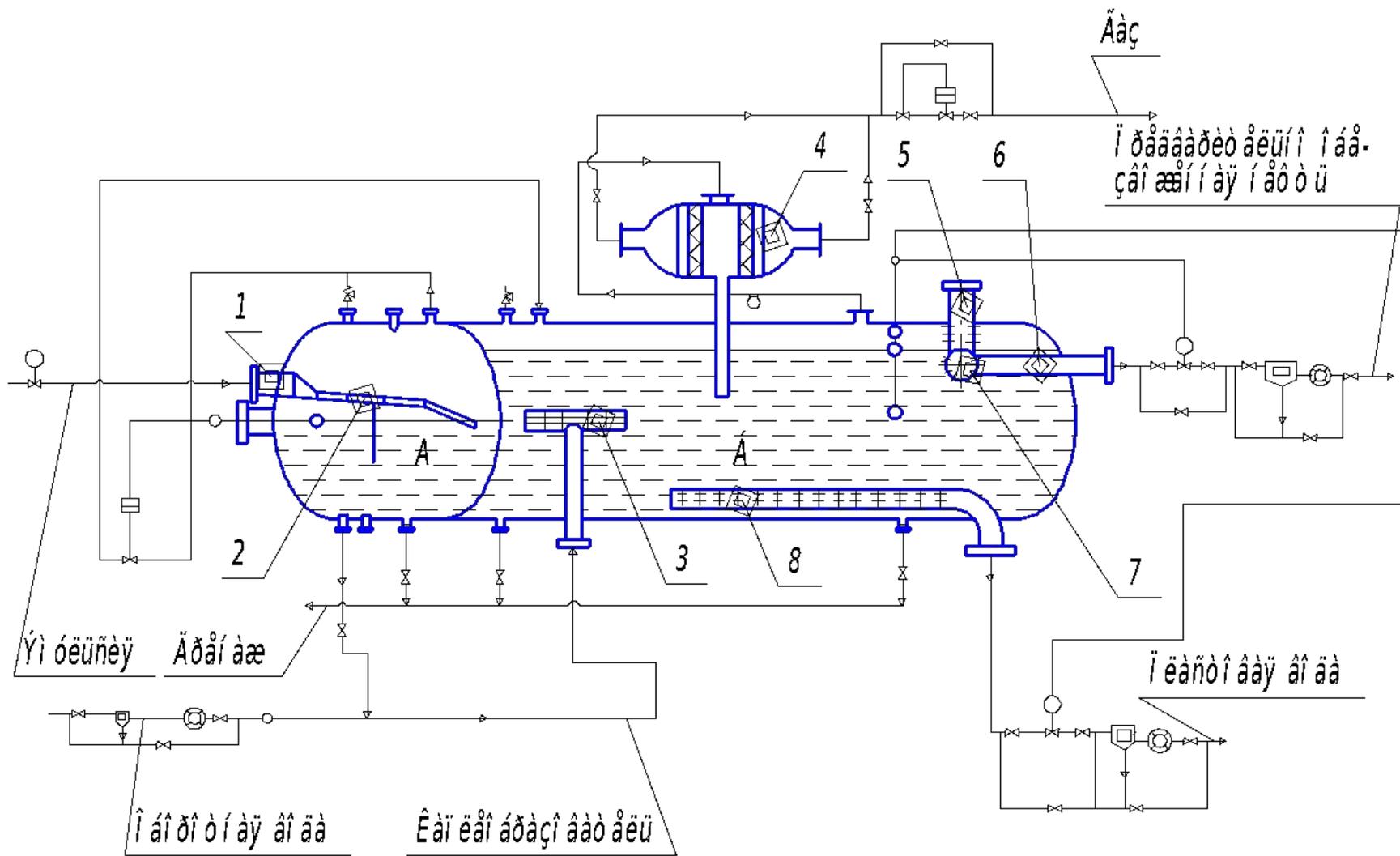


Установка предварительного сброса воды, совмещенная с дожимной насосной станцией (УПСВ)

В последние годы все большее распространение получает метод раннего сброса попутно добываемой пластовой воды на начальных участках промысловых систем сбора и подготовки нефти. В условиях роста обводненности этот метод приобретает большое экономическое и экологическое значение. Сокращаются энергозатраты на транспортировку добываемой вместе с нефтью воды, уменьшаются затраты на пунктах подготовки нефти и очистки воды, уменьшается коррозия трубопроводов. Технологическая схема установки предварительного сброса воды УПСВ-3000 показана на рисунке. Установка предназначена для предварительного обезвоживания и разгазирования нефти на дожимных насосных станциях и комплексных сборных пунктах с целью сокращения объемов перекачки балластных вод и обеспечения устойчивой работы установки деэмульсации нефти.



Технологическая схема установки предварительного сброса воды, совмещенной с дожимной насосной станцией

Газожидкостная смесь по сборному трубопроводу поступает в устройство предварительного отбора газа (УПОГ), где происходит отделение основной массы свободного газа в наклонном нисходящем трубопроводе большего диаметра, чем нефтегазосборный коллектор. Оставшаяся продукция направляется в сепарационную секцию емкости для предварительного сброса воды, в котором стекая вниз по наклонным полочкам, дополнительно освобождается от свободного газа. Далее обводненная нефть направляется в секционный каплеобразователь для разрушения нефтяной эмульсии.

В каждой из секций поддерживаются определенные гидродинамические режимы, способствующие сначала перемешиванию нефтяной эмульсии с реагентом, подаваемым на его входе, затем укрупнению капель воды и разделению в последней секции. Разрушенная эмульсия проходит распределитель потока РП, и далее поступает в отстойную секцию, в которой происходит разделение нефти и воды. Частично обезвоженная в технологических емкостях нефть направляется в буферную емкость, из которой насосом откачивается на центральный сборный пункт для окончательного обезвоживания. Пластовая вода из нижней части отстойной секции через коллектор поступает в емкость и далее откачивается насосом в емкости кустовой насосной станции.

Отделившаяся вода не требует дополнительной очистки для использования в системе ППД и поэтому непосредственно направляется в БКНС.

Согласно исследованиям, проведенным в институте Башнипинефть, использование герметизированной технологии предварительного сброса воды на промыслах позволяет получать на выходе с установок предварительного сброса воды продукцию со следующими параметрами качества: нефть – остаточная обводненность до 5%; вода – содержание нефтепродуктов до 30 мг/л; содержание частиц – 10-15 мг/л.

Состав оборудования УПСВ

УПСВ выполнено в моноблоке и состоит из емкости сепарации и сброса воды, запорной и регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Емкость сепарации и сброса воды сплошной сферической перегородкой разделена на два отсека – сепарационный ЕС и отстойный ЕО. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек по соплу и нефтеразливной полке, где происходит отделение основного объема нефтяного газа. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня в сепарационном отсеке проходит в отсек ЕО, откуда через каплеобразователь КО и регулятор уровня в сепарационном отсеке РУМ и регулятор давления РД поступает в газовый коллектор.

Водонефтяная эмульсия из сепарационного отсека ЕС переходит в отстойный отсек ЕО под действием перепада давления между отсеками. Допустимый перепад давления между отсеками не более 0,2 МПа в зависимости от длины каплеобразователя. Водонефтяную эмульсию вводят в отстойный отсек по входному распределителю потока РП.

Отстоявшаяся вода отводится через перфорированную трубу, расположенную в нижней части емкости, а нефть – в верхней части.

Уровень воды, как и уровень нефти, поддерживается регулятором уровня типа РУМ.

Каплеуловительная секция расположена в верхней части технологической емкости и служит для улавливания мельчайших капель жидкости, уносимых из емкости потоком газа.

Таким образом, УПС выполняет следующие операции:

- отделяет газ от жидкости;
- отделяет свободную воду и осуществляет ее предварительный сброс в систему ППД;
- ведет оперативный учет уходящей с установки продукции.

Одним из требований к системе сбора продукции скважин было: вся система должна работать на конечную цель – получение кондиционной нефти, пригодной к магистральной транспортировке. УПСВ является одним из узлов системы, способствующим этому процессу.

Кроме того, каплеобразователь представляет собой прообраз всей системы, в которой от начала до конца идут подготовительные процессы к окончательному разделению нефти и воды с получением товарной нефти, качество которой соответствует 1 группе по шкале Рейда. В настоящее время в герметизированных системах сбора нефти для предварительного сброса воды используют напорные отстойники объемом 100 и 200 м³, которые не всегда обеспечивают требуемое качество предварительно сбрасываемой воды. В частности, это связано с пульсациями поступающей жидкости, наличием «мертвых» зон отстоя в аппаратах и неэффективным использованием рабочего объема отстойника. Низкое качество воды после отстойников предварительного сброса ведет к необходимости строительства громоздких очистных сооружений.

Причиной снижения качества воды по содержанию нефтепродуктов является также отсутствие исследований влияния на него положения межфазного уровня в аппаратах. Поддержание низкого межфазного уровня ухудшает качество воды, но улучшает условия отстоя воды из нефти. Напротив, повышение межфазного уровня будет способствовать увеличению количества сбрасываемой воды и улучшению ее качества, но количество воды в нефти на выходе из отстойника увеличится. Поэтому, процесс разделения нефти и воды в аппарате может быть оптимальным в зависимости от положения межфазного уровня, позволяющего получить те или иные качественные показатели.

