствор (поток 2) представляет собой – 51,3%-ный (по массе) раствор ингибитора.

На первой ступени сепарации отделяют газовую фазу

(поток 5) от водной (поток 6). Концентрация ингибитора в низкоконцентрированном водном растворе (поток 6), отделяемом на первой ступени сепарации, составляет 0,025 % (по массе), что отвечает требованиям экологии для подачи водного раствора в систему промыслов.

После последней ступени контакта объединяют газовую фазу (поток 3), концентрация ингибитора в которой 79,7 % (по массе), с байпасированным потоком газа (поток 4). Этим обеспечивается концентрация ингибитора в газовом потоке (поток 5), равная 68,5 % (по массе).

Такая концентрация позволяет исключить гидратообразование, которое может возникнуть после охлаждения газового потока при существующих термодинамических параметрах установки. Для предупреждения гидратообразования на этом участке концентрация ингибитора должна быть не менее 55 % (по массе). Охлажденный поток газа 7 направляют на вторую ступень – низкотемпературную сепарацию.

Термодинамические условия в низкотемпературном сепараторе следующие: температура от -15 до -25 °С, давление 7–9 МПа. Отсепарированный и охлажденный сухой газовый поток 8, полученный после низкотемпературной сепарации, используют для охлаждения газового потока (поток 5) и направляют в газопровод. Водную фазу (поток 9), концентрация ингибитора в которой 28,2 % (по массе), со второй ступени сепарации обогащают свежим ингибитором гидратообразования (поток 10) до концентрации 51,3 % (по массе) и полученный водный раствор направляют на контакт с газом в первую ступень сепарации (поток 2), а углеводородную жидкость со второй ступени сепарации (поток 11) – в конденсатопровод.

Способ предлагает многократное (циклическое) использование водной фазы второй ступени сепарации, содержащей ингибитор гидратообразования. Необходимую концентрацию ингибитора гидратообразования в водной фазе, направляемой на первую ступень сепарации, обеспечивают, добавляя свежий ингибитор гидратообразования. Необходимость в добавлении свежего ингибитора связана с компенсацией уноса его с газом и конденсатом.

Эффективность

Предложенный процесс позволяет снизить расход и концентрацию свежего ингибитора и осуществить непосредственную подачу газа с необходимым содержанием в нем ингибитора гидратообразования на низкотемпературную сепарацию.

Данный способ подготовки углеводородного газа нашел свое применение на УКПГ-2 Уренгойского месторождения.

Разработчик

ДАО ЦКБН РАО “Газпром” (142100, Московская обл., г. Подольск, Комсомольская, 28).

Литература

Патент РФ № 2117854, БИ № 23, 1998 (Авторы: Г.К. Зиберт, И.Э. Ибрагимов).

5.1.2. СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

Краткое описание

Предложенный способ предназначен для подготовки природного газа к транспорту путем выделения из него воды и углеводородного конденсата.

Принципиальная технологическая схема этого способа изображена на рис. 5.2.

Способ подготовки природного газа к транспорту включает ступенчатую сепарацию, охлаждение газа между ступенями сепарации, дегазацию и охлаждение нестабильного конденсата, полученного после каждой ступени сепарации, и противоточное контактирование конденсата со всех ступеней сепарации с отсепарированным газом в верхней зоне сепаратора последней ступени сепарации.

Предложенный способ осуществляется следующим образом.

Исходный газ подают в сепаратор 1, где при давлении 13,3 МПа и температуре 21 °С происходит отделение механических примесей и жидкости (конденсат и вода).

Газ из сепаратора 1 охлаждают в рекуперативном теплообменнике 2 потоком газа из сепаратора-абсорбера 3 до температуры -12 °С. Затем его дросселируют в штуцер 4, газ при этом охлаждается до температуры -30 °С.

Жидкую фазу из сепаратора 1 дросселируют на штуцере 5 до давления 8 МПа и направляют в трехфазный разделитель 6, где при давлении 8 МПа и температуре 14 °С происходит разделение фаз. Жидкую фазу из трехфазного разделителя (выветренный углеводородный конденсат) охлаждают в тепло-

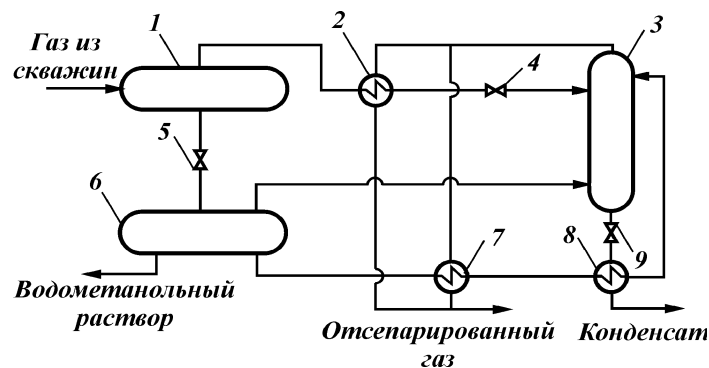


Рис. 5.2. Технологическая схема подготовки природного газа к транспорту:
 1 – сепаратор; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – сепаратор-абсорбер;
 4, 5, 9 – штуцера; 6 – фазный разделитель; 7, 8 – теплообменники

обменниках 7 и 8 и направляют в качестве абсорбента на орошение в верхнюю часть сепаратора-абсорбера 3. Газ дегазации из трехфазного разделителя 6 подают в нижнюю часть сепаратора-абсорбера.

Режим в сепараторе-абсорбере следующий: давление 7,8 МПа, температура минус 26–30 °С.

В сепарационной зоне из газа выделяют жидкую фазу, сконденсировавшуюся при охлаждении в рекуперативном теплообменнике 3 и дросселировании на штуцере 4.

В абсорбционной зоне аппарата 3 из газа извлекают дополнительное количество углеводородов за счет орошения предварительно охлажденным углеводородным конденсатом, полученным в трехфазном разделителе 6. В отпаривающей зоне (нижняя часть аппарата 3) в нестабильный конденсат противотоком подают газ дегазации из разделителя 6. При этом из нестабильного конденсата вследствие тепло- и массообмена при барботаже теплым газом дегазации выделяют часть легких компонентов (азот, метан, этан). Дегазированный углеводородный конденсат (насыщенный абсорбент), выходящий из аппарата 3, дросселируют на штуцере 9, нагревают в теплообменнике 8 потоком конденсата из трехфазного разделителя 6 и подают на установку стабилизации конденсата.

