

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего образования
Волгоградский государственный технический университет
Факультет химико-технологический
Кафедра «Процессы и аппараты химических и пищевых производств»

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА

по дисциплине «Оборудование производств нефтегазовой отрасли»

Выполнил (а):

студент(ка) группы АЗБ-388-1С

Иванова А.А.

Проверил (а):

доцент кафедры ПАХПП, к.т.н.

Шибитова Н.В.

Работа защищена

с оценкой зачтено 25.05.18г.



Волгоград 2018 г.

Задание

1. Оборудование для процесса удаления конденсата из попутных нефтяных газов (сепаратор). Конструктивные особенности, принцип работы, достоинства и недостатки.
2. Описать технологическую установку, где применяется оборудование.

1 Общая характеристика оборудования для процесса удаления конденсата из попутных нефтяных газов

Мировыми производителями выпускается три типа газосепараторов [1]:

1. Гравитационные.
2. Вихревые.
3. Центробежные.

Применение центробежных газосепараторов является самым надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. От эффективности их работы во многом зависят параметры эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой занимает промежуточное положение [2].

К устройствам предъявляются следующие требования [3]:

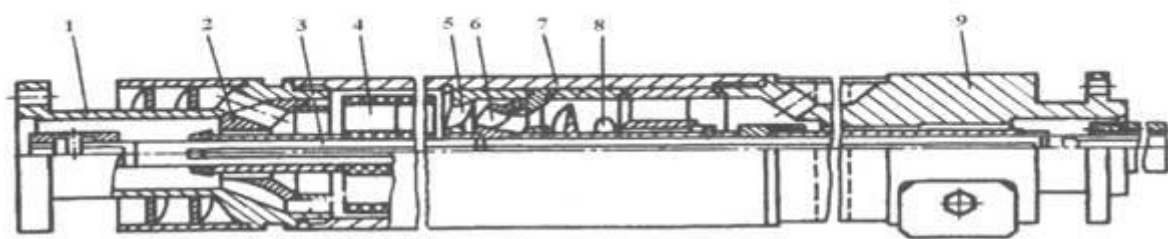
1. Ликвидация вредного влияния свободного газа, содержание которого больше допустимого по техническим условиям, что и приводит к срыву подачи насоса.
2. Обеспечение минимального диаметрального размера устройства, соответствующего диаметральным размерам насоса определенной габаритной группы.
3. Обеспечение необходимой подачи жидкости через рабочие органы устройства для обеспечения устойчивой работы насоса.
4. Обеспечение прохождения удлиненного за счет применения устройства, погружного агрегата по всей глубине скважины, особенно - в наклонно-направленных скважинах.

Наиболее часто газосепараторы для ЭЦН выполняются по центробежной схеме. Газосепараторы представляют собой отдельные

насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Одним из первых устройств, запатентованных в нашей стране, был газосепаратор известного российского ученого П. Д. Ляпкина. Принцип действия данного газосепаратора заключается в том, что ротор, вращаясь с валом насоса, создает интенсивное вращательное движение смеси в сепараторе, благодаря чему происходит разделение смеси на жидкость и газ. Газ под действием возникающего при вращении смеси градиента давления выжимается из вращающегося кольца смеси в сторону наименьшего давления, т.е. к центру, а жидкость под действием центробежных сил отбрасывается к периферии внутренней камеры газосепаратора [4].

Долгое время применялись сепараторы типа 1МНГ5 (рисунок 1). Газосепаратор 1МНГ5 обеспечивал работу насоса при газосодержании до 50%. Они успешно работали в широком диапазоне изменения условий эксплуатации. Однако сепаратор имел сложную конструкцию, большую массу, был подвержен абразивному износу и обрыву по корпусу сепаратора. Кроме того, в условиях высоких газосодержаний на многих режимах наблюдалось существенное влияние газа на работу ЭЦН, оборудованных 1МНГ5.



1 - головка; 2 - подшипник; 3 - вал; 4 - сепаратор; 5 - направляющий аппарат; 6 - рабочее колесо; 7 - корпус; 8 - шнек; 9 - основание

Рисунок 1- Газосепаратор типа 1МНГ5 [4]

Учеными ГАНГ им. И.М. Губкина был предложен новый тип сепарации, на основе которого была разработана конструкция модуля

насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 (рисунок 2) к погружным насосам группы 5. Масса нового сепаратора оказалась примерно в 2 раза меньше, чем у 1МНГ5, в частности, за счет упрощения конструкции. Кроме того, в МН-ГСЛ5 предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа. Новый сепаратор позволяет стабильно работать насосу до 80% содержания газа [4].