Устройства для предварительного отбора газа УПОГ

В сепарационных установках широкое распространение получили устройства предварительного отбора газа, представляющие собой наклонные трубы большого диаметра. Они устанавливаются перед сепарационными емкостями. Принцип его работы прост. При расширении сечения потока создается более благоприятное условие для всплывания пузырьков газа из жидкости. Отвод этого газа перед газосепаратором также способствует снижению пульсации поступающей продукции в емкости. Поэтому УПОГ также называют депульсатором потока.

Отвод газа из наклонного трубопровода целесообразно осуществлять из верхней зоны, где насыщенность его жирными углеводородами наименьшая. Лабораторными исследованиями, проведенными во ВНИИСПТнефть, было установлено, что наиболее оптимальный режим работы депульсатора наблюдается при наклонном нисходящем расположении трубопровода под углом 2-5 градусов к горизонту. Благодаря уменьшению газа, поступающему в основной газосепаратор, и депульсации потока, производительность газосепаратора увеличивается в 1,5-2 раза.

НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

Условия образования нефтяных эмульсий

Нефть и пластовая вода в процессе их совместного движения в стволе скважины и в системе сбора взаимно перемешиваются, в результате чего происходит их взаимное дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В результате диспергирования воды в нефти или нефти в воде образуется эмульсия, которую принято называть нефтяной эмульсией. В ней основную массу жидкости, в которой диспергированы частицы другой жидкости, называют дисперсионной средой, а раздробленную жидкость - дисперсной фазой.

Нефтяная эмульсия может быть двух типов:

- вода, диспергированная в нефти, т.е. водонефтяная эмульсия;
- нефть, диспергированная в воде, т.е. нефтеводная эмульсия.

Диспергирование нефти и воды может происходить только под влиянием приложенной энергии. Образование нефтяной эмульсии обычно происходит под действием:

- энергии расширения газа;
- механической энергии;
- энергии, развиваемой под влиянием силы тяжести.

Нефтяная эмульсия не образуется, если нефть и вода будут находиться в покое или в совместном ламинарном движении.

Энергия расширения газа проявляется при прохождении через всасывающий клапан глубинного насоса; через всякого рода сужения в пути движения продукции скважины (задвижки, краны, диафрагмы, штуцеры и т.д.), при входе в газосепаратор и др. При изотермическом расширении газа объемом v_0 от давления p_2 до p_1 , приведенный к нормальному давлению p_0 , выделяется энергия E_2 , значение которой можно оценить по формуле

$$E_2 = v_0 p_0 \ln \frac{p_2}{p_1}$$

Механическая энергия передаётся воде и нефти при прохождении их через глубинные или наземные насосы, при крутых поворотах.

Механическую энергию насоса, участвующую в диспергировании фаз E_m , составляет часть гидравлических потерь, снижающих КПД насоса.

Энергия, развиваемая под влиянием силы тяжести E_g , проявляется при движении нефти и воды по трубе от скважины к пункту сбора нефти при больших гидравлических уклонах, при падении жидкости с высоты h . Ее значение оценивается по формуле

$$E_g = v_0 (\rho_n - \rho_z) g \cdot h$$

Характерные признаки нефтяных эмульсий

Для нефтяных эмульсий, как и для всех дисперсных систем, характерны два основных признака: 1) раздробленность одной из фаз; 2) гетерогенность, т.е. несмешиваемость дисперсной фазы и дисперсионной среды. С гетерогенностью связаны важнейшие свойства эмульсии и, прежде всего, их устойчивость. Гетерогенность характеризуется наличием поверхности раздела между частицами дисперсной фазы и дисперсионной среды. Частицы поверхностного слоя жидкости имеют большую потенциальную энергию, чем частицы, которые находятся внутри. Поэтому образование дополнительной поверхности требует дополнительной энергии. Энергия, получаемая жидкостью при перемешивании, скапливается на поверхности раздела фаз. Чем больше затрачивается энергия на дробление дисперсной фазы, тем больше её дисперсность, т.е. тем меньше диаметр капель дисперсной фазы, тем большая суммарная их поверхность.

Работа изотермического образования единицы площади поверхности называется **поверхностным натяжением σ** данной жидкости на границе с другой фазой. Оно выражается формулой:

$$\sigma = \frac{A}{S} = (F_s - F_v)n$$

где $n = N / S$ - число молекул на единице площади поверхности слоя. Коэффициент поверхностного натяжения вычисляется также по формуле

$$\sigma = \Delta E / \Delta S$$

где ΔE - изменение свободной энергии поверхностного слоя; ΔS - изменение площади поверхности. Поверхностное натяжение зависит от химического состава жидкости и ее температуры. ПАВ также уменьшают σ , что связано с адсорбцией этих веществ в поверхностном слое жидкости и уменьшением свободной энергии этого слоя. Состоянию устойчивого равновесия несжимаемой жидкости соответствует минимум отношения площади его поверхности к объему. Оно наступает при полном расслоении фаз.

Мерой раздробленности нефтяной эмульсии может служить диаметр капельки d , либо обратная ему величина D , называемая обычно **дисперсностью**, либо удельная поверхность $S_{уд}$, т.е. межфазная поверхность, приходящаяся на единицу объёма дисперсной фазы.

$$S_{уд} = \frac{S}{V} = \frac{\pi d^2}{\pi d^3 / 6} = \frac{6}{d}$$

Размеры капелек могут быть самыми разнообразными. Системы с ультрамикрорегетерогенными капельками называют коллоидными растворами. Размер капелек коллоидных растворов от 1 до 0,001 мкм. Системы с капельками, имеющими диаметр от 100 до 1 мкм, называют тонкодисперсными, а от 10000 до 100 мкм – грубодисперсными. Нефтяные эмульсии обычно являются полидисперсной системой.

Деэмульгаторы

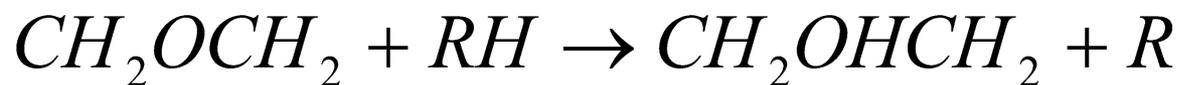
Деэмульгаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), синтезируемые искусственно, и обладающие большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. Благодаря этому качеству деэмульгаторы при смешивании с нефтяной эмульсией, вытеснив с поверхности глобул воды природные эмульгаторы, образуют гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий структурно-механической прочностью, в результате чего капельки воды сливаются при столкновении в более крупные капли и оседают. Чем эффективнее деэмульгатор, тем больше он снижает прочность межфазной поверхностной оболочки и тем интенсивнее происходит разрушение эмульсий. Более успешное разрушение эмульсий происходит при подаче деэмульгаторов на забой скважины.

Деэмульгаторы, применяемые с целью разрушения нефтяных эмульсий, делятся на две большие группы: ионогенные и неионогенные, т.е. диссоциирующие и недиссоциирующие на ионы в водных растворах.

Первую группу, т.е. ионогенные, делят на две подгруппы: а) анионоактивные, образующие в водных растворах при ионизации поверхностно-активные анионы, в состав которых входят углеводородная часть молекулы и катионы, представляющие неорганические ионы, чаще всего натриевые. Анион из раствора адсорбируется на поверхности частицы воды, вытесняя образовавшуюся защитную оболочку, и создаёт новую, более слабую по прочности оболочку с отрицательным зарядом; б) катионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, состоящих из углеводородных радикалов и анионов, обычно неорганических. Катион, адсорбируясь на поверхности частицы воды, вытесняет защитную оболочку и создает новую механически менее прочную оболочку, с положительным зарядом.

К числу первой подгруппы относят малоэффективные деэмульгаторы НЧК (нейтрализованный чёрный контакт), НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), ТК (товарный контакт), нафтеновые кислоты и их соли, АНП-2 и др. Деэмульгаторы этой подгруппы почти не применяются вследствие их незначительной активности.

Неионогенные деэмульгаторы не образуют ионов в водных растворах. Они получают присоединением окиси этилена CH_2OCH_2 к органическим веществам с подвижным атомом водорода



В одной молекуле неионогенного деэмульгатора имеется гидрофобная и гидрофильная части. В зависимости от соотношения гидрофобной и гидрофильной частей молекулы можно увеличить или уменьшить сродство деэмульгатора к воде или к нефти. Это позволяет проникать к защитной оболочке частицы воды, диспергированной в нефти, с обеих сторон защитной оболочки, т.е. со стороны воды и со стороны нефти. Соотношение гидрофобной и гидрофильной частей молекулы также определяет поверхностную активность деэмульгатора.