Эффективность

Эффективность предложенного способа подготовки природного газа к транспорту достигается за счет снижения энерго-

затрат и уменьшения соединения легких компонентов в нестабильном конденсате.

Разработчик

ВНИИГаз (142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка).

Литература

Авторское свидетельство № 1245826, БИ № 27, 1986 (Авторы: Т.М. Бекиров, Б.Г. Берго, А.С. Мелков, Е.Н. Туревский, В.И. Елистратов, Г.К. Зиберт).

5.1.3. СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

Краткое описание

В предложенном способе подготовки природного газа к транспорту его обрабатывают органическим поглотителем при перепаде давления между первой и второй ступенями сепарации, равном 1,0–1,5 МПа. При этом в качестве поглотителя используют диэтиленгликоль и углеводородную фракцию с температурой начала кипения 280–350 °С, а процесс ведут в противотоке между двумя изолированными потоками поглотителей при удельном их расходе (10–100) л/1000 м³ газа.

Выбранный числовой интервал перепада давлений обусловлен тем, что при перепаде давлений $\Delta p > 1,5$ МПа выполнение требований качества газа по ГОСТу обеспечивается с помощью процесса низкотемпературной сепарации (НТС). Подключение в этот период абсорбции невозможно по следующим причинам: снижается эффективность процесса НТС, так как подача абсорбента с температурой выше температуры абсорбируемого газа повышает температуру точки росы и температуру сепарации (т.е. ухудшается качество товарного газа, что приводит к нарушению теплового баланса стадии НТС); стадия углеводородной абсорбции неэффективна при подаче относительно теплового поглотителя в низкотемпературный сепаратор, так как качество товарного газа при абсорбции определяется термодинамическими параметрами на выходе из аппарата; резко снижается эффективность гликолевой осушки из-за большой вязкости концентрированного гликоля.

При включении дополнительной обработки с опозданием

(т.е. при перепаде давлений между ступенями сепарации меньше 1,0 МПа) ухудшается качество подаваемого в магистральный газопровод газа и теряется газовый конденсат – ценное углеводородное сырье.

Таким образом, перепад давлений в 1,0–1,5 МПа является необходимым условием эффективного осуществления стадий НТС и абсорбции и комбинированной системы качественной подготовки газа к транспорту в период исчерпания дроссель-эффекта.

Процесс подготовки газа к транспорту осуществляется следующим образом.

Газ, подготавливаемый к транспорту, подают в сепаратор первой ступени, где от него отделяют сконденсировавшуюся жидкость. Предварительно охладив его в рекуперативном холодильнике обратным потоком газа, выходящим из сепаратора-абсорбера, газ дросселируют и повторно отделяют сконденсировавшуюся жидкость в сепарационной части сепаратора-абсорбера. Затем газ поступает на стадию обработки в абсорбционную часть сепаратора-абсорбера, имеющего две секции, в первой по ходу секции газ осушается диэтиленгликолем (ДЭГ), а во второй – углеводородной фракцией с температурой начала кипения 280–350 °С из него извлекается газовый конденсат. Далее газ через рекуперативный теплообменник поступает в магистральный газопровод.

Расход поглотителя на обработку составляет (10–100) л/1000 м³ газа. Эту величину определили экспериментально, исходя из необходимой точки росы по углеводородам и содержания конденсата в газе, поступающем на абсорбцию.

Эффективность

Предложенный способ подготовки природного газа к транспорту позволяет значительно удешевить процесс, сократить потери углеводородного конденсата и повысить точку росы по углеводородам обрабатываемого газа.

Разработчик

ВНИИГаз (142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка).

Литература

Авторское свидетельство № 1066299, БИ № 48, 1984 (Авторы: Е.Н. Туревский, А.Е. Винокур, В.Г. Гореченков, Е.И. Черников, Л.В. Грипас, Г.К. Зиберт).

5.1.4. СПОСОБ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

Краткое описание

Способ предназначен для подготовки природного газа к транспорту путем выделения из него воды и углеводородного конденсата.

Схема подготовки природного газа к транспорту приведена на рис. 5.3.

Конденсат из сепаратора 1 дросселируют на клапан 6 и дегазируют в разделительной емкости 7, откуда газ дегазации направляют в куб 8 абсорбера-сепаратора 5, а углеводородный конденсат охлаждают в рекуперативном теплообменнике 9 и подают в качестве абсорбента в верхнюю массообменную секцию 10.

Пластовый газ после сепаратора 1 и охлаждения в рекуперативных теплообменниках 2 и 3 расширяют в устройстве 4 и подают в абсорбер-сепаратор 5, где разделяют в сепарационной секции 11 на газ, который подают в верхнюю массообменную секцию 10, и конденсат, который направляют на орошение в нижнюю массообменную секцию 12. Конденсат, выделенный в верхней 10 и нижней 12 массообменных секциях, нагревают потоками газа из сепаратора 1 и конденсата из разделительной емкости 7 соответственно в теплообменниках 3 и 9 и направляют в куб 8, где его выветривают. Газ выветривания из куба 8 подают в нижнюю массообменную секцию 12, а жидкий углеводородный продукт выводят из установки. Отсепарированный газ, прошедший обработку в абсорбере-сепараторе 5, нагревают в теплообменнике 2 и подают в газопровод.

При отсутствии избыточной энергии газ из сепаратора 1 дополнительно охлаждают, используя холод, вырабатываемый холодильной установкой 13.

Эффективность

Эффективность данного способа достигается за счет повышения степени извлечения из газа целевых компонентов $C_{3+в}$ и снижения газонасыщенности получаемого конденсата путем нагрева конденсата, полученного в верхней и нижней массообменных секциях сепаратора, потоком газа между ступенями сепарации и подачи его в куб сепаратора.