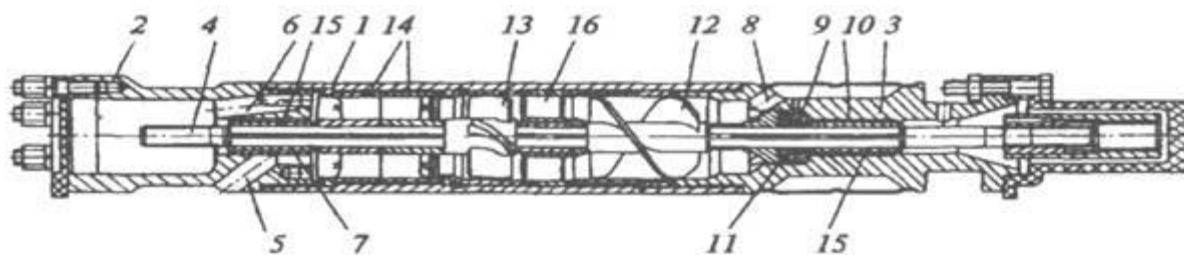


Рисунок 2 - Газосепаратор типа МН-ГСЛ [4]

Газосепаратор типа МН-ГСЛ состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пята 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15. в корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: ГЖС попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство [5].

Газосепараторы в настоящее время выпускают и другие российские производители: ОАО «Борец» и ОАО «Алнас». Предлагаются газосепараторы двух типов: модульные и встроенные в нижнюю секцию насоса. Все типы

отечественных газосепараторов снабжены защитной гильзой, предохраняющей корпус газосепаратора от гидроабразивного износа. Благодаря этому повышается ресурс работы оборудования, уменьшается вероятность аварии. Для откачивания из скважин нефтяной продукции, представляющей собой ГЖС, установками погружных центробежных насосов фирма REDA предлагает центробежный газосепаратор для случаев с большим газосодержанием (60%) (рисунок 3).



Рисунок 3 - Центробежный сепаратор фирмы REDA [5]

Центробежный газосепаратор удаляет из ГЖС до 90% свободного газа. Несмотря на широкое применение газосепараторов, необходимо отметить и их недостатки [5]:

1. Возможность блокирования скважины газовыми пробками из-за нестабильного поступления газа из скважины, из-за большой обводненности пластовой жидкости, при которой срывное газосодержание примерно пропорционально $(1-v)$, где v - обводненность, или из-за грубой дисперсности

газожидкостной смеси с остаточным газом, поступающей в первое рабочее колесо насоса, либо из-за воздействия всех этих факторов.

2. Применение газосепаратора может привести к частичному фонтанированию скважины по затрубному пространству, что, в свою очередь, может привести к его перекрытию из-за отложений парафина и к прекращению функционирования сепаратора.

3. При применении сепаратора практически не используется полезная работа газа при подъеме пластовой жидкости в НКТ, так как большей частью газ направляется в затрубное пространство.

4. Наблюдаются колебания потребляемой насосом с газосепаратором мощности при откачивании ГЖС. Эти колебания при наличии газовой пробки могут привести к частым остановкам по недогрузке, повторным запускам, что снижает надежность работы всей установки.

5. Как показывает промысловая практика установок ЭЦН с газосепараторами, газосепаратор в силу характерных конструктивных признаков (вращение откачиваемой жидкости с содержащимися в них мехпримесями на расстоянии достаточной протяженности) или в силу недостаточной доработанности конструкции может явиться причиной не только отказа, но и «полета» установки.

Газовые сепараторы имеют следующую конфигурацию [6]:

1. Вертикальную. Их применяют при необходимости очищения больших объемов. Рекомендованное решение для газового конденсата с вкраплением значительного количества твердых примесей. Отличаются высокими показателями эффективности очистки.

2. Горизонтальную. Встраиваются в линии с непрерывным потоком. За счет прохождения газом большего, чем в вертикальной установке пути достигается оптимальные показатели очистки. Не рекомендовано использовать такое решение при высоком содержании жидкости в исходном объеме. К преимуществам этой компоновки относят простоту транспортировки и монтажа, невысокую стоимость.