Деэмульгаторы должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии (нефти или воде);
- иметь достаточную поверхностную активность, чтобы вытеснить с границы раздела фаз природные эмульгаторы;
- образовывать на границе раздела нефти и воды адсорбционные слои с низкими структурно-механическими свойствами, не способными стабилизировать эмульсии нефти и воды;
- максимальное снижение межфазного натяжения должно обеспечиваться при малых расходах реагента;
- не коагулировать в пластовых водах;
- быть инертными по отношению к металлам;
- одновременно с этим деэмульгаторы должны быть дешёвыми, транспортабельными, не изменять своих свойств от изменения температуры, не ухудшать качества нефти после обработки и обладать определённой универсальностью, т.е. разрушать эмульсии различных нефтей и вод.

УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Добываемая из скважин нефть, как правило, имеет в своем составе, кроме газов, пластовую воду в свободном и эмульгированном состоянии, различные минеральные соли и механические примеси.

Содержание в нефти воды приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и заводского оборудования. Вот почему нефти, добываемые из скважин вместе с пластовой водой, подвергают обезвоживанию и обессоливанию непосредственно на промыслах. Этот процесс называют подготовкой нефти к транспорту, а сооружения, обеспечивающие технологический процесс, - установками подготовки нефти. Состав оборудования этих установок зависит от способа разрушения нефтяных эмульсий.

Физико-химические свойства нефтей, пластовых вод и образуемых ими эмульсий оказывают основное влияние на выбор технологических схем, режимов и аппаратное оформление процессов подготовки нефти и воды на промыслах. Встречаются нефтяные месторождения, где подготовка эмульсионных нефтей осуществляется обычным отстаиванием при естественной температуре продукции скважин без добавок реагентов-деэмульгаторов.

В других случаях удовлетворительное обезвоживание нефти (до 0,5...1,0% содержания воды) достигается только после предварительного нагрева эмульсии, воздействия на нее реагентом-деэмульгатором и длительного отстаивания в отстойниках или после обработки в электрическом поле и в аппаратах со специальными гидрофильными коалесцирующими насадками.

Комплекс сооружений подготовки нефти должен обеспечивать:

- а) обезвоживание, обессоливание нефти и снижение упругости паров товарной нефти в соответствии с нормами, указанными в таблице,
- б) утилизацию тепла товарной нефти;
- в) повторное использование реагента путем возврата дренажной воды в начало процесса с использованием её в качестве подвижной гидрофильной среды для разрушения эмульсии;

Практикой установлено, что после прохождения через УПН, в зависимости от свойств эмульсионной системы и ее производительности, качество товарной нефти могут меняться в широких пределах.

Согласно ГОСТ 9965-86 "Нефть, степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия" установлены следующие три группы качества товарной нефти (табл.1).

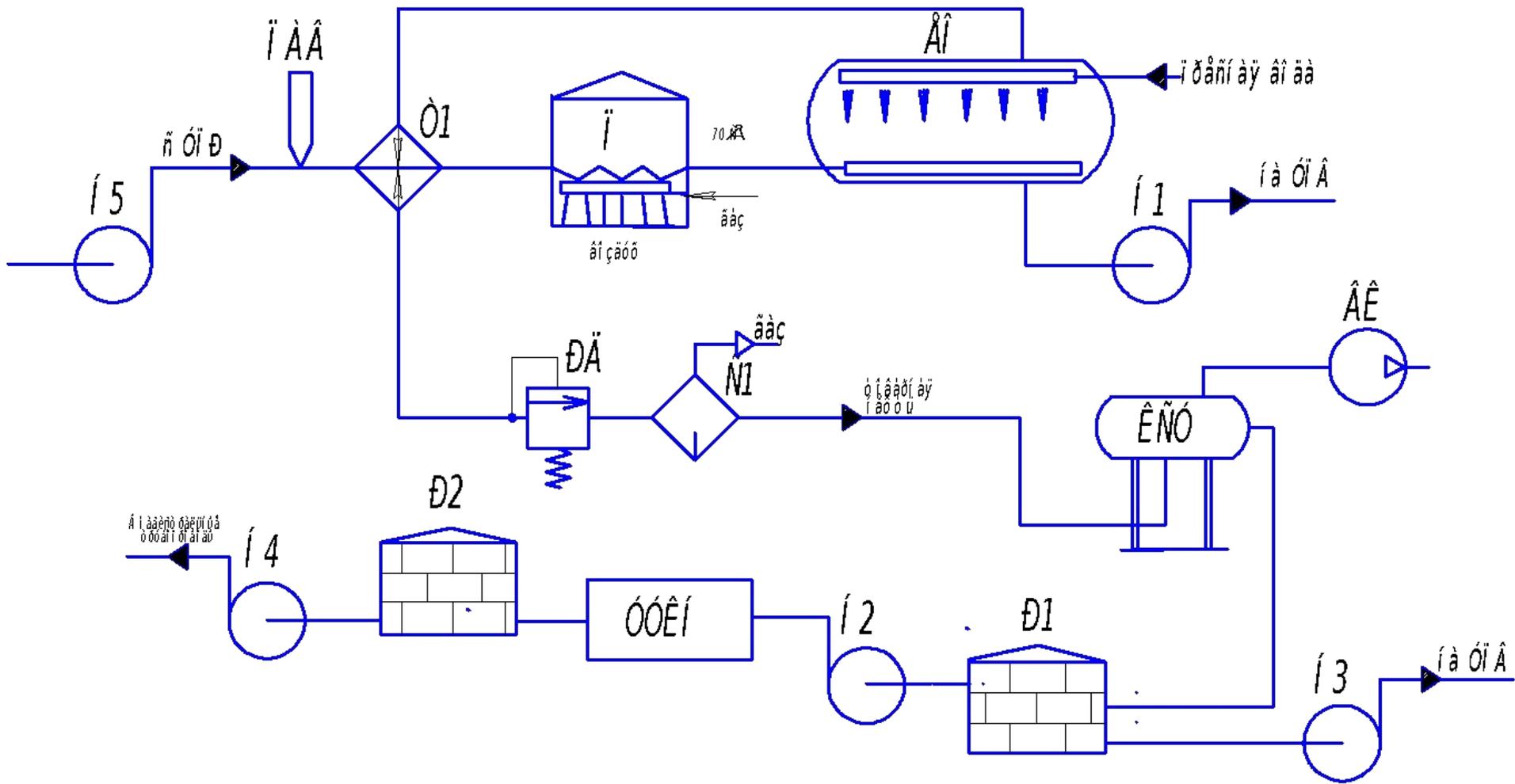
Таблица 1 – Группы качества товарной нефти

Показатели	Нормы для групп качества по ГОСТ 9965-02			
	IA	I	II	III
Остаточное содержание воды, % масс., не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Солей, мг/л, не более	40	100	300	900
Мехпримесей, % масс., не более	0,05	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров, мм. рт. ст./КПа при температуре нефти в пункте подготовки	500/66, 7	500/6 6,7	500/6 6,7	500/66 ,7

Термохимические установки подготовки нефти

Разрушение нефтяных эмульсий по существу сводится к разрушению межфазной поверхностной оболочки. В термохимических установках это достигается путем нагрева эмульсии и ввода в нее деэмульгатора.

При нагревании эмульсии происходит плавление парафина, асфальтенов и смол, т.е. веществ, составляющих защитную оболочку. В результате этого механическая прочность оболочки и вязкость среды понижаются. Эти два обстоятельства способствуют слиянию и оседанию частиц воды, освободившихся от защитных оболочек. Добавление одновременно деэмульгатора позволяет снизить температуру нагрева нефти и ускоряет разрушение эмульсии.



Принципиальная схема термохимической установки

Нефть с комплекса сооружений по предварительному разделению компонентов нефти (УПР), проходя через нагреватели - теплообменник Т1 и печь П, поступает в отстойную емкость ЕО. Обезвоженная горячая нефть направляется в теплообменник Т1 для утилизации тепла горячей нефти, затем поступает в газосепаратор С1. Перед сепаратором С1 установлен регулятор давления "до себя" РД для поддержания в отстойной емкости избыточного давления порядка 0,6 МПа. После сепаратора С1 товарную нефть направляют в концевую сепарационную установку КСУ для дополнительного отбора легких углеводородов вакуумным компрессором ВК.

В товарных резервуарах Р1 отстаивается остаточная вода, которая периодически откачивается на УПВ, а нефть также периодически перекачивается в резервуарный парк Р2, который выполняет роль буферных емкостей. Товарная нефть из резервуаров парка Р2 насосами Н4 постоянно подается в магистральные трубопроводы товарно-транспортной организации. Перед резервуарным парком Р2 товарная нефть подвергается контролю качества и учету объема. Перед нагревателем Т1 в нефтяную эмульсию дозируется деэмульгатор и может подаваться сточная вода с установки подготовки воды для повторного использования реагента-деэмульгатора

Промывка нефти от солей производится в отстойнике путем "дождевания" её пресной водой. Поддержание избыточного давления в установке подготовки нефти устраняет потери легких фракций, что одновременно не допускает загазованность окружающей среды.

Блочные деэмульсаторы нефти

В последние годы для нагрева нефтяной эмульсии и одновременно в качестве газосепаратора и отстойника широко применяются блочные деэмульсаторы.