Способ предусматривает разделение исходной газоконден-

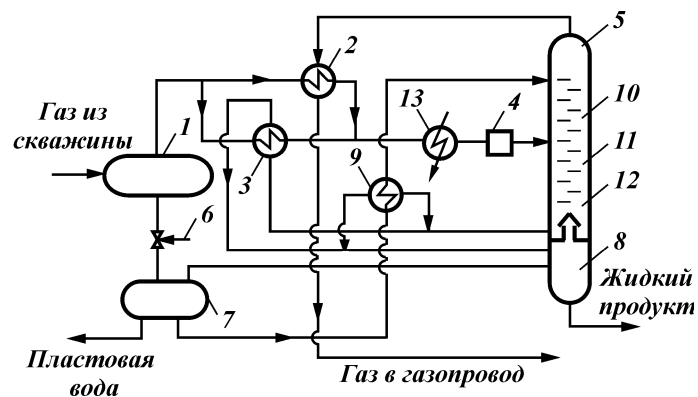


Рис. 5.3. Схема подготовки природного газа к транспорту:
 1 – сепаратор; 2, 3, 9 – рекуперативные теплообменники; 4 – расширяющее устройство; 5 – абсорбер-сепаратор; 6 – дроселирующий клапан; 7 – разделительная емкость; 8 – куб абсорбера-сепаратора; 10 – верхняя массообменная секция; 11 – сепарационная секция; 12 – нижняя массообменная секция; 13 – холодильная установка

сатной смеси на газовую и жидкую фазы в абсорбер-сепараторе.

Предложенный способ подготовки природного газа к транспорту был внедрен на Ямбургском ГКМ.

Разработчик

ВНИИГаз (142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка).

Литература

Авторское свидетельство № 1318770, БИ № 23, 1987 (Авторы: А.С. Мелков, Е.Н. Туревский, В.И. Елистратов, Г.К. Зиберт, Д.Ц. Бахшиян, В.С. Юшина, Л.Г. Чикалова, С.Т. Пашин, Б.А. Сумский).

5.1.5. СПОСОБ СЕПАРАЦИИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Краткое описание

Предложенный способ предназначен для разделения газожидкостной смеси.

На рис. 5.4 изображена схема устройства, в котором может быть осуществлен данный способ.

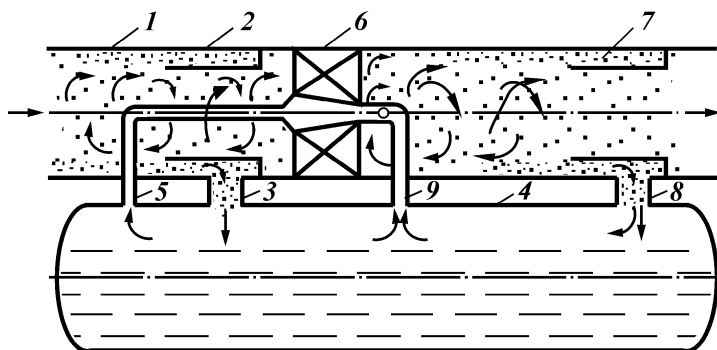


Рис. 5.4. Устройство для сепарации газожидкостной смеси:
 1 – трубопровод для подачи газожидкостной смеси; 2, 7 – кольцевая щель; 3, 5, 8, 9 – патрубки; 4 – емкость; 6 – завихритель

В трубопровод 1 на разделение подают газожидкостную смесь. Перед закручиванием через кольцевую щель 2 и патрубок 3 отбирают часть газожидкостной смеси. Далее газ отделяют от жидкости в гравитационном поле емкости 4 и подают в зону пониженного давления после закручивания через патрубок 5, где давление потока ниже, чем до закручивания. После закручивания в завихрителе 6 газожидкостный поток разделяется на центральный газовой с зоной пониженного давления и периферийный газожидкостный с зоной повышенного давления. Далее периферийный газожидкостный поток через кольцевую щель 7 и патрубок 8 отбирают и разделяют в гравитационном поле емкости 4, и газ возвращают через патрубок 9 в основной газовый поток.

Эффективность

Предложенный способ сепарации газожидкостной смеси позволяет повысить эффективность очистки газа при увеличении производительности, поскольку повышение производительности по жидкости не вызывает резкого изменения остаточного содержания жидкости в газовом потоке после сепаратора. Техническое решение использовано в проектах ЦКБН и внедрено в промышленность.

Разработчик

ВНИПИГазпереработка, г. Краснодар.

Литература

Авторское свидетельство № 1494936, БИ № 27, 1989
(Авторы: Г.К. Зиберт, С.И. Бойко).

5.2. СЕПАРАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

5.2.1. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ ГАЗА ОТ ЖИДКОСТИ

Краткое описание

Предложенное устройство для отделения газа от жидкости может применяться в нефте- и газоперерабатывающей промышленности (рис. 5.5).

Устройство содержит корпус 1, патрубок 2 для ввода смеси, патрубок 3 для вывода газа, для вывода жидкости патрубок 4, каплеотбойник 5, перегородку 6, перфорированную перегородку 7 с отбортовками 8, пластину 9, прикрепленную к перегородке 7 под углом 90–150°, площадь которой превышает площадь каплеотбойника 5.

Устройство работает следующим образом.

Газожидкостный поток поступает через патрубок 2 в корпус. Уровень жидкости выдерживается постоянным благодаря постоянному переливу через перегородку 6. Газ с мелкодисперсной капельной жидкостью, не осевшей в результате гравитационного охлаждения, направляется к каплеотбойнику 5, на котором происходит отделение капельной жидкости, после чего жидкость стекает вниз, а газ проходит через каплеотбойник 5 и выходит через патрубок 3. При движении газового потока на поверхности жидкости происходит волнообразование и появляется пена, которая перемешивается с жидким и газовым потоками до отбортовки 8 перегородки 7. При этом происходит торможение и разрушение пены и гашение волн жидкости перед входом в каплеотбойник 5. Перегородка 6 отделяет поверхность жидкости от газового потока и не позволяет проникать пене и волнам к каплеотбойнику 5. Газовый поток на пути к каплеотбойнику обтекает перегородку 7 со всех сторон. Жидкость, отделившаяся от газового потока на каплеотбойнике 5, стекает на перегородку 7 и через отверстия стекает под перегородку, а затем перетекает через поперечную перегородку 6 и выводится через патрубок 4.