3. Сферическую. Также используются для сред с низким содержанием жидкости. Имеют высокую производительность за счет двух- и трехфазности.

Принципиальная схема устройства включает в себя следующие элементы конструкций:

1. Корпус. Условно разделяется на секции: рабочую, где происходит процесс очистки газа и накопительную, куда выводятся отходы.

2. Система патрубков: подвода и отвода жидкого углерода, удаления отловленных частиц.

6. Элементы управления агрегатом. Включают в себя [7]:

- клапаны: сливные, заборные, сброса давления;
- уровни. Служат для определения количества находящегося внутри материала:

- температурные датчики;

- электромеханические приборы. Манометры, регуляторы давления:

Газосепараторы могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом при температуре рабочей среды от минус 30 до 100⁰С. Газосепаратор следует выбирать таким, чтобы производительность его при всех возможных эксплуатационных условиях была бы ниже номинальной. Номинальной называют производительность, определяемую по средним условиям завода, его изготовившего, или конструкторской организации, по проекту которой он изготовлен. Размеры его следует принимать из расчета максимальных кратковременных расходов, определяемых пульсирующей работой скважины, а не по среднесуточной производительности скважины.

Учет пульсирующей работы скважины может потребовать увеличения пропускной его способности, что необходимо для среднесуточной производительности скважины. Если скважина работает с пульсирующим режимом и при этом за один выброс в газосепаратор может поступить нефти больше, чем его емкость, то его производительность следует выбирать из этих условий, а не из среднесуточной производительности скважины.

2 Технологическая установка газосепаратора

Согласно ТУ 3683-015-00220575-2002 [8] газовый сепаратор предназначен для дегазации непенящейся нефти и очистки попутного газа в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений. Применяют на входных, промежуточных и концевых ступенях промысловых установок подготовки нефти и газа. Сепараторы изготавливаются внутренним диаметром 1200, 1600, 2000, 3000 и 3400 мм. По конструктивному исполнению сепараторы изготавливаются двух типов [8]:

1. Для работы в компоновке с узлами предварительного отбора газа (депульсаторами).
2. Для работы без депульсаторов.

Оба типа сепараторов изготавливаются как с пеногасящей насадкой, так и без нее. Сепараторы могут быть изготовлены с термообработкой по технологии завода-изготовителя и без нее, со скобами для крепления теплоизоляции и без них.

Таблица 1 - Основные технические характеристики газосепараторов сетчатых типа 1 [9]

Обозначение газосепаратора	Диаметр внутренний, Дв, мм	Производительность по газу, м/ч ³	Давление, МПа		Рабочий объем, м ³	Толщина стенки, S, мм	Толщина днища, S ₁ , мм	Высота, Н, мм	Масса, кг
			расчетное	рабочее					
ГС1-2,5-600	600	10210	2,50	2,27	0,27	8	10	3355	801
ГС1-4,0-600		13580	4,00	3,63		10	12	3400	990
ГС1-6,3-600		16155	6,30	5,72		14	18	3510	1530
ГС1-8,8-600		16530	8,80	8,00		18	22	3690	2100
ГС1-1,6-800	800	12795	1,60	1,40	0,5	8	8	3740	1050
ГС1-2,5-800		18145	2,50	2,27		10	10	3785	1250
ГС1-4,0-800		24140	4,00	3,63		12	14	3865	1800
ГС1-6,3-800		28715	6,30	5,72		18	22	4050	2900
ГС1-8,8-800		29380	8,80	8,00		25	28	4290	3795

Таблица 2 - Основные технические характеристики газосепараторов сетчатых типа 2 [9]

Обозначение газосепаратора	Диаметр внутренний, Дв, мм	Производительность по газу, м/ч ³	Давление, МПа		Рабочий объем, м ³	Толщина стенки, S, мм	Толщина днища, S ₁ , мм	Высота, Н, мм	Масса, кг
			расчетное	рабочее					
ГС2-1,0-1200	1200	19500	1,00	0,80	1,3	8	8	4635	1900
ГС2-1,6-1200		28770	1,60	1,40		10	10	4670	2000
ГС2-2,5-1200		40795	2,50	2,27		12	14	4690	2330
ГС2-4,0-1200		54280	4,00	3,63		16	20	4770	3320
ГС2-6,3-1200		64555	6,30	5,72		25	30	4880	4655
ГС2-8,8-1200		66055	8,80	8,00		36	45	5010	7400
ГС2-0,6-1600	1600	23255	0,60	0,40	2,5	6	8	5150	2850
ГС2-1,0-1600		34670	1,00	0,80		8	10	5270	2655
ГС2-1,6-1600		51150	1,60	1,40		10	12	5270	3400
ГС2-2,5-1600		72540	2,50	2,27		16	18	5350	4750
ГС2-4,0-1600		96515	4,00	3,63		22	25	5450	6200
ГС2-6,3-1600		114805	6,30	5,72		36	45	5710	10080
ГС2-1,0-2000	2000	54170	1,00	0,80	4,2	10	12	6260	4650
ГС2-1,6-2000		79920	1,60	1,40		12	14	6290	5600
ГС2-2,5-2000		113335	2,50	2,27		18	20	6410	8100
ГС2-4,0-2000		150795	4,00	3,63		28	30	6420	10630