Благодаря блочности и транспортабельности они позволяют легко комплектовать установки подготовки нефти на различную производительность, необходимость в которой возникает при возрастающем уровне добычи нефти. Строительно-монтажные работы при этом сводятся к монтажу комплектно изготовленных на заводах блоков.

Блочные термохимические деэмульсаторы выпускаются следующих типов: УДО-2М, УДО-3, СП-1000, СП-2000, Тайфун 1-400, Тайфун 1-1000, ДГ-1600, ДГ-6300.

Все блочные деэмульсаторы представляют емкость, разделенную на нагревательную и отстойную секции.

Нагревательная секция снабжена топочным устройством, в котором вырабатывается тепло за счет сжигания попутного нефтяного газа.

Подогрев нефтяной эмульсии производится за счет этого тепла при смывании потоком жаровых труб топочного устройства.

Отстойная секция снабжена отводами для нефти, воды и газа, а также механическими регуляторами уровня. Разделение фаз осуществляется за счет действия гравитационных сил.

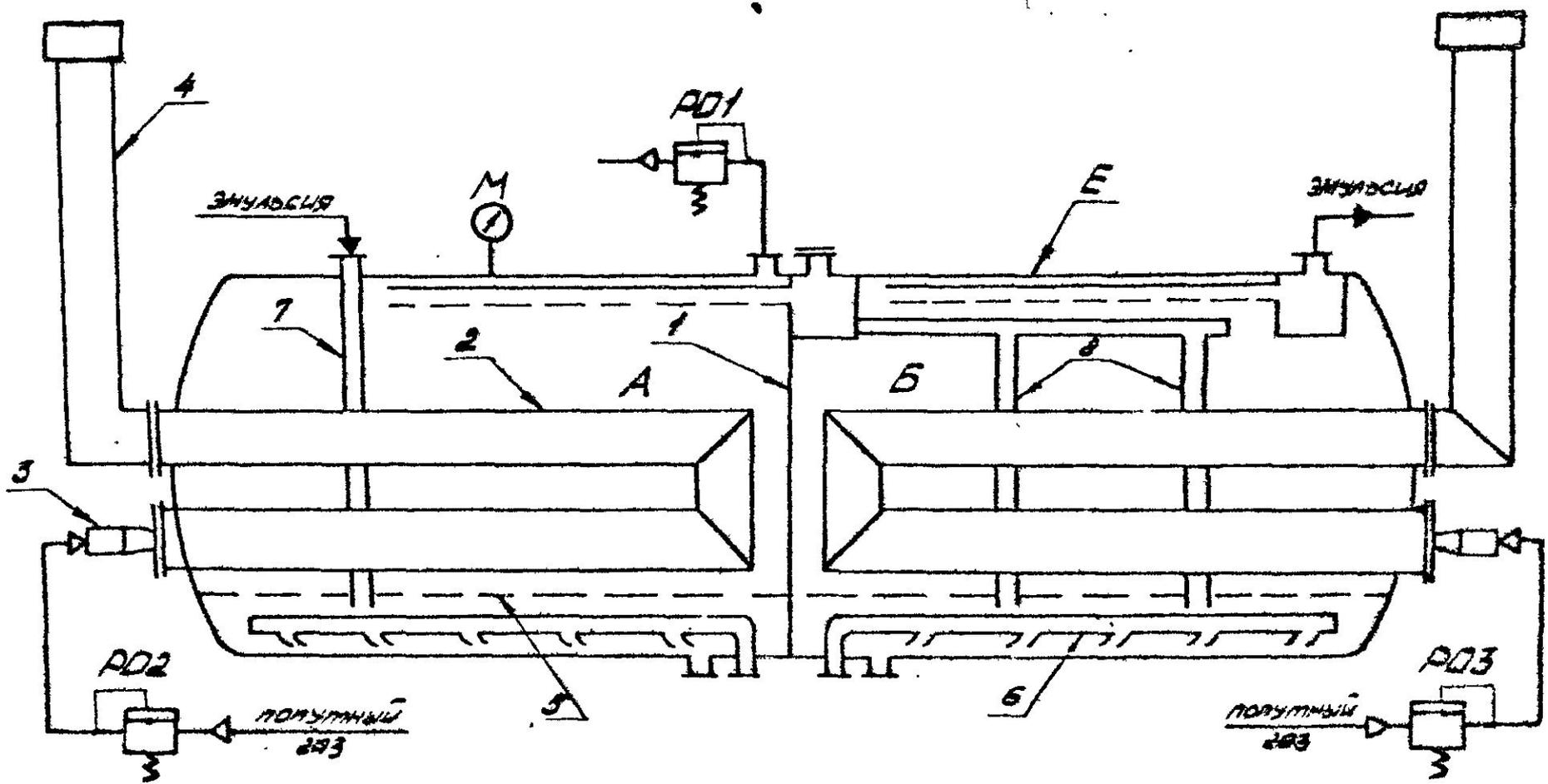
Как в отстойной, так и нагревательной секции нижнюю часть занимает отстойная вода, уровень которой, как правило, поддерживается выше жаровых труб. Считают, что непосредственный нагрев нефтяной эмульсии от труб огневых подогревателей может привести к местным прогарам труб, вызвать загорание нефти и пожар. Только этим объясняется факт полного погружения топочной части в воду, имеющей повышенную жесткость и соленость.

Необходимость погружения жаровой трубы в водную среду некоторыми учеными оспаривается. При этом они приводят в качестве главного аргумента возможность коррозии и отложения накипи на наружных стенках жаровой трубы, что требует их регулярного профилактического осмотра, своевременного ремонта и в некоторых случаях полной замены. Признаком неисправности жаровой трубы в работающем деэмульсаторе может быть появление в дымовой трубе вместе с продуктами сгорания водяного пара. Столб водяного пара над дымовой трубой свидетельствует о появлении трещины или прогара жаровой трубы. В этом случае установка должна быть остановлена и жаровая труба заменена.

Вертикальные деэмульсаторы имеют меньшую производительность и тепловую мощность и предназначены в основном для обезвоживания нестойких нефтяных эмульсий. Горизонтальные деэмульсаторы рассчитаны на большую производительность и предназначены для обезвоживания нефтяных эмульсий повышенной стойкости. Однако имеются экспериментальные данные, противоречащие этому общему положению, т.е. в опытах вертикальные деэмульсаторы показали большую пропускную способность, что авторами объясняется большим эффектом расслоения нефти и воды при прохождении через водный слой, чем эффект расслоения под действием гравитационных сил.

Наряду с явными достоинствами блочные подогреватели-деэмульсаторы имеют существенный недостаток. Они не обеспечивают выход кондиционной товарной нефти ввиду малого объема отстойной секции. Этому также способствует выделение свободного газа из нефти, образовавшегося в большом объеме при нагреве нефти. Для получения кондиционной нефти нагретая нефтяная эмульсия направляется в специальные отстойники-резервуары.

Поэтому в последнее время вместо блочных подогревателей-деэмульсаторов применяют нагреватели нефти и отдельно резервуары для отстоя воды. Нагреватель нефти НН-6,3 предназначен для подогрева нефти обводненностью свыше 2% в установках подготовки нефти.



Функциональная схема нагревателя нефти НН-6,3

Техническая характеристика нагревателя нефти НН-6,3

Параметры	Технические данные
Емкость сосуда, м ³	125
Номинальная производительность по жидкости, т/сут	9000
Номинальная теплопроизводительность топочных устройств, Гкал/ч	6,3
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура нефти, °С - на входе	10 50

Нагреватель нефти НН-6,3 представляет собой блочную автоматизированную газовую печь со ступенчатым непосредственным нагревом, смонтированную на двух опорах, одна из которых должна быть скользящей, другая - мертвой.

Корпус аппарата представляет собой цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, внутренняя полость которого герметичной перегородкой разделена на два нагревательных отсека А и Б, в которых размещаются по два топочных устройства 2, оборудованных газовыми турбореактивными горелками с запальными 3 и дымовыми трубами 4. Для равномерного распределения эмульсии под топочными устройствами в нагревательных отсеках установлены распределительные решетки 5. Для размыва данного осадка под распределительными решетками установлены специальные коллекторы 6. Нагреватель оборудован средствами контроля, автоматики регулирования - манометром Н, указателем уровня, предохранительными клапанами РО1, РД2, РД3.

Принцип работы нагревателя нефти НН-6,3 заключается в следующем.

Нефтяная эмульсия поступает через трубопровод 7, распределительную решетку 5 под топочные устройства 2 отсека А и, пройдя через слой горячей воды, нагревается. Нагретая эмульсия из отсека А по трубопроводам 8 поступает под топочные устройства отсека Б, где происходит окончательный нагрев до заданной выходной температуры.

Разрушенная за счет нагрева и подачи деэмульсатора нефтяная эмульсия направляется в отстойный резервуар для получения кондиционной товарной нефти.

ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАЮЩИЕ УСТАНОВКИ

Механизм разрушения нефтяных эмульсий в электрическом поле переменного и постоянного тока
Обезвоживание и обессоливание нефти при помощи электрического поля осуществляют под давлением в электродегидраторах, снабженных электродами, к которым подводится высокое напряжение переменного тока промышленной частоты и, очень редко, высокой частоты (10Гц). Существует несколько типов и конструкций электродегидраторов, отличающихся формой, габаритами и принципом работы. Имеются электродегидраторы вертикальные, шаровые и горизонтальные с электродами разных конструкций и различными системами ввода эмульсии в электрическое поле.

Механизм разрушения эмульсий во всех типах электродегидраторов одинаков. Между электродами с противоположными зарядами, находящимися в нефтяной эмульсии, образуется электрическое поле. Диспергированные в нефти глобулы воды стремятся расположиться вдоль силовых линий поля, образуя цепочки из капель воды. Под действием сил электрического поля переменного тока форма капель постоянно меняется, в связи с чем, адсорбированная оболочка испытывает непрерывную деформацию, что способствует её разрушению. Освободившись от оболочек, капельки воды легко сливаются друг с другом.

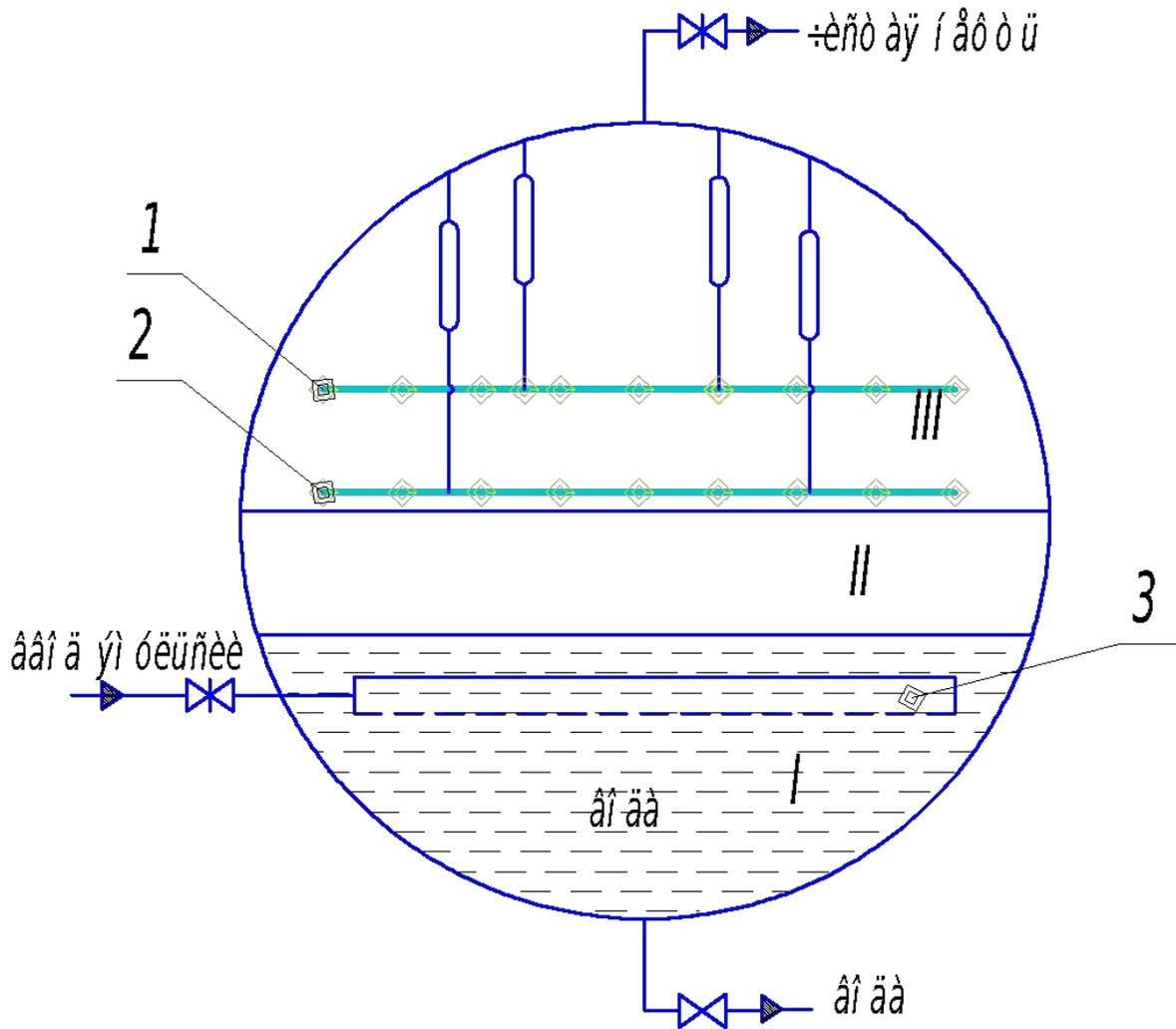
Эффективность разрушения эмульсий в поле постоянного и переменного тока различна. В поле переменного тока она значительно выше, чем в поле постоянного тока. В поле переменного тока происходит циклическое изменение направления движения тока и напряженности поля, в результате чего капли воды меняют направление своего движения синхронно основному полю, и поэтому все время находятся в состоянии колебания, меняя свою форму, что способствует разрушению защитных межфазных оболочек и их слиянию. В настоящее время деэмульсационные установки с использованием электрического поля строятся в основном на переменном токе промышленной частоты.

Типы и конструктивные схемы электродегидраторов

Горизонтальные электродегидраторы имеют ряд преимуществ по сравнению с вертикальными и шаровыми. Поэтому в последние годы в промышленности применяются лишь они.

Разработаны две конструкции горизонтальных дегидраторов: 1ЭГ-160 и 2ЭГ-160/3, отличающихся лишь количеством электродов.

Первый электродегидратор, представленный на рисунке, имеет два электрода, второй - три. Как в первом, так и во втором аппарате электроды подвешены горизонтально друг над другом, имеют форму прямоугольных рам, занимающих все продольное сечение аппарата.

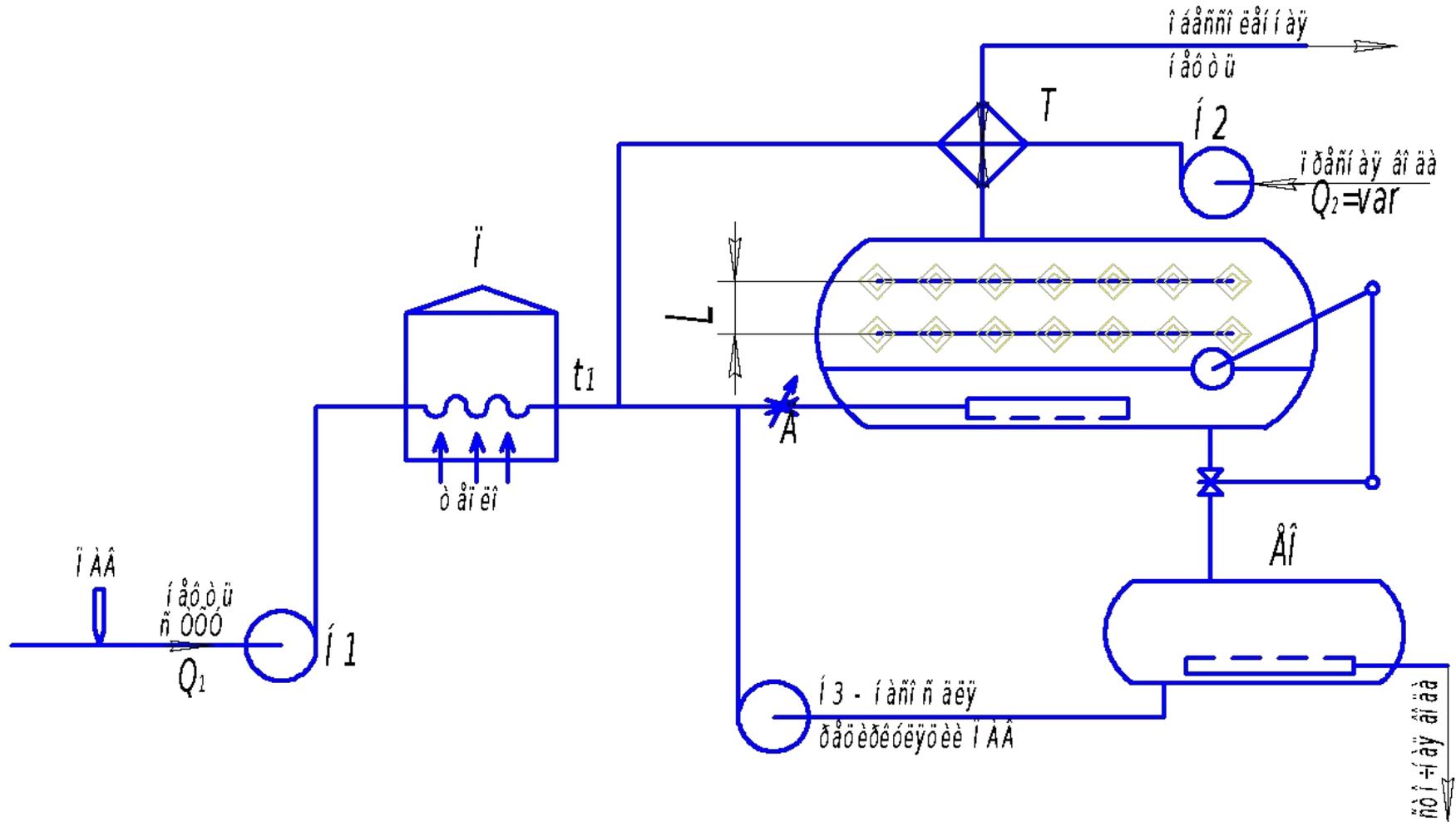


Функциональная
схема
горизонтального
электродегидратора
типа 1ЭГ-160:
1 и 2 - электроды;
3 - раздаточный
коллектор