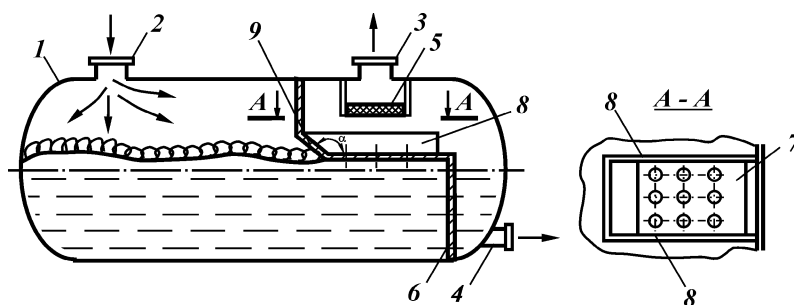


Рис. 5.5. Устройство для отделения газа от жидкости:
 1 – корпус; патрубки: 2 – для ввода смеси, 3 – для вывода газа, 4 – для вывода жидкости; 5 – каплеотбойник; 6 – перегородка; 7 – перфорированная перегородка; 8 – отбортовки; 9 – пластина

Эффективность

Использование устройства предложенной конструкции снижает унос жидкой фазы газовым потоком на 50–70 % за счет ликвидации пены и волн под отбойником, а также за счет устранения пено- и волнообразования. Техническое решение использовано в проектах ЦКБН и внедрено в промышленность.

Разработчик

ВНИПИГазпереработка, г. Краснодар.

Литература

Авторское свидетельство № 645674, БИ № 8, 1979 (Авторы: Л.М. Мильштейн, В.А. Лопатинский, В.Т. Шарков, М.Т. Каюмов, Г.К. Зиберт).

5.2.2. УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ

Краткое описание

Предложенное устройство целесообразно применять для разделения газожидкостных смесей в случае затрудненного дегазирования и повышенного пенообразования.

Устройство (рис. 5.6) содержит горизонтальный корпус 1, частично заполненный жидкостью, в верхней части которого

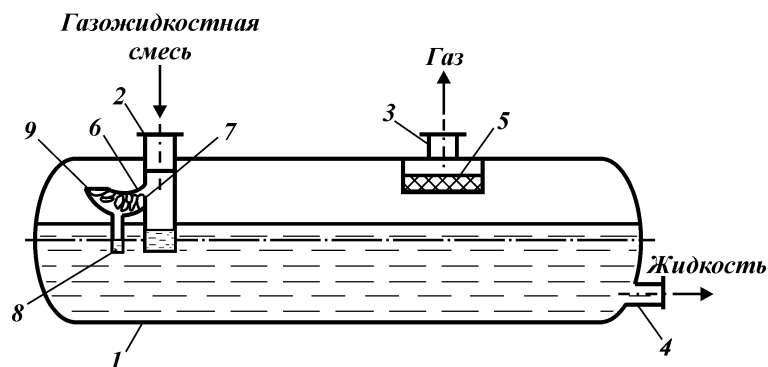


Рис. 5.6. Устройство для разделения газожидкостной смеси:
 1 – корпус; патрубки: 2 – ввода газожидкостной смеси; 3, 4 – вывода газа;
 5 – каплеуловитель; 6 – криволинейный коллектор; 7 – перегородка; 8 –
 дренажная трубка; 9 – волокнистая набивка

расположен патрубок 2 ввода газожидкостной смеси и патрубок 3 вывода газа, в нижней части находится патрубок 4 вывода жидкости. Перед патрубком 3 вывода газа установлен каплеуловитель 5. К патрубку 2 примыкает криволинейный коллектор 6, изогнутый в нижней части устройства. На входе криволинейного коллектора установлена вертикальная перегородка 7, перекрывающая коллектор на 0,1–0,4 высоты сечения коллектора. Патрубок 2 погружен в жидкость на глубину не менее 0,3 м. В нижней точке коллектор 6 снабжен дренажной трубкой 8, которая погружена в жидкость на глубину не менее 0,2 м. Полость коллектора заполнена упругой волокнистой, преимущественно стальной, набивкой 9.

Устройство работает следующим образом.

Газожидкостная смесь поступает через патрубок 2 внутрь корпуса 1. В патрубке 2 смесь движется с определенной скоростью, газ поступает в криволинейный коллектор 6, а пленочная жидкость по инерции проходит по патрубку 2 в нижнюю часть корпуса 1. Перегородка 7 при этом препятствует сливу пленочной жидкости в криволинейный коллектор 6. Унесенная капельная жидкость коалесцирует на волокнистой набивке 9 и стекает в нижнюю часть криволинейного коллектора 6, откуда сливается в нижнюю часть корпуса 1 через дренажную трубку 8. Газ через выходной торец криволинейного коллектора 6 поступает на каплеуловитель 5, где доочищается от капельной жидкости и через патрубок 3 вывода газа покидает устройство, а отделившаяся жидкость выводится через патрубок 4. Заглубление патрубка 2 в жидкость не менее

чем на 0,3 м образует гидрозатвор при сопротивлении упругой набивки, которое может достигь 980–1470 Па (100–150 мм вод. ст.), а заглубление дренажной трубки не менее чем на 0,2 м образует гидрозатвор при сопротивлении части упругой набивки, расположенной между трубкой и торцом коллектора, которое может достигь 784–1171 Па (80–120 мм вод. ст.), исключающий перетекание жидкости в газовую полость и пенообразование.

Эффективность

Предложенное устройство позволяет повысить эффективность процесса дегазации и уменьшает пенообразование. Техническое решение широко используется в промышленности.

Разработчик

ВНИПИГазпереработка, г. Краснодар.

Литература

Авторское свидетельство № 722555, БИ № 11, 1980 (Авторы: Л.М. Мильштейн, С.И. Бойко, Т.М. Каюмов, Р.Ю. Гафуров, Г.К. Зиберт).

5.2.3. ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР

Краткое описание

Трехфазный сепаратор представляет собой аппарат для разделения газожидкостных смесей при наличии двух жидкостей с различной плотностью.

Конструкция трехфазного сепаратора представлена на рис. 5.7.