Согласно ОСТ 26-02-2059-79 [10] газосепараторы сетчатые предназначены для окончательной очистки природного и попутного нефтяного газа от жидкости (конденсата, ингибитора гидратообразования, воды) в промышленных установках подготовки газа к транспорту, подземных хранилищах, а также на газо- и нефтеперерабатывающих заводах. Температура рабочей среды от 243 К (минус 30°С) до 373 К(100°С).Содержание жидкости, поступающей в газосепаратор с газом, не должно быть более 200 см³/нм³.Допускается по согласованию с разработчиком стандарта применение газосепараторов на более высокое содержание жидкости. У жидкости из газосепаратора не более 20 см³/1000 нм³ газа в пределах допустимого начального содержания в рекомендуемом диапазоне работы газосепараторов.

При приёмке аппарата в монтаж он должен быть подвергнут наружному осмотру без разработки аппарата, при этом проверяются [9]:

- комплектность аппарата по ведомости комплектности поставки или заводским спецификациям;

- соответствие аппарата рабочим чертежам, требованиям;

- отсутствие повреждений или поломок, трещин и других видимых дефектов;

- наличие ответных фланцев, рабочих прокладок и крепежных деталей;

- наличие заглушек у штуцеров, пробок и бобышек, предохраняющих аппарат от загрязнений, а уплотнительные поверхности фланцев от повреждений;

- качество лакокрасочных покрытий, наличие маркировки и консервации (для аппаратов из углеродистых и низколегированных марганцовистых и марганцевокремнистых сталей);

- наличие на вертикальном аппарате по две контрольных метки (риски) вверху и внизу обечайки под углом 90° на аппарате, не подлежащем теплоизоляции, а на аппарате, подлежащем теплоизоляции;

- специальных приспособлений по ОТС 36-146-88 для выверки вертикальности его на фундаменте;

- наличие на вертикальном аппарате на нижней части корпуса монтажных меток (рисок), фиксирующих в плане главные оси аппарата, для выверки проектного положения его на фундаменте;

- наличие на вертикальном или горизонтальном аппарате отметок (знаков) указывающих положение центра масс;

- наличие на вертикальном аппарате отличительной окраски строповых устройств, а на горизонтальном аппарате отличительной окраски мест расположения строп;

- наличие накладок под площадки обслуживания и деталей для крепления теплоизоляции для аппаратов подлежащих теплоизоляции;

При поставке горизонтального аппарата со снятыми опорами или опорными лапами, вертикального аппарата со снятыми стойками и срезанными сегментами цилиндрической опора приварка их должна производиться на месте монтажа предприятием-изготовителем или привлеченной владельцем аппарата монтажной организацией, имеющей лицензию органов Ростехнадзора России на выполнение этих работ.

Аппарат, поставляемый с временной противокоррозионной защитой внутренней поверхности, перед монтажом должен быть расконсервирован способом, указанным в паспорте аппарата. Монтаж аппарата должен производиться в соответствии с проектом производства монтажных работ, разработанным специализированной монтажной организацией. При производстве работ по монтажу аппарата и трубопроводов должны выполняться требования СНиП - 3.05.05-84 «Строительные нормы и правила. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». При установке вертикального аппарата в проектное положение отклонение от вертикальности должно быть не более 0,1% от высоты аппарата, но не более 10 мм.

Установка аппарата на фундамент должна осуществляться при минимальном выпуске регулировочных винтов. До окончания затяжки гаек фундаментных болтов не разрешается проводить работы, которые могут вызвать смещение аппарата. Обязка аппарата технологическими трубопроводами должна исключать передачу нагрузок на штуцеры аппарата.