Расстояние между электродами 25...40 см, принимаются они от двух трансформаторов мощностью по 50 кВА. Подача сырья в электродегидратор осуществляется не через распределительные головки, расположенные в межэлектродном пространстве, а снизу - через маточник, обеспечивающий равномерное поступление эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата. Такая система ввода эмульсии исключает неравномерное движение ее в межэлектродном пространстве и позволяет значительно продлить время ее пребывания в электродегидраторе.

В электродегидраторе 1ЭГ-160 эмульсия проходит через три зоны обработки. В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой поддерживается автоматически на 20-30 см выше маточника. В этой зоне нефтяная эмульсия подвергается водной промывке, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды. Обезвоженная таким образом эмульсия, двигаясь в вертикальном направлении с небольшой скоростью, последовательно подвергается обработке сначала в зоне слабой напряженности электрического поля (вторая зона), между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом 2, а затем в зоне сильной напряженности, между обоими электродами 2 и 1.

Вертикальное движение потока эмульсии по всему сечению аппарата, создаваемое при помощи маточника, и ступенчатое повышение напряженности электрического поля от нуля до максимальной величины позволяет эффективно обрабатывать нефтяную эмульсию любой обводненности без опасения замыкания электродов и достигать, таким образом, высокой степени обезвоживания и обессоливания нефти.



Принципиальная технологическая схема ЭЛОУ

НЕФТЯНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Нефтяные резервуары, устанавливаемые на территории месторождения, представляют собой емкости различных размеров, предназначенных для накопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти.

Группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте, принято называть резервуарным парком. Резервуарные парки, предназначенные для приема и хранения нефти, прошедшей на установках обезвоживания и обессоливания, являются товарными парками. В нефтесборном пункте обычно сооружаются резервуары объемом 2000, 3000 и 10000, реже 400 м. Суммарный объем резервуарного парка зависит от плановых показателей на добычу нефти, от обводненности продукции и норм на проектирование. Согласно строительным нормам и правилам (СНиП) объем сырьевых резервуаров должен быть не менее 5-кратного суточного объема добычи нефти, а товарных резервуаров – 2-х кратного.

В связи с внедрением высоконапорной герметизированной системы сбора нефти и подготовки нефти, строительство резервуарных парков резко сокращается, в связи с чем значительно сократятся и потери нефти от испарения легких фракций из-за не герметичности резервуаров.

Нефтяные резервуары строят из несгораемых материалов в наземном, полуподземном и подземном исполнении. Для сбора, хранения и замера нефти на нефтяных месторождениях в большинстве случаев сооружают стальные наземные резервуары, реже – бетонные и железобетонные, полностью или частично заглубленные в землю.

Стальные резервуары строят с постоянной или переменной толщиной стенок корпуса. В зависимости от объема и высоты резервуары изготавливают из листовой стали марок Ст2, Ст3 толщиной от 4 до 10 мм. По технологическим условиям в изготовлении резервуаров не может применяться листовая сталь толщиной менее 4 мм, если даже расчетная толщина стенки получается меньше 4мм

При сооружении корпуса резервуара стальные пояса могут располагаться тремя способами: ступенчатым, телескопическим и встык. Резервуары средней и большой емкости в целях экономии материала изготавливаются с переменной толщиной стенки по высоте. Стенки вертикальных цилиндрических резервуаров при отсутствии избыточного давления над поверхностью жидкости испытывают давление, зависящее от высоты столба. Например, на глубине h от уровня жидкости стенки испытывают внутреннее давление, равное

$$p = h \cdot \rho \cdot g$$

Толщину стенки определяют из уравнения

$$\delta = \frac{p \cdot D_v}{2\sigma_{\text{доп}} \cdot \varphi - p} + C,$$

где p - давление; D_v – внутренний диаметр резервуара; $\sigma_{\text{доп}}$ - допустимое давление на растяжение; φ – сварочный коэффициент; C – прибавка на коррозию.

Толщину днища резервуара обычно не рассчитывают, поскольку гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкости, воспринимается фундаментом, на котором установлен резервуар. Поэтому толщина листовой стали, идущей на изготовление днища резервуаров, не превышает 5 мм.

Крышка резервуара воспринимает внешние нагрузки от снега, внутреннюю нагрузку - от вакуума и избыточного давления в паровом пространстве резервуара. Обычно ее изготавливают из листовой стали толщиной не более 5 мм.

Крыши вертикальных стальных резервуаров имеют коническую, сферическую или плоскую форму. На нефтяных месторождениях чаще всего сооружаются резервуары с плоской крышей. При этом уменьшается не заполненное нефтью газовое пространство, следовательно, потери легких фракций от малых и больших «дыханий» также уменьшаются. Крыша резервуара располагается на строительных перекрытиях (фермах), которые могут опираться как на промежуточные колонны внутри резервуара, так и непосредственно на его стенки.

Оборудование стальных резервуаров и их конструктивные схемы

Оборудование резервуаров должно обеспечивать их правильную и безопасную эксплуатацию, в частности, наполнение и опорожнение резервуаров, замер уровня нефти, отбор проб нефти, чистка и ремонт резервуаров, отстой нефти и удаление подтоварной воды, поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах.

На нефтяных стальных резервуарах монтируются следующие технологические элементы и оборудование:

приемо-раздаточные патрубки;

клапан без принудительного закрытия;

приемная труба;

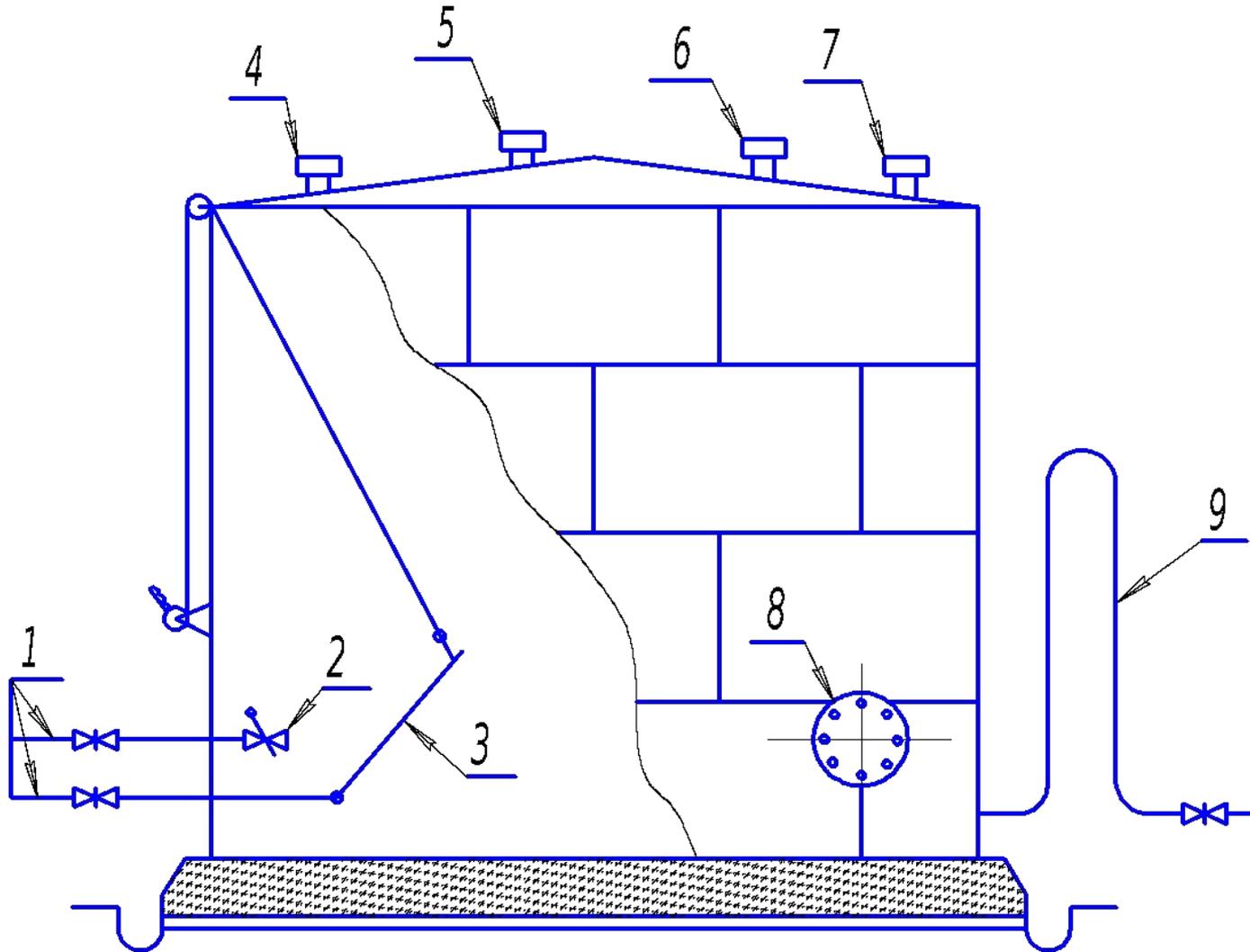
замерный люк;

световой люк;

люк-лаз;

комбинированный дыхательный и предохранительный клапан;

сифон.