Трехфазный сепаратор содержит горизонтальный корпус 1, в верхней части которого расположены патрубок 2 ввода газожидкостной смеси и патрубок 3 вывода газа, а в нижней части – патрубок 4 вывода легкой фазы и патрубок 5 вывода тяжелой жидкой фазы. К патрубку 3 примыкает криволинейный коллектор 6, на выходе которого расположен сетчатый пакет 7. Криволинейный коллектор 6 снабжен дренажной трубкой 8. На выходе коллектора 6 установлен просечно-вытяжной лист 9. Перед патрубком 3 вывода газа установлен сетчатый отбой-

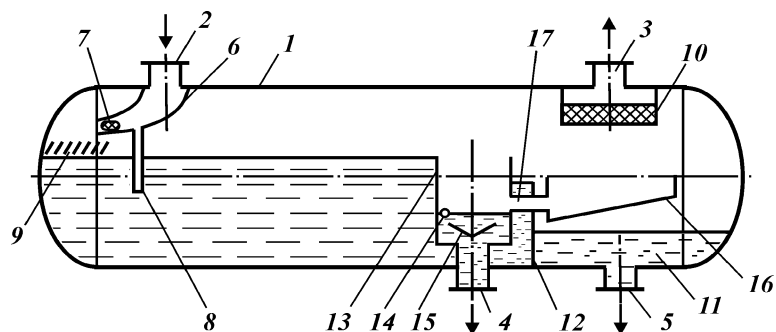


Рис. 5.7. Трехфазный сепаратор:

1 – корпус; патрубки: 2 – ввода газожидкостной смеси, 3 – вывода газа, 4 – вывода легкой фазы, 5 – вывода тяжелой фазы; 6 – коллектор; 7 – сетчатый пакет; 8 – дренажная трубка; 9 – просечно-вытяжной лист; 10 – отбойник; 11 – отсек сбора тяжелой фазы; 12 – перегородка; 13 – камера сбора легкой жидкой фазы; 14 – разделительная тарелка; 15 – датчик регулятора уровня; 16 – сборник отсепарированной жидкости; 17 – переливное устройство

ник 10, который помещен в отсек 11 сбора тяжелой фазы, образованной стенкой корпуса 1 и перегородкой 12. Перед перегородкой 12 расположена камера 13 сбора легкой жидкой фазы. В камере 13 размещены разделительная тарелка 14 и датчик 15 регулятора уровня. Под сетчатым отбойником 10 расположен сборник 16 отсепарированной жидкости, соединенный переливным устройством 17 с камерой 13 сбора легкой жидкой фазы. Сборник 16 отсепарированной жидкости находится выше максимальных уровней легкой и тяжелой жидких фаз соответственно в камере 13 сбора легкой жидкой фазы и в отсеке 11 сбора тяжелой жидкой фазы. Для предотвращения уноса жидкости из сборника 16 отсепарированной жидкости и улучшения стока жидкости в камеру 13 сбора легкой жидкой фазы сборник расположен с наклоном в сторону камеры 13 сбора легкой жидкой фазы.

Сепаратор работает следующим образом.

Газожидкостная смесь поступает через патрубок 2 ввода газожидкостной смеси внутрь корпуса 1. В патрубке 2 смесь движется с определенной скоростью и поступает в криволинейный коллектор 6. Газ через выходной торец криволинейного коллектора 6 поступает на сетчатый отбойник 10, где доочищается от капельной жидкости и через патрубок 3 вывода газа выходит из сепаратора. Жидкость из криволинейного коллектора стекает по дренажной трубке 8 в нижнюю часть корпуса 1. Унесенная капельная жидкость проходит через

сетчатый пакет 7 и стекает через просечно-вытяжной лист 9 в нижнюю часть корпуса 11, а предварительно отсепарированный газ поступает на сетчатый отбойник 10.

В корпусе жидкая смесь разделяется под действием гравитационных сил, перетекает в камеру 13 сбора легкой фазы, где датчик 15 поддерживает определенный ее уровень, и через патрубок 4 вывода легкой жидкой фазы выводится из сепаратора. Более тяжелая жидкость скапливается в нижней части корпуса 1, перетекает через перегородку 12 и выводится из аппарата через патрубок 5 вывода тяжелой фазы.

Жидкость, отсепарированная сетчатым отбойником 10, стекает в сборник 16 отсепарированной жидкости, откуда через переливное устройство 17 перетекает в камеру 13 сбора легкой жидкой фазы. Так как уровень тяжелой жидкой фазы всегда меньше, чем уровень разделяемой смеси, и может быть снижен за счет увеличения длины аппарата, сетчатый отбойник в описываемом сепараторе может быть установлен в отсеке сбора тяжелой жидкой фазы с соблюдением всех необходимых расстояний без увеличения диаметра сепаратора. Увеличение длины аппарата не приводит к увеличению толщины стенки корпуса, а ведет к снижению металлоемкости разделительного оборудования, так как увеличение длины в меньшей степени влияет на увеличение массы аппарата, чем увеличение диаметра, особенно для аппаратов, работающих под давлением.

Эффективность

Эффективность конструкции предложенного трехфазного сепаратора заключается в снижении металлоемкости за счет уменьшения габаритов аппарата и улучшении разделения за счет увеличения расстояния от уровня жидкости до отбойника.

Разработчик

ДАО ЦКБН ОАО «Газпром» (142100, Московская обл., г. Подольск, Комсомольская, 28).

Литература

Авторское свидетельство № 1073925, 1994 (Автор Г.К. Зиберт).

5.2.4. ГАЗОЖИДКОСТНЫЙ СЕПАРАТОР

Краткое описание

Предложенный газожидкостный сепаратор, схематично показанный на рис. 5.8, осуществляет процесс очистки газа от капельной жидкости.

Газовый поток, содержащий капли жидкости, проходит через кольцевой канал между стенкой корпуса и поддоном и распределяется по каналам, образованным между жалюзийными пластинами. При движении газового потока по извилистым каналам между жалюзийными пластинами увеличивается скорость потока за счет уменьшения поперечного сечения.

Крупные капли жидкости осаждаются на стенках жалюзийных гофрированных пластин на начальном участке. Для того, чтобы обеспечить осаждение все более мелких капель жидкости по ходу движения потока газа, нужно увеличить инерционные силы, действующие на капли. Очищенный от жидкости газ собирается в центральной части сепаратора и через отверстие 4 в крышке отводится. Отделенная жидкость собирается на поддоне и через трубку 7 выводится из сепаратора.