Перед сборкой фланцевых соединений аппарата необходимо провести проверку сертификата на крепежные детали и прокладки для установления соответствия материала требованиям чертежей и маркировке завода-изготовителя, а также соответствия шпилек, гаек и прокладок условиям эксплуатации.

Перед установкой шпильки и гайки должны быть тщательно проверены на качество изготовления, при этом резьба должна быть чистой, без задиров, заусенцев, царапин и срывов, а поверхности не нарезанной части шпилек -

гладкой. Гайка, накрученная на резьбу шпильки, не должна иметь слабины (шатаний, качаний) и должна накручиваться на всю резьбу вручную с небольшим усилием. Торцы гаек должны плотно прилегать к опорной поверхности фланцев по всей поверхности.

Перед сборкой фланцевых соединений произвести тщательный осмотр уплотнительной поверхности фланцев. Риски, забоины и другие дефекты не допускаются. Проверить размеры и состояние прокладки, а также соответствие её с размерами уплотнительных поверхностей стыкуемых фланцев. Паронитовые прокладки перед установкой натереть с обеих сторон сухим графитом [9].

Во избежание прилипания спирально-навитых прокладок при разборке фланцевого соединения на уплотнительные поверхности фланцев нанести порошок графита. Перед затяжкой шпилек убедиться в правильности установки прокладки, в наличии полного комплекта шпилек в отверстиях фланцев и в том, что выступ фланца вошел во впадину ответного фланца. Перекос фланцев, а также неполный комплект шпилек не допускаются. Завертывание гаек при сборке фланцевых соединений производить стандартными ключами с контролем усилия затяжки. Пользование удлинителями ключей не допускается. Затяжка шпилек производится равномерно в 3-4 приема и в последовательности, схематически представленной на рисунке 4.

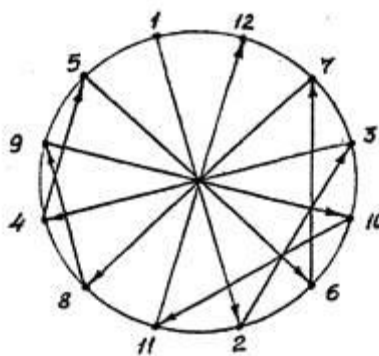


Рисунок 4 - Последовательность затяжки шпилек

Через 2 часа после затяжки шпилек их дополнительная подтяжка с обеспечением одинакового условия на каждой шпильке. Подтяжка шпилек во время работы под нагрузкой во время проведения гидравлических испытаний

не допускается. Спирально-навитые прокладки рекомендуется сжимать до толщины на 25-30% меньше первоначальной.

А на следующем рисунке (рисунок 5) представлена схема обвязки скважины с системой БРД, с применением газосепаратора в компании НК «Роснефть» на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении.

Рисунок 5 - Схема обвязки скважины с системой БРД [5]

Список использованной литературы

1. Тимонин, А.С., Основы конструирования и расчета химико-технологического и природоохранного оборудования: справочник в 3 т. Т. 3 / А.С. Тимонин, В.Б. Моисеев, К.Р. Таранцева. - 4-е изд., перераб., доп. и испр. - Калуга: Ноосфера, 2015. - 1036 с.
2. Пелих В.В. Специфика применения центробежных сепараторов // Вестник Иркутского государственного технического университета. № 3 (14). С. 229-235.
3. Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С.А. Ахметов, Т.П. Сериков, И.Р. Кузеев, М.И. Баязитов; Под ред. С.А. Ахметова. - СПб.: Недра, 2006. - 868 с.; ил.
4. Корзун, Н. В. Термические процессы переработки нефти. Учебное пособие / Н.В. Корзун, КДУ - Москва, 2008. - 864 с.
5. Высокоэффективное сепарационное оборудование очистки природного газа от дисперсной среды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Farakhov/Farakhov_2.pdf
6. Устройство и назначение газосепараторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nprommz.ru/blog/ustroystvo-i-naznachenie-g>
7. Роснефть: применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/роснефть-применение-систем-контроля/?lang=ru>
8. ТУ 3683-015-00220575-2002 Сепараторы нефтегазовые.
9. Газосепараторы сетчатые ГС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tehnoeo.ru/product/separ/gazosepa/>
10. ОСТ 26-02-2059-79. Газосепараторы сетчатые. Технические условия.