1 - приемо-раздаточные патрубки; 2 - клапан без принудительного закрытия; 3 - приемная труба; 4 - замерный люк;
 5 - световой люк; 6 - люк-лаз; 7 - дыхательный клапан;
 8 - предохранительный клапан; 9 - сифон.

Схема расположения технологических элементов и оборудования на стальном резервуаре

Приемо-раздаточные патрубки предназначены для присоединения к ним приемных и раздаточных трубопроводов. Патрубки устанавливаются на нижнем поясе резервуара. Диаметры приемо-раздаточных патрубков определяются заданной производительностью перекачиваемой нефти и колеблются в пределах 150-700 мм. При выборе диаметра приемо-раздаточного патрубка исходят из скоростей движения жидкости в них в пределах 0,5 - 2,5 м/с в зависимости от вязкости нефти.

Клапан 2 устанавливается для предотвращения утечек нефти из резервуаров при неисправностях задвижек.

Подъемная труба 3 монтируется внутри резервуара и предназначена для нефти с требуемой высоты.

Замерный люк 4 служит замера в резервуаре уровня нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником. Замерный люк устанавливается на патрубке, приваренном вертикально к крыше резервуара. Крышка замерного люка герметично закрывается посредством прокладки и нажимного откидного болта. Внутри замерного люка расположена направляющая колодка, по которой спускают в резервуар замерную ленту с лотом. Колодка изготавливается из меди и алюминия, чтобы предотвратить искреобразования.

Световой люк 5 устанавливается на крыше резервуара над приемо-раздаточным патрубком. При открытой крышке через него внутрь резервуара проникает свет, а также через него производится вентиляция резервуара перед очисткой и ремонтом.

Люк-лаз устанавливается на нижнем поясе резервуара и предназначается для проникновения людей внутрь резервуара при ремонте и очистке, а также для освещения и проветривания резервуара при проведении этих работ.

Водоспускное приспособление сифонного типа предназначается для отбора пластовой воды. Высота колена сифона определяется расчетом в зависимости от выбранного соотношения столбов воды и нефти в резервуаре по следующей формуле:

$$(h_n \cdot \rho_n + h_v \cdot \rho_v)g = h_c \cdot \rho_v \cdot g,$$

$$h_c = \frac{h_n \cdot \rho_p}{\rho_v} + h_v$$

Дыхательный клапан автоматически сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой в те моменты, когда в резервуаре создается предельно допустимое давление или вакуум в результате изменения температуры, а также при наполнении или опорожнении резервуара. Дыхательный клапан рассчитан на избыточное давление и вакуум в газовом пространстве резервуара 20 мм вод.ст.

При таком избыточном давлении масса кровли резервуара, изготовленной из листовой стали толщиной 2,5 мм, уравнивается силой избыточного давления на нее.

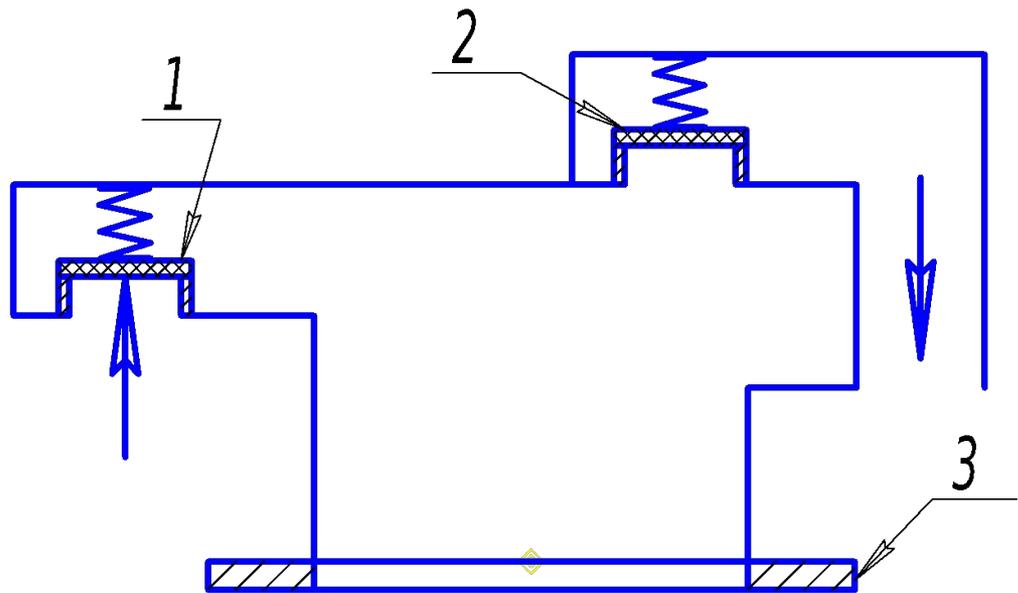
При этом удельную нагрузку от веса крышки компенсирует избыточное внутреннее давление, создаваемое газом, и напряжение в сварочных стыках не возникает, что видно из следующих формул:

$$h \cdot \rho_v \cdot g = \delta \cdot \rho_{ст} \cdot g$$

$$h = \delta \frac{\rho_{ст}}{\rho_v} = 2,5 \cdot 10^{-3} \frac{7,8}{1,0} = 20 \cdot 10^{-3} \quad \text{м вод. ст.}$$

Здесь h давление в м вод.ст., при котором срабатывает дыхательный клапан. Масса 1 м крыши составляет 20 кг и, следовательно, крыша не будет испытывать напряжения, если давление внутри не будет превышать давления, создаваемого массой крыши.

Функциональная схема дыхательного клапана приведена на рисунке. При превышении давления внутри резервуара 20 мм вод.ст. клапан 2 поднимается и сбрасывает в атмосферу излишний газ. А при понижении давления ниже 20 мм вод.ст. клапан открывается и в резервуар поступает воздух. Во избежание коррозии корпус клапана и седло изготавливают из алюминиевого сплава. Размеры дыхательного клапана рассчитывают на пропускную способность по газу.



1 – клапан
вакуума;
2 – клапан
давления;
3 – фланец для
установки клапана
на огневом
предохранителе
Функциональная
схема
дыхательного
клапана

Дыхательный клапан является ответственным элементом оборудования резервуара, в связи с чем, исправному состоянию клапана и правильной эксплуатации их должно уделяться особое внимание. В зимнее время дыхательные клапаны часто выходят из строя, так как при прохождении воздуха и паров нефти, влага, содержащаяся в них, конденсируется на тарелках и седлах, что приводит к их взаимному примерзанию.

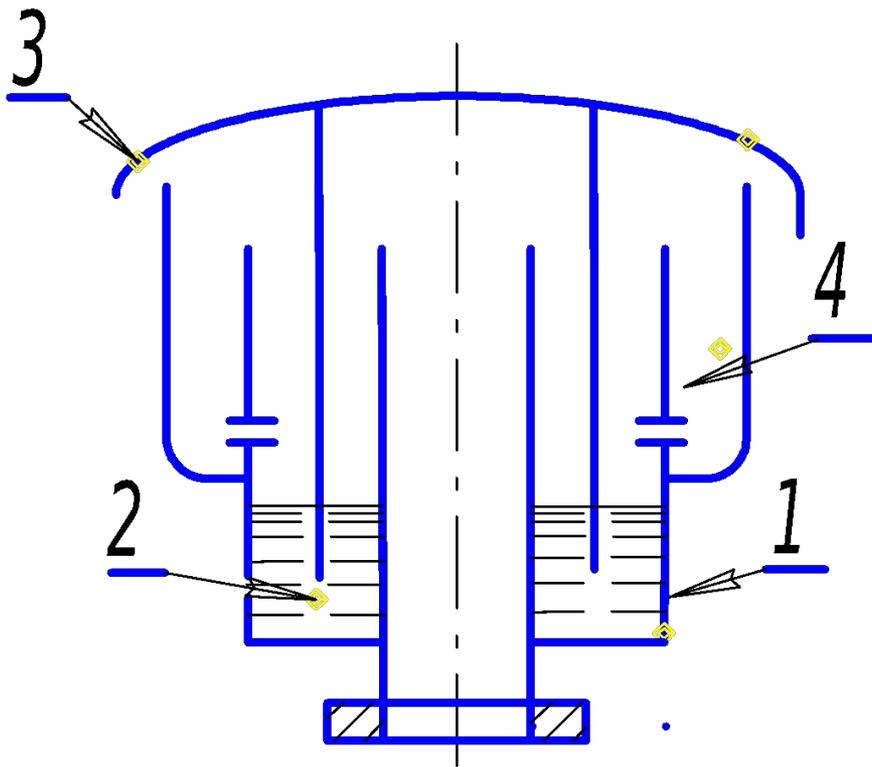
Этот недостаток устраняется путем изоляции поверхностей фторопластом, который имеет необходимые качества для работы в таких условиях - большую механическую прочность при низких температурах и химическую стойкость.