Эффективность

Конструкция предложенного сепаратора обеспечивает движение газового потока от периферии к центру, уменьшение

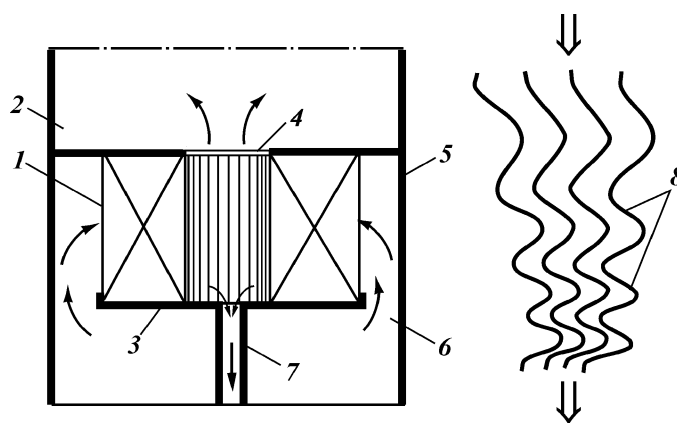


Рис. 5.8. Газожидкостный сепаратор:

1 — гофрированные пластины; 2 — крышка; 3 — поддон; 4 — отверстие; 5 — стенка корпуса; 6 — кольцевой канал; 7 — сливная труба; 8 — гофры

площади поперечного сечения в направлении потока газа, увеличение скорости и, как следствие, рост эффективности сепарации газожидкостного потока за счет повышения улавливающей способности. Техническое решение внедрено в промышленность.

Разработчик

Академия нефти и газа им. Губкина, ДАО ЦКБН ОАО “Газпром”.

Литература

Авторское свидетельство № 1634300, БИ № 1634300, 1991 (Авторы: Ю.В. Зайцев, Э.Г. Синайский, В.А. Щелкунов, Д.И. Шевелев, Ю.А. Кащицкий, Г.К. Зиберт, В.А. Толстов).

5.2.5. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ

Краткое описание

На рис. 5.9, *а* показан общий вид устройства для очистки газа, продольный разрез; на рис. 5.9, *б* – конструкция секционирующих перегородок.

Устройство включает корпус *1*, в котором установлены сепарирующие элементы в виде многослойных вертикальных нитчатых пакетов *2*. Между сепарирующими элементами установлены секционирующие горизонтальные перегородки *3*. На всей поверхности секционирующих перегородок выполнены гофры *4*, расположенные перпендикулярно направлению движения газа, причем глубина гофр увеличивается от центра к периферии.

Устройство для очистки газа от капельной жидкости работает следующим образом.

Газовый поток, содержащий капли жидкости, проходит через вертикальные нитчатые сепарирующие элементы. Капли жидкости осаждаются на нитях, образуя пленку, которая стекает под действием силы тяжести. Высота нитей в сепарирующих элементах выбирается из условия критической скорости газа, обеспечивающей устойчивость пленки жидкости. Отсепарированная жидкость попадает на секционирующую перегородку *3* и по наклонным каналам, образованным гофрами *4*, отводится к стенкам корпуса *1* и выводится из устройства, что позволяет предотвратить вторичный унос жидкости и обеспе-

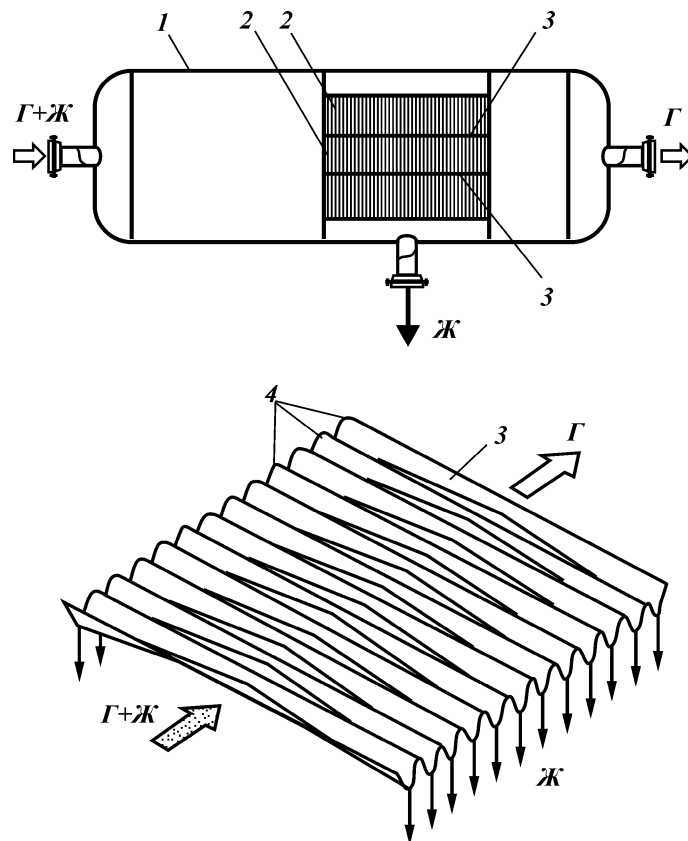


Рис. 5.9. Устройство для очистки газа от капельной жидкости:
a – общий вид; *б* – конструкция секционирующих перегородок; *1* – корпус;
2 – многослойные нитчатые пакеты; *3* – перегородки; *4* – гофры

чить эффективную сепарацию при повышении производительности, так как в центральной части сепаратора глубина гофр мала и они практически не нарушают гидродинамику движения потока газа, а на периферии глубина гофр максимальна, что необходимо для прохождения всей отсепарированной жидкости.

Эффективность

Эффективность процесса очистки газа от капельной жидкости достигается за счет улучшения условий отвода уловленной жидкости.

Разработчик

Академия нефти и газа им. И.М. Губкина, ДАО ЦКБН ОАО “Газпром”.

Литература

Авторское свидетельство № 1708394, БИ № 4, 1992 (Авторы: Ю.В. Зайцев, Э.Г. Синайский, В.А. Щелкунов, Д.И. Шевелев, Ю.А. Кащицкий, Г.К. Зиберт, В.А. Толстов).

5.2.6. АППАРАТ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Краткое описание

Предложенный аппарат для очистки и осушки природного газа относится к оборудованию для обработки природного газа методом НТС и абсорбции.

Аппарат (рис. 5.10) работает следующим образом.

Газ, поступающий из одной или нескольких скважин, проходит в штуцер входа газа высокого давления *12* в распределительную камеру *1* и очищается в сепарационном устройстве высокого давления *5* от выносимых из скважины примесей, сконденсировавшихся паров влаги, конденсата и метанола. В первой ступени сепарации отделившаяся жидкость стекает в сборник для отсепарированной жидкости *10*, откуда конденсат после разделения подается на узел ввода абсорбента *16*.

Газ после сепарации смешивается с ингибитором гидратообразования, подается в трубки теплообменника *7* для охлаждения встречным потоком холодного газа низкого давления, идущим по межтрубному пространству кожуха теплообменника *2*. Вышедший из штуцера *9* охлажденный газ проходит на дросселирование или расширительную машину, после чего через штуцер *21* входит опять в аппарат для окончательной очистки газа и утилизации холода.

В сепараторе предварительной очистки происходит улавливание ингибитора гидратообразования, насыщенной влаги, конденсата, выпавшего из газа после предварительного охлаждения в трубном пучке и после дросселирования. Предварительно отсепарированный холодный газ низкого давления

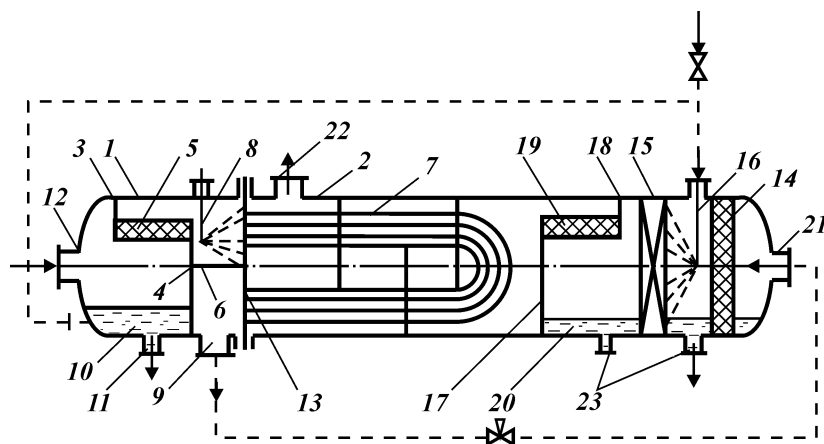


Рис. 5.10. Аппарат для очистки и осушки природного газа:

1 – распределительная камера; 2 – кожух теплообменника; 3, 4, 6, 17, 18 – перегородки; 5 – сепарационное устройство; 7 – пучок труб теплообменника; 8 – узел ввода ингибитора гидратообразования; штуцера: 9 – выхода охлажденного газа, 11, 23 – для вывода отсепарированной жидкости; 12 – для входа газа, 21, 22 – для входа и выхода газа низкого давления; 10, 20 – сборник для отсепарированной жидкости; 13 – трубная доска; 14 – сепарационное устройство предварительной очистки; 15 – контактно-сепарационное устройство; 16 – узел ввода абсорбента; 19 – сепарационное устройство окончательной очистки

поступает в контактно-сепарационное устройство 15, где на большой поверхности контактирует с абсорбентом, который подается через узел ввода абсорбента 16.

Отсепарированный холодный газ низкого давления поступает в межтрубное пространство кожуха теплообменника 2 для теплообмена, после чего в очищенном, осушенном и подогретом виде направляется в магистральный газопровод через штуцер 22, а жидкость через штуцер 23 отводится на разделение.

Эффективность

Эффективность разделения достигается тем, что аппарат снабжен контактно-сепарационным устройством, установленным между теплообменником и сепарационным устройством низкого давления, выполненным в виде объемной сетчатой насадки. Техническое решение внедрено в промышленность.

Разработчик

ДАО ЦКБН ОАО “Газпром” (142100, Московская обл., г. Подольск, Комсомольская, 28).

Литература

Авторское изобретение № 822862, БИ № 15, 1981 (Авторы: Г.К. Зиберт, О.С. Петрашкевич, В.А. Толстов, Ю.А. Кащичкий).

5.2.7. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ АППАРАТ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ГАЗА

Краткое описание

Предложенный аппарат относится к технологическому оборудованию для обработки газа при проведении процессов сепарации газа от жидкости, абсорбции и др.

Горизонтальный аппарат для обработки газа (рис. 5.11) работает следующим образом.

Газ через патрубок 2 поступает в аппарат и проходит через сегментные вырезы 8 в поперечной перегородке 5 под продольные перегородки 4, равномерно распределившись по продольному сечению аппарата в массообменные и/или сепарационные секции 6. Проходя снизу вверх через секции 6, газ контактирует с абсорбентом, поступающим в аппарат через патрубок 12 и движущимся в секции 6 сверху вниз. Очищенный газ выходит из массообменной и/или сепарационной секции 6 в двух направлениях и поступает в герметичные со стороны подвода газа секции камеры 7, откуда через продольные каналы 9 и выходной патрубок 3 выходит из аппарата. Жидкость отводится из нижней части аппарата через патрубок 13.

Эффективность

Эффективность работы и производительность аппарата увеличивается за счет улучшения распределения потока газа по продольному сечению аппарата. Техническое решение внедрено в промышленность.