Гидравлический предохранительный клапан предназначен для ограничения избыточного давления и пара в газовом пространстве резервуара при отказе в работе дыхательного клапана, а также при недостаточном сечении дыхательного клапана при наливе и сливе нефти.

Функциональная схема дыхательного клапана приведена на рисунке. Клапан состоит из корпуса 1 с присоединительным патрубком, чашки 2, предназначенной для размещения жидкости гидрозатвора, крышки 3 для защиты от атмосферных осадков, кольцевого канала 4. В чашку 2 заливают незамерзающие, неиспаряющиеся маловязкие жидкости – этиленгликоль, раствор глицерина. Через гидравлический затвор происходит барботаж излишней смеси газа из резервуара или «вдох» воздуха в резервуар при большом и малом «дыханиях». Предохранительные клапаны рассчитаны на несколько большее давление и вакуум, чем дыхательный клапан. Он срабатывает при избыточном давлении 200 мм вод.ст. и при разрежении 40 мм в.ст. Количество заливаемой жидкости в клапан должно соответствовать срабатыванию клапана при указанных перепадах давления.

В случаях резкого повышения давления в резервуаре может произойти выброс жидкости из клапана в кольцевой канал. Обрато из него жидкость стекает в стенки кармана. В таких случаях клапан непосредственно сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой.

Огневые предохранители устанавливаются на резервуарах в комплекте с дыхательными и предохранительными клапанами и предназначаются для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени путем дробления пламени на отдельные мелкие потоки. При этом поверхность соприкосновения пламени с огневым предохранителем увеличивается, возрастает отдача тепла стенкам каналов и пламя затухает. Основной деталью огневых предохранителей является спиральная ленточная кассета цилиндрической формы, изготовленная из цветных металлов и помещенная в корпус предохранителя.



1 – корпус клапана;
2 – чашка для жидкости;
гидравлического
затвора;
3 – крышка;
4 – кольцевой канал
Функциональная
схема гидравлического
предохранительного
клапана

Дыхательные клапаны типа КДС

На современных резервуарах гидравлические предохранительные клапаны типа КПГ заменены дыхательными клапанами типа КДС, которые исключают необходимость в установке предохранительного клапана;
обеспечивают удобство при монтаже;
повышают срок службы резервуара;
обеспечивают экологическую чистоту окружающей среды;
снижают потери легких углеводородов.

Клапаны дыхательные КДС предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах. Они работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. При установке на резервуаре дыхательных клапанов КДС в качестве предохранительных последние должны быть того же типоразмера, что и дыхательные и настроены на те же рабочие параметры. По устойчивости к воздействию климатических условий клапаны изготовлены в исполнении УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Клапаны выпускаются в штампо-сварном варианте, совмещенные с огневым предохранителем.

Технические характеристики

Установленный срок службы клапана не менее 21 год

Условный проход $D_u = 350$ мм.

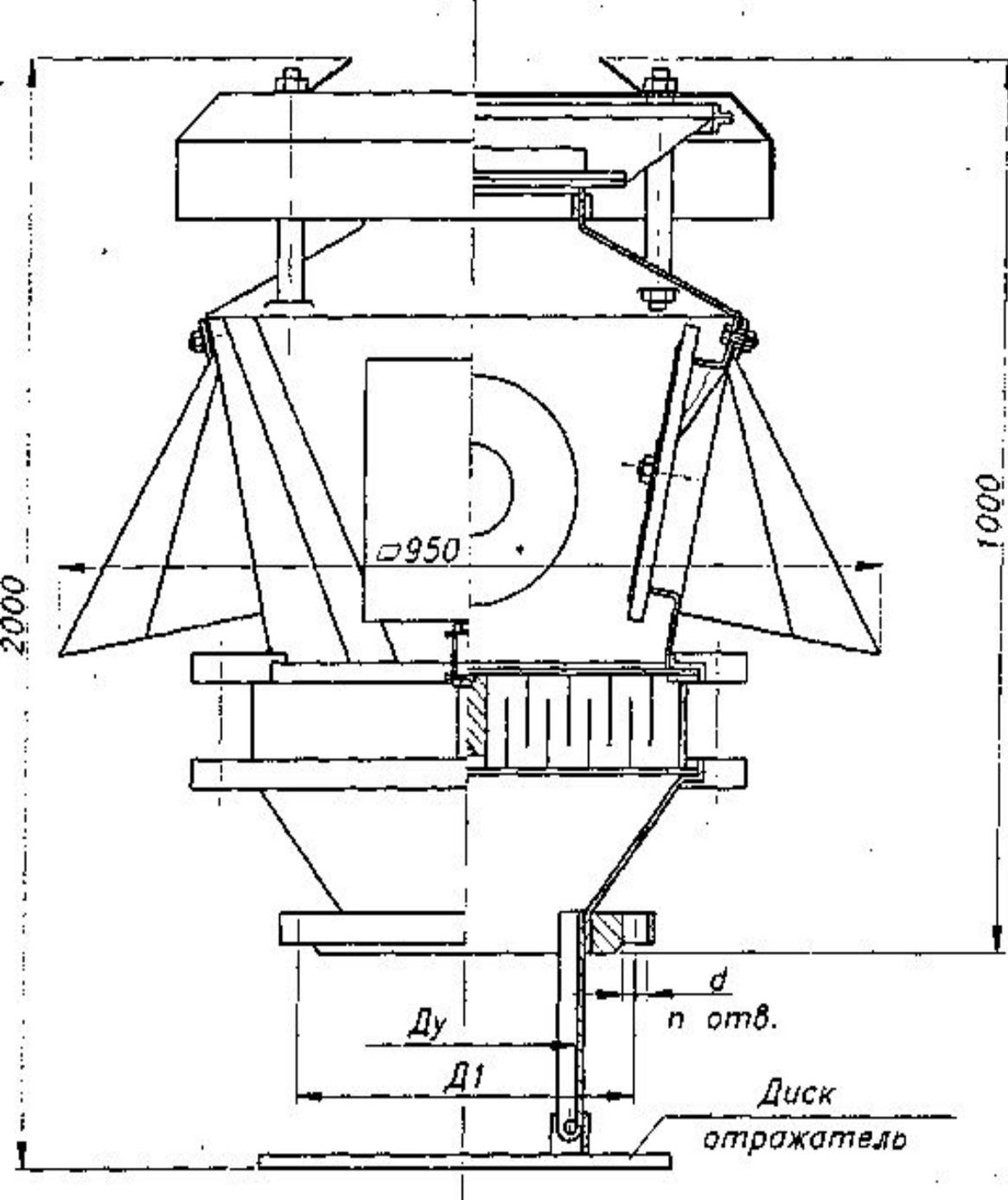
Рабочее давление, не более 2000 (200), Па (мм.вод.ст.)

Рабочий вакуум 250 (25) , Па (мм.вод.ст)

Давление срабатывания, не более 2000 (200) Па (мм.вод.ст.)

Максимальная пропускная способность, не менее 1300 м³/ч.

Масса, не более 115 кг.



Клапан дыхательный
совмещенный с
предохранительным
клапаном

Устройство и принцип работы

Штампо-сварной корпус клапана выполнен в виде четырехугольного бункера, на боковых поверхностях которого выкатаны седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума, прикрывающей седло вакуума в корпусе и кронштейна с фторопластовым хлястиком, которые крепятся к корпусу и ограничивают смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар.

Горловина клапана заканчивается седлом, на которое устанавливается тарелка давления, предназначенная для выхода паровоздушной смеси из резервуара.

Контактирующие поверхности тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой, препятствующей примерзанию сопрягающихся деталей.

Клапаны КДС устанавливаются на резервуар крепёжным фланцем или переходником. На крепёжный фланец (переходник) устанавливается кассета огневого предохранителя. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра, клапан имеет крышку и четыре воздуховода для вакуумных затворов.

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара.

При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения, затвор закрывается и резервуар герметизируется.

При “выдохе” резервуара в полости корпуса клапана возникает избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки вакуумных затворов к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь поднять ее. При повышении избыточного давления в корпусе клапана до величины давления срабатывания тарелка давления открывается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу. После снижения избыточного давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение, затвор закрывается.