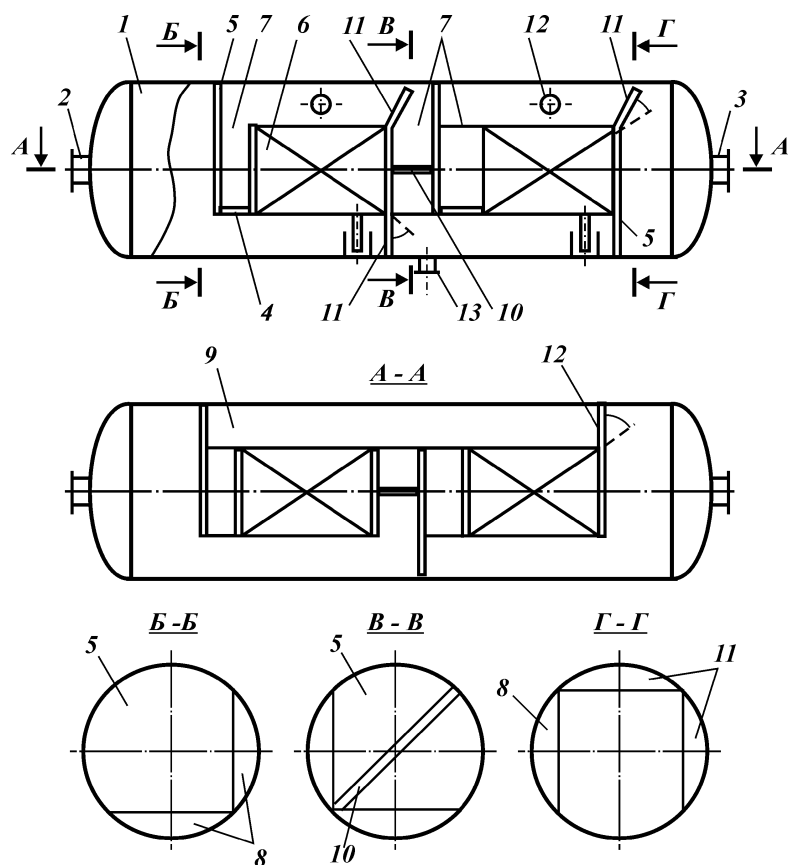


Рис. 5.11. Горизонтальный аппарат для обработки газа:
 1 – цилиндрический корпус; 2, 3 – патрубки подвода и отвода газа; 4, 5 – продольные и поперечные перегородки; 6 – массообменные или сепарационные секции; 7 – камера; 8 – сегментный вырез; 9 – продольный канал; 10 – продольная пластина; 11 – дополнительные поперечные перегородки

Разработчик

ДАО ЦКБН ОАО «Газпром» (142100, Московская обл., г. Подольск, Комсомольская, 28).

Литература

Авторское свидетельство № 1412080 (Авторы: Г.К. Зиберт, С.И. Кузьмин, Л.Б. Галдина).

5.2.8. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗА

Краткое описание

Устройство применяется для очистки газа от жидких частиц.

Устройство (рис. 5.12) состоит из емкости с патрубками вывода газа и жидкости, патрубком ввода газожидкостной смеси, коллектором и разгонными устройствами, выполненными в виде сопел Вентури, причем площадь поперечного сечения горловины каждого последующего сопла уменьшена относительно предыдущего, а между внешней поверхностью сопел и корпусом коллектора находятся камеры, имеющие отверстия в горловинах сопел.

Устройство для очистки газа работает следующим образом.

Высокоскоростной газожидкостный поток, содержащий жидкостные пробки, поступает через входной патрубок 4 в коллектор 5 устройства для очистки газа. В коллекторе газожидкостная пробка попадает в первое разгонное устройство – сопло Вентури 7. Так как площадь поперечного сечения горловины 10 сопла меньше, чем площадь поперечного сечения коллектора, скорость движения жидкости во время прохождения жидкостной пробки возрастает, а давление в горловине – падает. Вследствие снижения давления в горловине 10 сопла

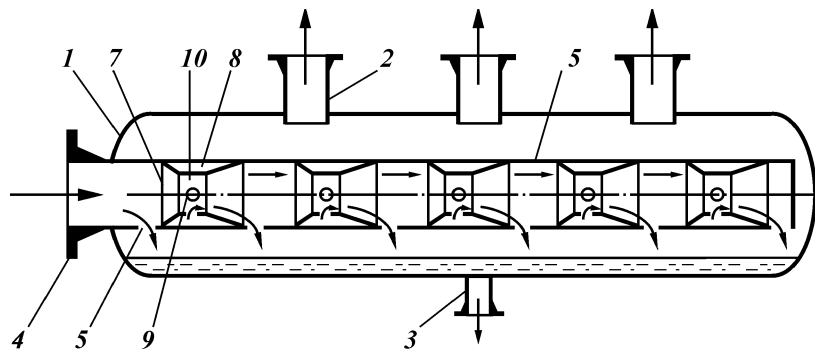


Рис. 5.12. Устройство для очистки газа:

1 – емкость; патрубки: 2 – вывода очищенного газа, 3 – вывода жидкости, 4 – ввода газожидкостного потока; 5 – коллектор; 6 – выходные отверстия; 7 – разгонные устройства; 8 – камеры; 9 – отверстия в горловинах сопел; 10 – сопла

Вентури 7 через отверстие 9 из камеры 8 откачивается газ и в камере создается разрежение. На поддержание разрежения расходуется часть кинетической энергии движущейся жидкости. Кроме того, за счет снижения статического давления в горловине сопла снижается равновесное давление насыщенных паров жидкости. Из жидкости выделяются в виде газовых пузырьков легкокипящие компоненты, движение жидкости переходит в кавитационный режим, которому свойственна диссипация (рассеивание) кинетической энергии. Поскольку при прохождении горловины 10 сопла Вентури 7 кинетическая энергия жидкостного потока снижается, скорость движения жидкости вдоль коллектора после сопла уменьшается и часть жидкости под действием силы тяжести выводится из коллектора 5 через выходное отверстие 6, расположенное в нижней части коллектора, в емкость 1.

Движущаяся вдоль коллектора жидкостная пробка поступает во второе сопло Вентури. Несмотря на то, что объем жидкости уменьшился, скорость потока в горловине второго сопла возрастает до величины скорости движения в горловине первого сопла, так как площадь поперечного сечения горловины второго сопла меньше площади поперечного сечения горловины первого сопла. Во втором сопле повторяются те же процессы рассеивания кинетической энергии и торможения, что и в первом. Часть жидкости выводится из коллектора через выходное отверстие 6.

Последовательно проходя вдоль коллектора с соплами Вентури 7 и камерами 8, имеющими отверстия в горловинах сопел, площади поперечных сечений которых последовательно уменьшены, жидкостная пробка постепенно теряет свою кинетическую энергию, и в результате истечения через выходные отверстия 6 в коллекторе 5 жидкость равномерно отводится в емкость 1. Таким образом, полностью исключается ударное разрушающее воздействие на устройство для очистки газа, а жидкость, отводимая через выходные отверстия 6, в коллекторе не вызывает образование брызг, которые могут подхватываться и уноситься из емкости 1 в патрубки 2 с потоком газа.

Эффективность

Предложенная конструкция позволяет повысить надежность и эффективность устройства при очистке высокоскоростного газожидкостного потока, содержащего жидкостные пробки. Техническое решение использовано в проектах ЦКБН.

Разработчик

ДАО ЦКБН ОАО “Газпром” (142100, Московская обл., г. Подольск, Комсомольская, 28).

Литература

Патент РФ № 2096069, БИ № 32, 1997 (Авторы: Е.П. Запорожец, Б.С. Палей, Г.К. Зиберт).